



AIR LIQUIDE ITALIA INDUSTRIA
SISTEMA DI GESTIONE
ISTRUZIONE OPERATIVA

Riferimento: LI/RCSS/PR-IO HSE 22
Revisione: 0
Data: 12/04/2013
Pagine: 1/36
Proprietà: LI/RCSS/PR

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Limiti di responsabilità

Le informazioni contenute in questo documento sono state redatte esclusivamente per uso interno di Air Liquide Italia Industria. Poiché questo documento è confidenziale e di proprietà di Air Liquide Italia, i terzi non sono autorizzati a fare riferimento al documento stesso a nessun titolo.

Si diffida, in ogni caso, chiunque possa venire in possesso delle suddette informazioni a considerarle come indicazioni destinate al pubblico o come istruzioni per l'uso o come garanzie o suggerimenti, con natura e finalità commerciali.

Air Liquide Italia declina, comunque, qualsiasi responsabilità per l'uso improprio e vietato delle informazioni e del prodotto, riservandosi di tutelare legalmente i propri diritti.

Questo documento recepisce i seguenti documenti:

--	--	--	--	--

Questo documento annulla e sostituisce i seguenti documenti:

--	--	--	--	--

Rev.	Data	Nome	Redatto da	Verificato da	Approvato da	Descrizione e motivo della revisione
0	12/04/2013	L. Alaimo - LI/RCSS/PR/ING PROC	Firma su originale cartaceo			Vd. Tabella di Revisione Allegato 00
		R. Sala - LI/RCSS/PR/MAN		Firma su originale cartaceo		
		D. Cantile - LI/RCSS/PR/QA/EA		Firma su originale cartaceo		
		R. Pascale - LI/RCSS/PR/PROD		Firma su originale cartaceo		
		G. Bosinco - LI/RCSS/PR/ASPP		Firma su originale cartaceo		
		G. Pelliccia - LI/RCSS/PR			Firma su originale cartaceo	

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂**INDICE**

1.	SCOPO	3
2.	CAMPO DI APPLICAZIONE	3
3.	RESPONSABILITÀ	3
3.1.	RESPONSABILITÀ ORGANIZZATIVE	3
3.2.	RESPONSABILITÀ SPECIFICHE	3
4.	DEFINIZIONI	3
5.	RIFERIMENTI E DOCUMENTI RICHIAMATI	4
6.	COMPETENZE RICHIESTE	4
7.	DESCRIZIONE DELLA PROCEDURA	4
7.1.	PREMESSA	4
7.2.	GESTIONE DELLE COMPETENZE DEL PERSONALE	5
7.3.	VALUTAZIONE PERIODICA ADEGUATEZZA DEL PIANO DI MONITORAGGIO	5
7.3.1.	Gestione delle modifiche al piano di monitoraggio	7
7.3.2.	Revisione dei dati e gestione delle non conformità	8
7.4.	REQUISITI IN MATERIA DI COMUNICAZIONE	10
7.5.	PROCEDURE INERENTI IL FLUSSO DI DATI	11
7.6.	Procedure inerenti l'assicurazione della qualità	12
7.6.1.	Processi effettuati all'esterno	12
7.6.2.	Procedure per assicurare la qualità dei sistemi informatici	12
7.6.3.	Procedure per gestire l'archivio dei dati	13
7.6.4.	Procedure per gestire gli strumenti di misura	14
7.7.	PROCEDURE INERENTI LE ATTIVITÀ DI CONTROLLO	16
7.7.1.	Flusso di dati relativi all'attività del gas naturale	17
7.7.2.	Flusso di dati relativi all'attività del butano	22
7.7.3.	Flusso di dati relativi alla composizione del gas naturale	25
7.7.4.	Flusso di dati relativi al calcolo delle emissioni	29
7.	REGISTRAZIONI E ARCHIVIAZIONE DELLA DOCUMENTAZIONE	34
8.	CHECK LIST PER AUDIT	34
	ALLEGATO 00. TABELLA DI REVISIONE	35
	ALLEGATO 01. EMENDAMENTI SPECIFICI	36
	ALLEGATO 02. CHECK LIST PER L'AUDIT DELLA ISTRUZIONE OPERATIVA	36

 AIR LIQUIDE	AIR LIQUIDE ITALIA INDUSTRIA SISTEMA DI GESTIONE ISTRUZIONE OPERATIVA	Riferimento: LI/RCSS/PR-IO HSE 22 Revisione: 0 Data: 12/04/2013 Pagine: 3/36 Proprietà: LI/RCSS/PR
GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂		

1. **SCOPO**

La presente Istruzione Operativa ha lo scopo di definire le modalità di gestione delle attività legate al monitoraggio delle emissioni di CO₂ e alla gestione della normativa ETS in merito alla comunicazione delle emissioni di CO₂.

2. **CAMPO DI APPLICAZIONE**

Questa Istruzione Operativa si applica al personale ETS.

3. **RESPONSABILITÀ**

3.1. **RESPONSABILITÀ ORGANIZZATIVE**

Il Responsabile di Centrale:

- deve assicurare che la seguente istruzione operativa sia conosciuta, compresa ed applicata;

Il personale ETS:

- deve conoscere e applicare la seguente istruzione operativa.

3.2. **RESPONSABILITÀ SPECIFICHE**

Il Responsabile di Centrale è responsabile:

- della formazione specifica del personale di produzione sulla Istruzione Operativa;
- delle attività eseguite dal personale formato.

4. **DEFINIZIONI**

Personale ETS = personale coinvolto nel sistema di gestione e monitoraggio delle emissioni di CO₂, nominato dal Responsabile di Centrale.

Dati relativi all'attività = terminologia utilizzata nel Regolamento n. 601/2012, che indica i dati inerenti la misura di un flusso; ad esempio dati relativi all'attività di gas naturale è equivalente a "quantità di gas naturale".

 AIR LIQUIDE	AIR LIQUIDE ITALIA INDUSTRIA SISTEMA DI GESTIONE ISTRUZIONE OPERATIVA	Riferimento: LI/RCSS/PR-IO HSE 22 Revisione: 0 Data: 12/04/2013 Pagine: 4/36 Proprietà: LI/RCSS/PR
GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂		

5. RIFERIMENTI E DOCUMENTI RICHIAMATI

I documenti sotto indicati devono intendersi nella versione corrente.

1		Regolamento (UE) N. 601/2012 DELLA COMMISSIONE del 21 giugno 2012
2		Piano di monitoraggio ETS 2013-2020
3	LI/RCSS/PR-MOD 32	Calcolo emissioni di CO ₂

6. COMPETENZE RICHIESTE

Il Responsabile di Centrale deve avere competenza sull'argomento.
Il personale ETS deve essere formato sull'Istruzione Operativa.

7. DESCRIZIONE DELLA PROCEDURA

7.1. **PREMESSA**

Il 21 giugno 2012 la Commissione Europea ha emanato il Regolamento (UE) N. 601/2012 concernente il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della Direttiva 2003/87/CE e s.m.i. del Parlamento europeo e del Consiglio, valido per il terzo periodo di scambio del sistema dell'Unione che decorre a partire dal 1 gennaio 2013.

Ai sensi dell'articolo 12 del suddetto Regolamento, il piano di monitoraggio consiste in una documentazione precisa, completa e trasparente della metodologia di monitoraggio impiegata per un determinato impianto e contiene perlomeno gli elementi di cui all'allegato I del Regolamento.

Se nell'allegato I si fa riferimento a una procedura, quest'ultima deve essere gestita, documentata, applicata e aggiornata dal gestore separatamente rispetto al piano di monitoraggio.

Su richiesta, il gestore mette a disposizione dell'autorità competente a scopo di verifica ogni eventuale documentazione scritta delle procedure.

Le procedure da predisporre e applicare secondo il Regolamento n. 601/2012 sono elencate di seguito e descritte nel dettaglio nei paragrafi successivi:

- a) procedura per gestire l'attribuzione delle responsabilità di monitoraggio e comunicazione e per gestire le competenze del personale responsabile;
- b) procedura per la valutazione periodica dell'adeguatezza del piano di monitoraggio;
- c) requisiti in materia di comunicazione
- d) procedura da applicare per le attività riguardanti il flusso dei dati ai sensi dell'articolo 57;
- e) procedure da applicare in relazione all'assicurazione della qualità;
- f) procedura da applicare per le attività di controllo a norma dell'articolo 58.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂**7.2. GESTIONE DELLE COMPETENZE DEL PERSONALE**

In conformità al punto 1 c), paragrafo 1, allegato I, del Regolamento n. 601/2012, si descrive la procedura attuata per gestire l'attribuzione delle responsabilità di monitoraggio e comunicazione e per gestire le competenze del personale responsabile. Tale procedura deve tener conto dell'Art.58 punto 3c) del Regolamento, che prevede la separazione delle funzioni nelle attività riguardanti il flusso di dati, nelle attività di controllo e nella gestione delle competenze.

Il Responsabile di Centrale individua le funzioni che possono essere coinvolte nella gestione del sistema ETS attribuendo loro la denominazione di "personale ETS". La lista del personale ETS viene rinnovata o aggiornata almeno una volta all'anno.

I ruoli del personale ETS sono assegnati in virtù della corrispondente abilitazione per una determinata mansione e delle rispettive aree di competenza nell'organizzazione dell'impianto. L'abilitazione è sottoposta a revisione e rinnovo secondo la procedura "Abilitazione del personale" ALI-GP 08, in modo da garantire la competenza del personale ETS.

La gestione della formazione avviene secondo la procedura ALI-GP 07. In particolar modo, il Responsabile di ciascuna risorsa assicura che ai collaboratori di nuova assunzione, oppure in caso di trasferimento da un Sito ad un altro Sito, di cambiamento di mansione o di introduzione di modifiche significative, sia erogata con immediatezza la formazione di base in conformità alla normativa vigente e, in funzione della pianificazione definita, la formazione specifica legata alla mansione/azione. Nessuno può lavorare in modo autonomo finché la formazione prevista non sia stata completata con esito positivo. Ciascuna mansione è sottoposta annualmente ad uno specifico piano di formazione. Il Responsabile di Centrale, almeno una volta all'anno, effettua un incontro con il personale ETS allo scopo di identificare le necessità di formazione.

La separazione delle funzioni è adeguatamente garantita nella procedura di gestione dei dati ETS: la manutenzione degli strumenti di misura è gestita dal Responsabile di Manutenzione, i dati primari sono verificati dal Responsabile di Produzione, l'ingegnere di processo si occupa della compilazione dei fogli di calcolo delle emissioni di CO₂ a partire dai dati primari, il Responsabile QA/EA verifica il calcolo, infine il Responsabile di Centrale, persona non coinvolta nella raccolta ed elaborazione dei dati, si occupa di validare i calcoli e di gestire le competenze e il piano di formazione del personale.

Mantenendo il principio della separazione delle funzioni, il personale ETS può all'occorrenza intervenire in una delle fasi di compilazione o controllo dei dati di monitoraggio, su indicazione del Responsabile di Centrale, se la corrispondente funzione non può ottemperare momentaneamente al proprio compito. La validazione dei dati di monitoraggio può essere effettuata, in mancanza del Responsabile di Centrale, dal Direttore Industriale Sicilia e Sardegna, che assicura allo stesso modo la non implicazione nel processo di raccolta ed elaborazione dei dati.

7.3. VALUTAZIONE PERIODICA ADEGUATEZZA DEL PIANO DI MONITORAGGIO

Di seguito viene descritta la procedura applicata per effettuare una valutazione periodica dell'adeguatezza del piano di monitoraggio, in ottemperanza al punto 1 c), paragrafo 1, allegato I, del Regolamento n. 601/2012.

Il personale ETS effettua una riunione annuale per trattare i temi seguenti:

- a) verifica delle fonti di emissione e dei flussi di fonti
- b) verifica della completezza delle fonti di emissione e dei flussi di fonti
- c) verifica dell'inserimento nel piano di monitoraggio delle modifiche pertinenti introdotte nella natura e nel funzionamento dell'impianto
- d) valutazione della conformità alle soglie di incertezza per i dati relativi all'attività e per i parametri inclusi nel calcolo delle emissioni, per i livelli utilizzati per ciascun flusso di fonti e per ciascuna fonte di emissione
- e) valutazione delle potenziali misure applicate per migliorare la metodologia di monitoraggio (ai sensi dell'articolo 69 del Regolamento n.601/2012)

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

f) valutazione delle azioni da intraprendere in seguito a raccomandazioni contenute nelle relazioni di verifica predisposte ai sensi dell'articolo 15 della direttiva 2003/87/CE.

Ai fini della valutazione sono disponibili tutte le modifiche rilevanti programmate o effettuate sull'impianto, grazie alla procedura di gruppo "Gestione delle modifiche" ALI-GP 13, inerente la gestione delle modifiche in ogni aspetto della conduzione dell'impianto (modifiche costruttive, modifiche gestionali, modifiche sul sistema di controllo). Tale procedura prevede la compilazione di una check-list e vari livelli di validazione e implementazione della modifica; la check-list comprende una sezione in cui è possibile indicare se la modifica incide sulla gestione delle emissioni in atmosfera. Il processo di valutazione delle modifiche rilevanti ai fini del monitoraggio delle emissioni di CO₂ viene quindi inizializzato attraverso la procedura interna di gestione delle modifiche, per poi essere approfondito durante la riunione annuale.

A completamento della valutazione delle modifiche, viene verificata anche la pertinenza di modifiche pianificate o effettive su capacità, livello di attività e funzionamento dell'impianto ai sensi della Decisione 2011/278/EC.

La valutazione di conformità ai livelli di incertezza richiesti per i dati relativi all'attività viene aggiornata all'atto della comunicazione di un nuovo piano di monitoraggio o ogniqualvolta ciò sia necessario in considerazione di una modifica apportata al piano di monitoraggio.

In base alle informazioni scaturite dalla riunione annuale e al relativo Piano d'Azione, il personale ETS redige la proposta di aggiornamento del piano di monitoraggio. Il Responsabile di Centrale valida e invia il piano di monitoraggio modificato all'autorità competente entro il 31 Dicembre di ogni anno.

Secondo quanto stabilito dall'articolo 69 del Regolamento n.601/2012 per impianti di categoria B, il gestore trasmette all'autorità competente almeno ogni due anni, entro il 30 giugno o altra data indicata, una comunicazione che contenga le seguenti informazioni:

- Se il gestore non applica almeno i livelli di incertezza previsti ai sensi dell'articolo 26, occorre descrivere le ragioni per cui l'applicazione di tali livelli non sarebbe tecnicamente realizzabile o comporterebbe costi sproporzionatamente elevati.
- Se le misure necessarie per l'applicazione dei livelli di incertezza previsti sono divenute tecnicamente realizzabili e non comportano più costi sproporzionatamente elevati, il gestore comunica all'autorità competente le modifiche adeguate da apportare al piano di monitoraggio, ai sensi dell'articolo 15, e trasmette proposte per mettere in atto le relative misure, specificando le tempistiche attese.

Se la relazione di verifica predisposta conformemente al Regolamento (UE) n. 600/2012 indica la presenza di non conformità rilevanti oppure contiene raccomandazioni tese ad apportare miglioramenti ai sensi degli articoli 27, 29 e 30 del Regolamento, entro il 30 giugno dell'anno in cui la relazione di verifica è stata redatta dal responsabile della verifica, il gestore trasmette una relazione all'autorità competente ai fini dell'approvazione. La relazione descrive quando e come il gestore ha rettificato o intende rettificare le non conformità rilevate dal responsabile della verifica e mettere in atto i miglioramenti raccomandati.

Se gli interventi raccomandati non comportano un miglioramento della metodologia di monitoraggio, il gestore fornisce una spiegazione in merito. Se gli interventi raccomandati comportano costi sproporzionatamente elevati, il gestore fornisce le prove della natura sproporzionatamente elevata dei costi.

Eventuali modifiche del piano di monitoraggio considerate significative ai sensi dell'articolo 15 del Regolamento n.601/2012 vengono valutate mensilmente dal personale ETS tramite la check-list presente nel file "Calcolo emissioni di CO₂" archiviato sulla rete intranet aziendale; in caso si riscontri la necessità di modificare in tal senso il piano di monitoraggio, il personale ETS effettua una riunione dedicata in modo da predisporre la gestione della modifica e comunicare la proposta di modifica all'autorità competente. La descrizione della procedura da seguire in caso di modifiche è fornita nel paragrafo seguente.

 AIR LIQUIDE	AIR LIQUIDE ITALIA INDUSTRIA SISTEMA DI GESTIONE ISTRUZIONE OPERTIVA	Riferimento: LI/RCSS/PR-IO HSE 22 Revisione: 0 Data: 12/04/2013 Pagine: 7/36 Proprietà: LI/RCSS/PR
GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂		

7.3.1. Gestione delle modifiche al piano di monitoraggio

Ai sensi dell'articolo 14 del Regolamento n.601/2012, si verifica periodicamente se il piano di monitoraggio rifletta la natura e il funzionamento dell'impianto e se sia possibile migliorare la metodologia di monitoraggio.

Il piano di monitoraggio viene sottoposto a modifica nel caso in cui si presenti una delle seguenti situazioni:

- a) si verificano nuove emissioni, dovute a nuove attività svolte o all'uso di nuovi combustibili o materiali non ancora contemplati dal piano di monitoraggio;
- b) una variazione della disponibilità dei dati, dovuta all'impiego di nuovi tipi di strumenti di misurazione, metodi di campionamento o metodi di analisi ovvero ad altre ragioni, comporta una conseguente maggiore accuratezza nella determinazione delle emissioni;
- c) i dati ottenuti dall'impiego della metodologia di monitoraggio applicata in precedenza si sono rivelati errati;
- d) la modifica apportata al piano di monitoraggio migliora l'accuratezza dei dati comunicati, salvo il caso in cui ciò non risulti tecnicamente realizzabile o comporti costi sproporzionatamente elevati;
- e) il piano di monitoraggio non è conforme alle prescrizioni del Regolamento n.601/2012 e l'autorità competente obbliga il gestore a modificarlo;
- f) è necessario mettere in atto le proposte di miglioramento del piano di monitoraggio formulate in una relazione di verifica.

La gestione delle modifiche del piano di monitoraggio è attuata ai sensi degli articoli 15 e 16 del Regolamento n.601/2012.

Ogni proposta di modifica del piano di monitoraggio viene notificata tempestivamente all'autorità competente; eventuali modifiche non significative ai sensi del paragrafo 3 dell'Art. 15 possono essere notificate entro il 31 dicembre dello stesso anno. Tra le modifiche significative al piano di monitoraggio si annoverano le seguenti:

- a) modifiche alla categoria dell'impianto;
- b) modifiche alle fonti di emissione;
- c) una modifica che comporta il passaggio da una metodologia basata su calcoli a una metodologia fondata su misure, o viceversa;
- d) una modifica al livello applicato;
- e) l'introduzione di nuovi flussi di fonti;
- f) una modifica alla classificazione dei flussi di fonti che comporti un cambiamento tra flussi di fonti di maggiore o minore entità o flussi de minimis;
- g) una modifica del valore standard per un fattore di calcolo, se il valore deve essere indicato nel piano di monitoraggio;
- h) l'introduzione di nuove procedure connesse al campionamento, all'analisi o alla taratura, se le modifiche di tali procedure hanno un impatto diretto sull'accuratezza dei dati relativi alle emissioni;

La classificazione del flusso di fonti butano non è considerata significativa ai sensi dell'Articolo 15, in quanto per tale flusso di fonti si applicano in ogni caso i livelli di incertezza previsti per flussi di fonti di maggiore entità e non si ricorre alle semplificazioni descritte nel Regolamento n.601/2012 per flussi di fonti di minore entità o de minimis.

Il gestore può effettuare i monitoraggi e le comunicazioni conformemente al piano di monitoraggio modificato prima di ottenere l'approvazione dell'autorità competente, nel caso in cui possa ragionevolmente presumere che le modifiche proposte non siano significative o che il monitoraggio condotto conformemente al piano di monitoraggio originale fornirebbe dati sulle emissioni incompleti.

In caso di dubbio il gestore effettua tutti i monitoraggi e le comunicazioni e produce una documentazione intermedia in parallelo, utilizzando sia il piano di monitoraggio modificato sia quello originale.

Dopo aver ottenuto l'approvazione, il gestore usa soltanto i dati riferiti al piano di monitoraggio modificato. Il gestore registra tutte le modifiche apportate al piano di monitoraggio. In ciascuna comunicazione, è tenuto a precisare:

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

- a) una descrizione chiara della modifica apportata;
- b) le ragioni dell'introduzione della modifica;
- c) la data in cui la modifica è stata comunicata all'autorità competente;
- d) la data in cui l'autorità competente ha confermato di aver ricevuto la notifica e la data dell'approvazione o della trasmissione delle informazioni di cui all'articolo 15;
- e) la data di inizio dell'applicazione del piano di monitoraggio modificato.

7.3.2. Revisione dei dati e gestione delle non conformità

La valutazione dei rischi e le conseguenti misure di mitigazione del rischio consentono di ottenere una soglia accettabile di rischio residuo. Ciò non comporta l'accettabilità degli errori, poiché il gestore deve in ogni caso correggere ogni informazione errata o non conformità.

A tal fine occorre:

- a) valutare la validità dei risultati ottenuti nelle varie fasi applicabili alle attività riguardanti il flusso dei dati di cui all'articolo 57 o alle attività di controllo di cui all'articolo 58 del Regolamento n.601/2012;
- b) determinare la causa originaria dell'erroneo funzionamento o dell'errore;
- c) adottare le misure correttive del caso, anche provvedendo a rettificare eventuali dati errati contenuti nella comunicazione delle emissioni.

Tutte le fasi del flusso di dati, descritte nel paragrafo 7.5, sono sottoposte mensilmente a controllo e validazione per mezzo di una check list, presente nel file "Calcolo emissioni di CO₂", archiviato nella rete intranet aziendale. La check list è condivisa dal personale ETS, che può intervenire in qualsiasi momento per segnalare eventuali anomalie, ad esempio malfunzionamento di uno strumento di misura, incongruenza dei dati, lacune nei dati. Nel caso di anomalie nello svolgimento di una delle attività riguardanti il flusso di dati, il personale ETS si riunisce per discutere circa le azioni da intraprendere; l'esito della riunione e il successivo riscontro sull'effettiva applicazione delle azioni individuate viene riportato sottoforma di note nella corrispondente sezione della check-list. Nel caso di azioni correttive a lungo termine o di raccomandazioni da parte dell'ente certificatore o da parte dell'autorità competente, viene redatto apposito Piano d'Azione che permette di monitorare le scadenze prefissate per le attività e l'avanzamento delle attività stesse.

Le procedure di controllo da applicare ai sensi dell'articolo 58 del Regolamento n.601/2012 includono una revisione periodica dei dati raccolti nel corso dell'anno (confronto dei dati nel tempo, confronto dei dati da diverse fonti, controlli di plausibilità dei dati di emissione con i dati di produzione ecc...).

Periodicamente si procede alla revisione sia dei dati primari sia dei dati elaborati, come previsto dall'articolo 62 del Regolamento n.601/2012 e secondo le modalità indicate nella descrizione delle attività di controllo del flusso di dati (paragrafo 7.6). In particolare la revisione dei dati viene effettuata sia mensilmente sia in occasione della comunicazione annuale delle emissioni.

La revisione e la convalida dei dati comprendono:

- a) la verifica della completezza dei dati;
- b) il confronto dei dati ottenuti, monitorati e comunicati nell'arco degli anni;
- c) il confronto dei dati e dei valori ricavati da sistemi diversi di raccolta dei dati operativi, compresa la comparazione tra i fattori di calcolo determinati mediante analisi, calcolati o segnalati dal fornitore del combustibile o del materiale e i fattori di riferimento, nazionali o internazionali, di combustibili o materiali analoghi e il confronto tra dati aggregati e dati grezzi.

La funzione Manutenzione si occupa di aggiornare i documenti relativi alla manutenzione e taratura degli strumenti e quelli relativi agli elementi che influiscono sull'affidabilità e la disponibilità dei dati, come i sistemi di archiviazione elettronica; l'aggiornamento riguarda le istruzioni operative in caso di processi gestiti dall'interno o la revisione dei contratti nel caso di processi affidati a terzi. La revisione delle procedure che riguardano l'elaborazione dei dati e la gestione del monitoraggio delle emissioni di CO₂ viene effettuata dal personale ETS contestualmente alla riunione annuale.

Anomalie nei dati relativi all'attività e in quelli relativi alle analisi possono essere riscontrate sia da parte del gestore dell'impianto sia da parte del fornitore o gestore di rete. Le azioni effettuabili per mitigare l'impatto delle anomalie sono descritte in dettaglio nel paragrafo relativo alle attività di controllo (paragrafo 7.6).

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

In generale eventuali malfunzionamenti negli strumenti di misura appartenenti al gestore dell'impianto sono riscontrati in maniera tempestiva grazie al monitoraggio puntuale dell'impianto da parte del personale in turno. L'attivazione del personale reperibile consente di attuare le opportune operazioni di manutenzione e/o di fare ricorso ad eventuali strumenti di back-up.

I dati relativi al consumo di gas naturale e butano sono controllati in sede di chiusura mensile dal Responsabile di Produzione o suo delegato, mediante confronto con dati provenienti da misuratori interni all'impianto, dati medi ricavati da dati storici, specifici. Si definisce anomalia relativa ai dati di attività una situazione in cui è presente un qualsiasi malfunzionamento di uno o più elementi della catena di misura che comporta una modifica dell'accuratezza con cui vengono determinati i dati o che comporta la non disponibilità dei dati stessi. I criteri per stabilire la validità dei dati di attività includono il confronto con misuratori interni dell'impianto, con i dati storici e con gli specifici dell'impianto, le segnalazioni di necessaria manutenzione degli strumenti di misura. Le anomalie dei dati relativi all'attività sono trattate così come descritto nel paragrafo 7.6.

I criteri per stabilire la validità dei dati di analisi sono applicati in sede di elaborazione dei dati da parte del gestore di rete. I dati comunicati tramite bollettino di analisi sono controllati mensilmente dall'ingegnere di processo mediante confronto con i dati storici e gli specifici di composizione indicati nel Codice di Rete SNAM. Si definisce anomalia relativa ai dati di analisi una situazione in cui è presente un qualsiasi malfunzionamento di uno o più elementi della catena di misura che comporta una modifica dell'accuratezza con cui vengono determinati i dati o che comporta la non disponibilità dei dati stessi. Le eventuali anomalie sono trattate come descritto nel paragrafo 7.6.

Infine è possibile definire in modo analogo le anomalie riscontrate nel processo di calcolo delle emissioni di CO₂: in questo caso un'anomalia è una situazione in cui è presente un qualsiasi errore in uno o più passaggi del flusso di dati relativo al calcolo delle emissioni, che comporta una modifica dell'accuratezza con cui vengono determinati i dati o che comporta la non disponibilità dei dati stessi. Come descritto in dettaglio nel paragrafo 7.6, a valle dei controlli effettuati sui dati di partenza necessari per la determinazione delle emissioni potrebbero esserci errori nella trascrizione, nell'elaborazione e nell'archiviazione dei dati. Il criterio per l'accettabilità dei risultati prevede una completa corrispondenza tra i dati ufficiali ricavati da fatture, verbali di analisi, tabelle nazionali standard, una completa conformità ai metodi prescritti dal Regolamento n.601/2012 e una completa disponibilità dei documenti fonti delle informazioni necessarie per la determinazione delle emissioni di CO₂; inoltre il fattore di emissione calcolato per il gas naturale viene confrontato con dati storici e fattori standard. Le eventuali anomalie sono trattate come descritto nel paragrafo 7.6.

La Gestione delle non conformità, delle azioni correttive e azioni preventive prevede in generale l'applicazione della procedura di gruppo "ALI-P6".

Il riscontro di una qualsiasi anomalia determina un'indagine per individuare la causa del malfunzionamento o dell'errore. L'indagine viene effettuata con la collaborazione di tutto il personale ETS e può essere coadiuvata nei casi più complicati dall'utilizzo dell'albero delle cause. Una volta individuata la causa primaria il personale ETS si riunisce per stabilire l'appropriata azione correttiva, che può includere la manutenzione o la sostituzione di uno degli elementi della catena di misura, il miglioramento delle attività di controllo, ecc...

Nel caso di sussistenza di lacune nei dati relativi all'attività o nei dati relativi alle analisi si ricorre a dati alternativi assicurando che questi siano prudenziali e non portino ad una sottostima delle emissioni, applicando all'occorrenza quanto indicato dall'Articolo 23 del Regolamento (UE) n.601/2012.

In particolare, ai sensi dell'Articolo 23 del Regolamento n.601/2012, se per motivi tecnici risulta temporaneamente impossibile applicare il livello indicato nel piano di monitoraggio per i dati relativi all'attività o per ciascun fattore di calcolo, viene applicato il livello più elevato raggiungibile fino al ripristino delle condizioni per l'applicazione del livello approvato nel piano di monitoraggio.

Il gestore attua tutte le misure necessarie per consentire il sollecito ripristino del livello per il piano di monitoraggio e comunica tempestivamente all'autorità competente la variazione temporanea alla metodologia di monitoraggio, specificando:

- a) le cause della deviazione dal livello;
- b) in maniera dettagliata, la metodologia di monitoraggio provvisoria che il gestore utilizza per determinare le emissioni fino a quando non siano state ripristinate le condizioni per l'applicazione del livello approvato nel piano di monitoraggio;
- c) le misure che il gestore adotta per ripristinare le condizioni per l'applicazione del livello specificato nel piano di monitoraggio applicato dall'autorità competente;

 AIR LIQUIDE	AIR LIQUIDE ITALIA INDUSTRIA SISTEMA DI GESTIONE ISTRUZIONE OPERATIVA	Riferimento: LI/RCSS/PR-IO HSE 22 Revisione: 0 Data: 12/04/2013 Pagine: 10/36 Proprietà: LI/RCSS/PR
GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂		

d) il momento in cui il livello approvato dall'autorità competente sarà nuovamente applicato.

Se gli errori riscontrati riguardano dati già contenuti nella comunicazione annuale delle emissioni, il personale ETS si riunisce per stabilire un piano di azione e notifica all'autorità competente quanto accaduto rettificando i dati contenuti nella comunicazione.

Qualsiasi correzione applicata ai dati viene registrata in corrispondenza della check list presente nel file di calcolo delle emissioni di CO₂. Le modifiche previste in eventuali piani d'azione vanno considerate applicate al raggiungimento di uno stato di avanzamento pari al 100%.

7.4. REQUISITI IN MATERIA DI COMUNICAZIONE

Ai sensi dell'articolo 67 del Regolamento n.601/2012, entro il 31 marzo di ogni anno il gestore o presenta all'autorità competente una comunicazione delle emissioni che contiene le emissioni annuali del periodo di comunicazione e che è sottoposta a verifica in conformità al Regolamento (UE) n. 600/2012.

Tuttavia, le autorità competenti possono chiedere ai gestori o agli operatori aerei di trasmettere la comunicazione annuale delle emissioni sottoposta a verifica prima del 31 marzo, ma non prima del 28 febbraio.

Le comunicazioni annuali delle emissioni contengono almeno le informazioni specificate nell'allegato X del Regolamento n.601/2012.

La valutazione dell'adeguatezza del piano di monitoraggio viene effettuata dal personale ETS con cadenza annuale. La gestione delle modifiche al piano di monitoraggio è attuata ai sensi degli articoli 15 e 16 del Regolamento n.601/2012; il personale ETS valuta mensilmente la sussistenza di modifiche significative tramite una check-list presente nel foglio di Calcolo delle emissioni di CO₂. Ogni proposta di modifica del piano di monitoraggio viene notificata tempestivamente all'autorità competente; eventuali modifiche non significative ai sensi del paragrafo 3 dell'Articolo 15 possono essere notificate entro il 31 dicembre dello stesso anno.

Secondo quanto stabilito dall'articolo 69 del Regolamento n.601/2012 per impianti di categoria B, il gestore trasmette all'autorità competente almeno ogni due anni, entro il 30 giugno o altra data indicata, una comunicazione che contenga le seguenti informazioni:

- Se il gestore non applica almeno i livelli di incertezza previsti ai sensi dell'articolo 26, occorre descrivere le ragioni per cui l'applicazione di tali livelli non sarebbe tecnicamente realizzabile o comporterebbe costi sproporzionatamente elevati.
- Se le misure necessarie per l'applicazione dei livelli di incertezza previsti sono divenute tecnicamente realizzabili e non comportano più costi sproporzionatamente elevati, il gestore comunica all'autorità competente le modifiche adeguate da apportare al piano di monitoraggio, ai sensi dell'articolo 15, e trasmette proposte per mettere in atto le relative misure, specificando le tempistiche attese.

Se la relazione di verifica predisposta conformemente al Regolamento (UE) n. 600/2012 indica la presenza di non conformità rilevanti oppure contiene raccomandazioni tese ad apportare miglioramenti ai sensi degli articoli 27, 29 e 30 del Regolamento, entro il 30 giugno dell'anno in cui la relazione di verifica è stata redatta dal responsabile della verifica, il gestore trasmette una relazione all'autorità competente ai fini dell'approvazione. La relazione descrive quando e come il gestore ha rettificato o intende rettificare le non conformità rilevate dal responsabile della verifica e mettere in atto i miglioramenti raccomandati.

Se gli interventi raccomandati non comportano un miglioramento della metodologia di monitoraggio, il gestore fornisce una spiegazione in merito. Se gli interventi raccomandati comportano costi sproporzionatamente elevati, il gestore fornisce le prove della natura sproporzionatamente elevata dei costi.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂**7.5. PROCEDURE INERENTI IL FLUSSO DI DATI**

Si fornisce di seguito una descrizione della procedura da applicare per le attività riguardanti il flusso dei dati, che riflette la sequenza e l'interazione fra tali attività e include le formule e i dati usati per determinare le emissioni a partire dai dati primari, come previsto dall'art. 57 del Regolamento.

Il flusso di dati relativo al monitoraggio delle emissioni di CO₂ si può così articolare:

- 1) Lettura dei dati primari a partire dagli strumenti di misura, ricezione dei verbali di misura
- 2) Verifica dei dati primari e dei dati di composizione mediante controlli orizzontali/verticali
- 3) Ricezione e archivio di fatture mensili
- 4) Confronto e validazione dei dati primari con i dati ufficiali delle fatture
- 5) Inserimento manuale dei dati primari e dei dati di composizione in un file di calcolo
- 6) Determinazione dei fattori di calcolo e ottenimento emissioni mensili
- 7) Ricerca dei fattori standard nelle tabelle nazionali
- 8) Calcolo delle emissioni di CO₂ annuali
- 9) Verifica interna del calcolo delle emissioni annuali
- 10) Validazione interna del calcolo delle emissioni annuali
- 11) Trasferimento dati sul format previsto dall'Autorità Competente e verifica delle emissioni annuali da parte dell'ente certificatore
- 12) Approvazione delle emissioni annuali da parte dell'autorità competente.

I dati primari utilizzati per il calcolo delle emissioni di CO₂ includono i dati relativi all'attività e i dati relativi ai fattori di calcolo. In particolare:

- Le quantità totali di flussi di fonti fanno riferimento alle fatture mensili emesse da parte del fornitore
- La composizione media mensile del gas naturale viene ricavata dal rispettivo verbale di misura
- I fattori di calcolo relativi al butano si ottengono dalle tabelle nazionali standard più aggiornate, pubblicate sul sito del Ministero dell'Ambiente all'indirizzo <http://www.minambiente.it>.

Per tenere traccia dei principali stadi del flusso di dati viene utilizzata una check list, aggiornata mensilmente, presente nel file "Calcolo emissioni di CO₂", archiviato nella rete intranet aziendale. La check list viene condivisa dal personale ETS; nel caso di anomalie nello svolgimento di una delle attività riguardanti il flusso di dati, il personale ETS si riunisce per discutere circa le azioni da intraprendere; l'esito della riunione viene riportato sottoforma di note nella corrispondente sezione della check-list. Il riscontro sull'effettiva applicazione delle azioni individuate viene riportato il mese successivo sottoforma di nota nella check-list.

In corrispondenza del flusso di dati precedentemente descritto, si evidenziano le informazioni rilevanti per ciascuno stadio:

- 1) Gli strumenti di misura sono gestiti in conformità con le specifiche indicate dal costruttore e le normative vigenti. I verbali di misura, ricevuti con cadenza mensile via e-mail, vengono archiviati sulla rete intranet aziendale.
- 2) I dati primari ottenuti dagli strumenti di misura vengono sottoposti a controlli orizzontali e verticali, tramite confronto con dati storici, specifici dell'impianto, bilanci di massa.
- 3) Le fatture dei flussi di fonti, ricevute tramite e-mail, vengono archiviate sulla rete intranet aziendale.
- 4) I dati primari precedentemente verificati, vengono confrontati con i dati ufficiali presenti sulle fatture, per verificare la corrispondenza.
- 5) Mensilmente i dati primari relativi all'attività e la composizione mensile del gas naturale vengono digitati sul file "Calcolo emissioni di CO₂", presente sulla rete intranet.
- 6) Per determinare le emissioni mensili si utilizzano, ove richiesto, i fattori standard delle tabelle nazionali più aggiornate, pubblicate sul sito del Ministero dell'Ambiente all'indirizzo <http://www.minambiente.it>. A fronte dell'inserimento manuale dei dati di attività, della composizione e dei fattori standard, in modo automatico si ottengono il fattore di emissione mensile del gas naturale, le emissioni mensili e le emissioni annuali di CO₂ aggiornate al mese corrente. Le formule utilizzate per il calcolo del fattore di emissione a partire dall'analisi di composizione sono conformi alle norme di buona tecnica.
- 7) In occasione del calcolo annuale delle emissioni di CO₂, nel caso fossero disponibili dei fattori di calcolo più aggiornati, i fattori precedentemente digitati sono opportunamente sostituiti con quelli corretti.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

8) Le formule utilizzate per il calcolo delle emissioni di CO₂ sono conformi ai metodi indicati dal Regolamento UE n.601/2012.

9) Il file "Calcolo emissioni di CO₂" viene sottoposto a verifica numerica; i dati primari e i fattori di calcolo sono confrontati con i dati presenti sui verbali di misura, sulle fatture e sulle tabelle nazionali; le emissioni annuali ottenute sono sottoposte a controlli orizzontali/verticali tramite confronto con dati storici e specifici dell'impianto.

10) Le emissioni annuali verificate vengono sottoposte a validazione da parte di una persona che non ha partecipato alla raccolta dei dati, alla compilazione del file di calcolo e alla verifica dei dati.

11) Il file "Calcolo emissioni di CO₂" viene utilizzato come base per la compilazione del file per la comunicazione annuale delle emissioni di CO₂ indicato dall'autorità competente, secondo le disposizioni pubblicate sul sito del Ministero dell'Ambiente <http://www.minambiente.it>. La comunicazione annuale delle emissioni viene sottoposta a verifica da parte di ente certificatore entro i termini stabiliti.

12) La comunicazione annuale delle emissioni verificata dall'ente certificatore viene sottoposta all'approvazione dell'Autorità Competente; i documenti significativi ai fini del monitoraggio e della comunicazione delle emissioni di CO₂ sono archiviati sulla rete intranet e resi disponibili all'autorità competente.

7.6. PROCEDURE INERENTI L'ASSICURAZIONE DELLA QUALITÀ

Di seguito si trova la descrizione delle procedure utilizzate per gestire i processi effettuati all'esterno, per assicurare la qualità dei sistemi informatici, per gestire l'archivio dei dati e per gestire gli strumenti di misura, così come richiesto dal Regolamento n.601/2012.

7.6.1. Processi effettuati all'esterno

I processi affidati a società terze sono elencati di seguito:

- Una ditta specializzata è incaricata della manutenzione degli strumenti necessari alla determinazione dell'attività del gas naturale tramite contratto di fornitura di servizi. La ditta è abilitata per operare sulle cabine di gas naturale ed effettua le operazioni di manutenzione, verifica di funzionamento o aggiornamento dati in presenza di ispettore dell'Ufficio Metrico.
- Il fornitore di butano è proprietario dello strumento di misura fiscale e pertanto si occupa della gestione, manutenzione e taratura del misuratore in conformità a quanto prescritto dal costruttore e dal controllo metrico nazionale.
- Il gestore della rete di gas naturale, in quanto proprietario del gascromatografo che analizza la composizione del gas naturale, si occupa della manutenzione e taratura dello strumento, nonché della validazione dei dati ottenuti secondo quanto stabilito dal Codice di Rete SNAM e, su richiesta, fornisce evidenza circa la verifica di accuratezza e il certificato di taratura della miscela campione.

Tutti i dati prodotti da processi affidati all'esterno vengono controllati internamente facendo ricorso a fonti di dati alternativi, così come descritto nel paragrafo 7.6. I fornitori di cui si serve l'impianto sono soggetti a valutazione secondo le modalità descritte nella procedura di gruppo "ALI-P10". Inoltre eventuali anomalie o non conformità attribuibili a società terze vengono gestite secondo le procedure di gruppo "ALI-P6" e "ALI-P10".

7.6.2. Procedure per assicurare la qualità dei sistemi informatici

Ai sensi dell'articolo 58, paragrafo 3, lettera b), il gestore garantisce che il sistema informatico sia progettato, documentato, testato, messo in atto, controllato e sottoposto a manutenzione in modo da fornire un'elaborazione affidabile, accurata e tempestiva dei dati, tenendo conto dei rischi individuati ai sensi dell'articolo 58, paragrafo 2, lettera a).

Le procedure di acquisizione e controllo dei dati prevedono l'utilizzo di tecnologie informatiche quali flow computer, sistema di controllo DCS, sistema SCADA. Il controllo del sistema informatico comprende il controllo dell'accesso, il controllo del back-up, il recupero dei dati, la continuità e la sicurezza.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

I dati relativi all'attività del gas naturale sono registrati ed elaborati da un flow computer e vengono teleletti giornalmente dal gestore di rete. In quanto dispositivo di conversione dei volumi, il flow computer è stato verificato in fabbrica e sul luogo di funzionamento conformemente a quanto previsto dalla normativa sugli strumenti di misura. Le operazioni di manutenzione, allineamento dati e aggiornamento dei parametri sono effettuate da ditta terza specializzata oggetto di specifico contratto, in presenza di Ufficio Metrico.

I dati di portata oraria di gas naturale e butano possono essere integrati nel tempo per verificare la corrispondenza con i dati letti da contatore. Tali dati sono inviati al sistema di controllo DCS dell'impianto e memorizzati per 30 giorni; gli stessi dati sono archiviati e sempre disponibili sul sistema SCADA Air Liquide. Le manutenzioni su tali sistemi vengono effettuate da ditte terze specializzate oggetto di specifico contratto.

L'elaborazione dei dati per la determinazione delle emissioni di CO₂ viene effettuata tramite file di calcolo presente sulla rete intranet aziendale. I documenti inerenti il monitoraggio delle emissioni di CO₂ sono archiviati sulla rete intranet aziendale e all'occorrenza vengono salvati anche in formato cartaceo. La rete intranet aziendale è accessibile solo da computer autorizzati e forniti di password, affidati al personale Air Liquide. Il file di calcolo delle emissioni di CO₂ è protetto da password, la quale risulta in possesso del solo personale ETS e, su richiesta, viene messa a disposizione dell'ente verificatore e dell'Autorità Competente. Le celle del file di calcolo ove non è permesso inserire i dati risultano bloccate; inoltre è previsto l'inserimento del nominativo del personale che effettua la compilazione, il controllo o la validazione dei dati. I documenti inseriti sul server della rete intranet aziendale sono presenti nei formati standard di Microsoft Excel, Microsoft Word o Adobe Pdf e vengono sottoposti giornalmente a back-up con procedura gestita dal sistema informatico della sede italiana di Air Liquide.

7.6.3. Procedure per gestire l'archivio dei dati

Ai sensi dell'Articolo 66 il gestore conserva per almeno 10 anni una traccia di tutti i dati e le informazioni pertinenti, comprese le informazioni elencate nell'allegato IX del Regolamento n.601/2012.

I documenti elencati nell'allegato IX includono:

- 1) Il piano di monitoraggio approvato dall'autorità competente;
- 2) i documenti che giustificano la scelta della metodologia di monitoraggio e i documenti che giustificano ogni eventuale modifica temporanea o non temporanea delle metodologie di monitoraggio e dei livelli approvati dall'autorità competente;
- 3) tutti gli aggiornamenti pertinenti dei piani di monitoraggio notificati all'autorità competente a norma dell'articolo 15 e le risposte dell'autorità competente;
- 4) tutte le procedure scritte menzionate nel piano di monitoraggio, compresi, se del caso, il piano di campionamento, le procedure per le attività riguardanti il flusso di dati e le procedure per le attività di controllo;
- 5) un elenco di tutte le versioni del piano di monitoraggio utilizzate e di tutte le procedure correlate;
- 6) la documentazione riguardante le responsabilità in materia di monitoraggio e comunicazione;
- 7) la valutazione dei rischi effettuata dal gestore o dall'operatore aereo, se pertinente;
- 8) le comunicazioni dei miglioramenti di cui all'articolo 69;
- 9) la comunicazione annuale delle emissioni sottoposta a verifica;
- 10) la relazione di verifica;
- 11) ogni altra informazione identificata come necessaria per la verifica della comunicazione annuale delle emissioni.
- 12) L'autorizzazione valida a emettere gas a effetto serra, ed eventuali aggiornamenti della stessa.
- 13) Eventuali valutazioni dell'incertezza, se pertinenti.
- 14) Per le metodologie fondate su calcoli:
 - a) i dati relativi all'attività usati per ogni calcolo delle emissioni per ciascun flusso di fonti, classificati in base al processo e al tipo di combustibile o materiale;
 - b) un elenco di tutti i valori standard usati come fattori di calcolo, se pertinente;
 - c) l'insieme completo dei risultati del campionamento e delle analisi per la determinazione dei fattori di calcolo;
 - d) la documentazione su tutte le procedure inefficaci corrette e sull'intervento correttivo attuato ai sensi dell'articolo 63;
 - e) eventuali risultati della taratura e manutenzione degli strumenti di misurazione;

 AIR LIQUIDE	AIR LIQUIDE ITALIA INDUSTRIA SISTEMA DI GESTIONE ISTRUZIONE OPERATIVA	Riferimento: LI/RCSS/PR-IO HSE 22 Revisione: 0 Data: 12/04/2013 Pagine: 14/36 Proprietà: LI/RCSS/PR
GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂		

Tutti i documenti presenti in formato elettronico sono adeguatamente codificati e rintracciabili in base alla cartella di appartenenza. Il back up dei documenti archiviati sulla rete intranet aziendale viene effettuato con cadenza giornaliera e gestito dal sistema informatico della sede italiana di Air Liquide. I documenti sono caratterizzati da un formato standard e possono essere presenti sotto forma di file Microsoft Excel, Microsoft Word o Adobe Pdf. I documenti presenti in formato cartaceo sono ben identificabili e conservati in apposite buste; la zona di archivio è costituita dagli armadi collocati negli uffici SMR dell'impianto. L'aggiornamento dei documenti relativi alla gestione ETS è effettuato in conformità alla normativa e alla procedura Air Liquide "Implementazione e gestione della documentazione" ALI-GP 02.

La versione dei documenti interni Air Liquide è chiaramente indicata sul frontespizio del documento; le versioni correnti di tali documenti sono presenti sulla rete intranet aziendale nella corrispondente sezione; un elenco permette di individuare la cartella di appartenenza; le vecchie versioni dei documenti sono raggruppate in una cartella identificata con "superati", mentre i documenti in revisione si trovano nella cartella identificata con "In revisione". Le nuove revisioni dei documenti interni Air Liquide sono inviate al personale interessato tramite diffusione controllata; l'e-mail prevede la conferma di avvenuta ricezione e avvenuta lettura e contiene l'indirizzo sul server in cui si trova il documento, mentre il link consente un accesso diretto. La diffusione controllata comporta l'utilizzo della nuova revisione o del nuovo documento a partire dalla data dell'e-mail e il divieto di utilizzare o far riferimento a copie stampate obsolete.

7.6.4. Procedure per gestire gli strumenti di misura

Ai sensi dell'articolo 58, paragrafo 3, lettera a), il gestore provvede affinché tutti gli apparecchi di misura siano tarati, regolati e controllati a intervalli regolari e prima dell'uso e affinché ne sia verificata la conformità a norme sulla misura riconducibili a eventuali norme internazionali esistenti in materia, sulla base delle prescrizioni del Regolamento n.601/2012 e in maniera proporzionata ai rischi individuati.

Il consumo totale di Gas naturale viene determinato a partire da uno strumento di misura volumetrico del tipo a turbina di proprietà del gestore dell'impianto; lo strumento è soggetto a controllo metrico nazionale. Il misuratore è installato all'interno di una cabina di riduzione del gas naturale ed è identificato con tag FI50200. Le unità contatore rilevate dal misuratore a turbina vengono trasmesse ad un elaboratore di dati 08A002 (strumento elettronico di conversione dei volumi) per la conversione in metri cubi standard; la conversione prevede l'utilizzo di un coefficiente funzione di temperatura di esercizio, pressione di esercizio e parametri di qualità del gas naturale. I sensori di temperatura e pressione di esercizio sono installati presso il misuratore a turbina e sono identificati rispettivamente con tag TI50200 e PI50200. In caso di malfunzionamento di uno o più strumenti del ramo di misura contenente il misuratore a turbina, il sensore di pressione e il sensore di temperatura, è possibile utilizzare un ramo di misura equivalente; gli strumenti di back-up hanno le stesse specifiche degli strumenti in servizio.

La quantità totale di Butano viene determinata tramite strumento di misura massico fiscale del tipo Coriolis, appartenente al fornitore e identificato come FI 1900-019N. Lo strumento è ubicato al limite batteria dell'impianto idrogeno.

La determinazione della composizione del gas naturale viene effettuata mediante gascromatografo a funzionamento automatico di proprietà del gestore di rete, in conformità al Codice di Rete Snam Rete Gas (Capitolo 11- paragrafi 3 e 4 ed Allegato 11B), approvato da AEEG con la delibera 75/03 del 01.07.03.

Di seguito si fornisce un elenco degli strumenti di misura pertinenti ai fini del monitoraggio e del calcolo delle emissioni di CO₂.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Tipo di strumento di misura	Proprietario	Identificativo	Campo di misura			Incertezza specificata (+/-%)
			unità	limite inferiore	limite superiore	
Misuratore a turbina	Gestore impianto	FI50200	m ³ /h	0	400	< 0,28
Sensore di pressione	Gestore impianto	PI50200	barg	0	80	< 0,1
Sensore di temperatura	Gestore impianto	TI50200	°C	-20	60	< 0,1
Strumento elettronico di conversione volumetrica	Gestore impianto	08A002	-	Legato al campo di misura di temperatura e pressione	Legato al campo di misura di temperatura e pressione	< 0,16
Misuratore Coriolis	Fornitore	FI1900-019N	kg/h	4680	11340	< 0,1
Gascromatografo	Gestore di rete	30000639	%mol	Legato al campo di misura dei singoli componenti	Legato al campo di misura dei singoli componenti	< 0,05*

*incertezza specificata sulla misura di potere calorifico.

Tabella 7.6 Elenco degli strumenti di misura pertinenti ai fini del monitoraggio e calcolo delle emissioni di CO₂.

Gli strumenti di misura sotto il controllo del gestore dell'impianto sono gestiti in conformità con le specifiche indicate dal costruttore e le normative vigenti. Il Responsabile di Manutenzione si occupa di gestire la manutenzione e la taratura degli strumenti di misura relativi alla misura del flusso di gas naturale; in particolare monitora le tarature/revisioni previste per gli strumenti di misura e implementa un adeguato programma di manutenzione.

Le attività di manutenzione sugli strumenti di misura dell'attività del gas naturale sono svolte da ditta terza specializzata in presenza dell'Ispettore dell'Ufficio Metrico e sono registrate tramite verbale di intervento.

Gli strumenti di misura dell'attività del gas naturale, essendo sotto il controllo del gestore dell'impianto, sono sottoposti all'articolo 28 del Regolamento n.601/2012, secondo il quale il gestore è tenuto a garantire, perlomeno una volta all'anno e comunque dopo ogni taratura degli strumenti di misura sotto il suo controllo, che i risultati della taratura moltiplicati per un fattore di adeguamento prudenziale basato su una serie temporale appropriata di precedenti tarature dei medesimi strumenti di misura o di strumenti simili al fine di tener conto dell'effetto di incertezza in servizio, siano confrontati con le soglie di incertezza pertinenti. Il controllo di conformità alle soglie di incertezza previste per gli strumenti di misura dell'attività del gas naturale viene effettuato mensilmente tramite check-list; il calcolo dell'incertezza segue la stessa metodologia esposta nella valutazione di incertezza allegata al presente piano di monitoraggio.

Qualora si osservi un superamento delle soglie dei livelli di incertezza approvate ai sensi dell'articolo 12 o si riscontri che le apparecchiature non sono conformi ad altri requisiti, il gestore adotta tempestivamente delle azioni correttive e ne dà comunicazione all'autorità competente.

Lo strumento di misura dell'attività del butano appartiene al fornitore, il quale è responsabile della gestione, manutenzione e taratura del misuratore in conformità a quanto prescritto dal costruttore e dal controllo metrico nazionale.

Il gascromatografo per la misura della composizione del gas naturale appartiene al gestore di rete e viene gestito in conformità al Codice di Rete SNAM. Lo strumento è sottoposto a calibrazione automatica

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

con frequenza giornaliera o al massimo settimanale; con frequenza biennale si effettua una verifica della accuratezza. Il gestore dell'impianto può ottenere copia dei rapporti di prova.

Tutti i dati prodotti a partire dagli strumenti di misura vengono controllati internamente facendo ricorso a fonti di dati alternative. Eventuali anomalie o non conformità attribuibili a società terze vengono gestite secondo le procedure di gruppo "ALI-P6" e "ALI-P10".

Qualora gli strumenti di misura risultino non conformi ai requisiti di prestazione, il gestore dell'impianto provvede ad attuare prontamente i correttivi necessari.

La sostituzione di strumenti di misura con strumenti di ricambio identici o l'utilizzo di rami di misura equivalenti non costituisce una modifica significativa del piano di monitoraggio ai sensi dell'Articolo 15 del Regolamento n.601/2012. La sostituzione di strumenti di misura con strumenti di analoghe prestazioni ma di differente modello viene gestita tramite la procedura di gruppo di gestione delle modifiche "Gestione delle modifiche" ALI-GP 13 e documentata separatamente rispetto al piano di monitoraggio.

7.7. PROCEDURE INERENTI LE ATTIVITÀ DI CONTROLLO

Ai sensi dell'Art.58 del Regolamento n.601/2012 il gestore definisce, documenta, applica e mantiene un sistema efficace di controllo per garantire che la comunicazione annuale delle emissioni ricavata dalle attività riguardanti il flusso dei dati non contenga inesattezze e sia conforme al piano di monitoraggio approvato e al Regolamento. Il sistema di controllo deve comprendere:

- a) una valutazione dei rischi intrinseci e dei rischi di controllo effettuata dal gestore;
- b) le procedure scritte relative alle attività di controllo che sono finalizzate a mitigare i rischi individuati.

In particolare si definisce «rischio intrinseco» la probabilità che un parametro contenuto nella comunicazione annuale delle emissioni sia soggetto a inesattezze che potrebbero essere rilevanti, individualmente o se aggregate con altre inesattezze, prima di prendere in considerazione l'effetto di eventuali attività di controllo correlate; si definisce «rischio di controllo», la probabilità che un parametro contenuto nella comunicazione annuale delle emissioni sia soggetto a inesattezze che potrebbero essere rilevanti, individualmente o se aggregate con altre inesattezze, e che non saranno evitate o rilevate e corrette tempestivamente dal sistema di controllo.

Per ciascuno stadio del flusso di dati, si effettua una valutazione dei rischi considerando i seguenti punti:

1. Tipo di evento
2. Probabilità di accadimento
3. Impatto
4. Rischio risultante dalla combinazione di probabilità e impatto
5. Attività di controllo appropriate per mitigare il rischio
6. Rischio residuo tenendo conto dell'attività di controllo

Per definire le scale di probabilità e impatto è stato utilizzato un metodo semi-quantitativo; in particolare la scala di probabilità e impatto va da 1 a 4, in modo che a tali numeri corrispondano in ordine crescente i termini qualitativi "trascurabile", "basso", "medio", "alto". L'appartenenza a ciascuna di queste categorie è stata valutata, ove possibile, facendo riferimento a dati storici, all'esperienza, all'incidenza del fattore umano, all'influenza sull'accuratezza dei dati o sulla perdita dei dati.

Il rischio è dato dal prodotto tra probabilità e impatto; il risultato è una matrice di rischio 4x4 suddivisa in tre fasce di rischio:

- Rischio basso. Rischio dato dalle seguenti combinazioni probabilità-impatto: 1x1, 1x2, 1x3, 2x2, 2x1, 3x1
- Rischio medio: Rischio dato dalle seguenti combinazioni probabilità-impatto: 1x4, 2x3, 3x2, 4x1
- Rischio alto: Rischio dato dalle seguenti combinazioni probabilità-impatto: 2x4, 3x3, 4x2, 3x4, 4x3, 4x4

Inoltre viene specificato se l'avvenimento considerato ha influenza sull'accuratezza dei dati o comporta la perdita dei dati.

La tabella 7.7 mostra la suddivisione in fasce di rischio della matrice sopra descritta.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

MATRICE DI VALUTAZIONE DEL RISCHIO				
PROBABILITÀ IMPATTO	1	2	3	4
1	1	2	3	4
2	2	4	6	8
3	3	6	9	12
4	4	8	12	16

	Rischio basso
	Rischio medio
	Rischio alto

Tabella 7.7 Matrice di valutazione del rischio

Questa sezione descrive le procedure da applicare secondo il punto 5, ovvero l'insieme dei processi di controllo necessari per mitigare i rischi individuati per ciascuno stadio del flusso di dati.

Ai fini della valutazione dei rischi e dell'individuazione delle appropriate procedure di controllo, gli stadi del flusso di dati sono stati raggruppati nelle seguenti macroaree:

- Flusso di dati relativi all'attività del gas naturale
- Flusso di dati relativi all'attività del butano
- Flusso di dati relativi alle analisi del gas naturale
- Flusso di dati relativi al calcolo delle emissioni

Il flusso di dati delle macroaree porta rispettivamente all'ottenimento di: quantità di gas naturale, quantità di butano, composizione di gas naturale e emissioni di CO₂. Per ogni tipologia di rischio viene assegnata un'attività di controllo ai fini di ridurre probabilità, impatto, o entrambi.

Il rischio residuo a seguito dell'attività di controllo è considerato accettabile se rientra nella fascia di rischio basso. In caso contrario si adotta un processo iterativo ai fini di ottenere un'efficace mitigazione del rischio. Gli stadi del flusso di dati i cui eventi caratteristici ricadono nella fascia di rischio basso sono soggetti a proposte di miglioramento della metodologia di controllo a lungo termine, mentre per gli stadi del flusso di dati i cui eventi ricadono nella fascia di rischio medio o alto l'analisi del problema e la proposta di processi di miglioramento avvengono a più breve termine. La valutazione dei rischi viene aggiornata nel caso in cui una modifica alle procedure del flusso di dati comporti una variazione in uno degli stadi della valutazione stessa.

7.7.1. Flusso di dati relativi all'attività del gas naturale

La quantità di gas naturale viene determinata a partire da un misuratore a turbina e da un dispositivo di conversione dei volumi, che utilizza ai fini della conversione in metri cubi standard alcuni parametri di qualità del gas naturale e i dati provenienti da un sensore di pressione e da un sensore di temperatura.

Le quantità di gas naturale consumate vengono monitorate giornalmente da parte del gestore di rete mediante telelettura e utilizzate ai fini della verifica mensile dei volumi.

Con cadenza mensile si effettua la verifica dell'allineamento tra contatore ed elaboratore di dati, si aggiornano i dati di qualità del gas necessari al calcolo del coefficiente di conversione e si rileva la lettura dei quantitativi consumati, alla presenza dell'Ispettore dell'Ufficio Metrico, di un rappresentante del Gestore di rete e del Gestore dell'impianto o suo rappresentante. La lettura effettuata in contraddittorio viene utilizzata dal gestore di rete per emettere il verbale di misura, recepito dal gestore dell'impianto all'inizio di ogni mese, e la conseguente fattura da parte del fornitore.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Ai fini della valutazione dei rischi, si può definire il seguente flusso di dati:

- 1) Il misuratore a turbina rileva la quantità di gas naturale (unità contatore), i sensori rilevano temperatura e pressione di esercizio, l'elaboratore di dati effettua la conversione dei volumi in metri cubi standard.
- 2) Gestore di rete e gestore di impianto rilevano in contraddittorio la lettura del contatore e dell'elaboratore di dati ed effettuano l'aggiornamento dei dati di qualità, registrando il tutto su un verbale di intervento.
- 3) Il gestore di rete invia il verbale di misura, in seguito il fornitore invia la fattura corrispondente.

La tabella 7.8 riassume le valutazioni in merito ai possibili eventi legati alla determinazione dell'attività del gas naturale.

A ciascun evento è stata assegnata una probabilità di accadimento e un impatto sulla base di una situazione in cui non si implementano attività di controllo, in modo da ricavare il rischio intrinseco dell'evento stesso.

La probabilità di accadimento e l'impatto sono stati collocati su una scala da 1 a 4; in particolare la probabilità di accadimento è stata desunta da dati storici, mentre l'impatto è stato valutato considerando come principali conseguenze la perdita dei dati o una modifica dell'accuratezza con cui sono determinati i dati. Il prodotto probabilità per impatto fornisce un indice di rischio che, collocato sulla matrice di rischio, determina la fascia di rischio di appartenenza.

Flusso di dati relativi all'attività (Gas naturale)	Evento	Probabilità	Impatto	Rischio intrinseco	Conseguenze	
					Accuratezza dei dati	Perdita di dati
Il misuratore a turbina e i sensori effettuano le rilevazioni, l'elaboratore di dati effettua la conversione dei volumi in m ³ standard	Condizioni ambientali o di installazione al di fuori del range operativo	1	3	3	<input type="checkbox"/>	
	Rottura o malfunzionamento di uno degli elementi della catena di misura	3	4	12	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Mancata o errata taratura di uno degli elementi della catena di misura	1	4	4	<input type="checkbox"/>	
Gestore di rete e gestore di impianto effettuano in contraddittorio la lettura dei consumi e l'aggiornamento dei dati di qualità, registrando il tutto su un verbale di intervento	Mancata lettura dei consumi	1	2	2		<input type="checkbox"/>
	Errore nella lettura o nella registrazione della lettura sui moduli	1	3	3	<input type="checkbox"/>	
Il gestore di rete invia il verbale di misura, il fornitore invia la fattura	Mancato invio o recapito di verbali di misura e fatture	1	2	2		<input type="checkbox"/>
	Errore nelle quantità riportate nei verbali di misura o nelle fatture	1	3	3	<input type="checkbox"/>	

Tabella 7.8 Valutazione dei rischi intrinseci per il flusso di dati relativi all'attività del gas naturale.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Di seguito si descrivono le attività di controllo implementate per mitigare i rischi individuati nella catena di operazioni che porta all'ottenimento del quantitativo di gas naturale.

Gli eventi caratterizzati da una fascia di rischio basso sono i seguenti:

- 1.a Condizioni ambientali o di installazione al di fuori del range operativo
- 2.a Mancata lettura del consumo
- 2.b Errore nella lettura del consumo o nella registrazione dei moduli
- 3.a Mancato invio o recapito di verbale di misura o fattura
- 3.b Errore nelle quantità riportate nel verbale di misura o nella fattura

La collocazione nella fascia di rischio basso deriva dal fatto che alcune procedure sono già attive e contribuiscono al controllo della validità dei dati, in quanto gli strumenti di misura sono soggetti alla normativa metrologica nazionale e al Codice di Rete SNAM. Si fornisce nel particolare descrizione delle attività di controllo che sono state già implementate o sono già presenti, associate a ciascuno degli eventi sopra elencati:

1.a L'installazione degli strumenti appartenenti alla catena di misura è stata effettuata secondo le indicazioni del costruttore e le normative pertinenti. Eventuali condizioni ambientali al di fuori del range operativo possono essere riscontrate all'atto del monitoraggio/rilevamento dei dati di attività o durante i normali controlli di routine sul campo da parte del personale in turno.

2.a I volumi consumati possono essere ricavati da diverse fonti, in modo da minimizzare il rischio di perdita dei dati: telelettura, stampante di dati, contatore presente sul misuratore a turbina, registratore di dati, elaboratore di dati.

2.b, 3.a, 3.b Il rilevamento in contraddittorio alla presenza dell'Ispettore dell'Ufficio Metrico prevede la registrazione su verbale di lettura delle unità contatore ricavate dal misuratore a turbina, delle unità contatore e dei volumi in standard m³ ricavati dall'elaboratore di dati; i dati così rilevati vengono confrontati con i dati da telelettura da parte del gestore di rete. Il gestore dell'impianto ha a disposizione per il confronto i dati storici, gli specifici di consumo, i misuratori interni dell'impianto; in fase di ricezione di verbale di misura e di fattura il gestore può altresì rifarsi a tali fonti di dati per il confronto, oltre che ai dati presenti sul verbale di lettura. I dati rilevati mensilmente sono quindi registrati su verbale di lettura, su verbale di misura e infine su fattura, per cui il rischio di perdita di dati è basso; in caso di problemi nell'invio o nella ricezione di verbali di misura o fattura si provvede a recuperare prontamente i dati necessari. Inoltre, ai fini di verificare la correttezza dei dati di qualità inseriti con cadenza mensile nell'elaboratore di dati, sul sito internet del gestore di rete è disponibile il Report dei parametri di qualità del gas.

Gli eventi critici evidenziati dall'analisi di rischio iniziale consistono nell'errata o mancata taratura dell'apparato di misura e nella rottura o malfunzionamento di uno degli elementi della catena di misura, rispettivamente a rischio medio e alto:

- 1.b Rottura o malfunzionamento di uno degli elementi della catena di misura
- 1.c Mancata o errata taratura di uno degli elementi della catena di misura

Anche se alcune procedure risultano già esistenti, per il fatto che gli strumenti di misura sono soggetti alla normativa metrologica nazionale e al Codice di Rete SNAM, si ritiene che gli eventi siano fondamentali ai fini della corretta determinazione dei dati, per cui in mancanza di appropriate attività di controllo e dati alternativi le conseguenze sarebbero elevate. Di seguito si fornisce descrizione delle procedure attuate ai fini della prevenzione di tali eventi e descrizione degli interventi di mitigazione dell'impatto.

Il Responsabile di Manutenzione si occupa di gestire la manutenzione e la taratura degli strumenti di misura relativi all'attività del gas naturale; in particolare monitora le tarature/revisioni previste per gli strumenti di misura e implementa un adeguato programma di manutenzione. Le attività di manutenzione sugli strumenti di misura relativi al gas naturale sono svolte da ditta terza specializzata in presenza dell'Ispettore dell'Ufficio Metrico e sono registrate tramite verbale di intervento.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Il misuratore a turbina è soggetto alla periodicità prevista dal controllo metrico nazionale e viene nuovamente tarato in caso di interventi di riparazione o su richiesta dell'Ufficio Metrico.

Eventuali anomalie di funzionamento negli strumenti di misura possono essere riscontrate grazie ai controlli effettuati sui dati, sia da parte del gestore di rete che può incrociare i dati di consumo delle varie aree di prelievo, sia da parte del gestore dell'impianto che può confrontare i dati correnti con i dati storici o con gli specifici di consumo dell'impianto.

Il monitoraggio puntuale dei dati di prelievo da parte del gestore dell'impianto è consentito dall'indicazione di portata di gas naturale che viene trasmessa al sistema di controllo DCS dell'impianto. La portata totale normalizzata di gas naturale viene confrontata in modo automatico con la somma delle quantità indicate dai misuratori interni dell'impianto, in modo che si abbia un allarme al riscontrarsi di un'elevata differenza di portata. Gli operatori in turno possono quindi rilevare in maniera tempestiva eventuali situazioni anomale e informare il personale reperibile.

La portata totale di gas naturale viene inoltre memorizzata e resa disponibile nel sistema SCADA Air Liquide; in sede di chiusura mensile i dati memorizzati vengono integrati nel periodo di tempo considerato in modo da poter avere un termine di confronto con i dati rilevati in contraddittorio e fatturati.

L'elaboratore dei dati utilizza le formule prescritte dalla normativa tecnica, così come indicato sul Codice di Rete SNAM, ed è uno strumento metricamente valido. L'aggiornamento dei dati di qualità e la verifica dell'allineamento delle unità contatore presenti sull'elaboratore con quelle indicate sul misuratore a turbina viene effettuato mensilmente in presenza di Ufficio Metrico. In caso di malfunzionamento dell'elaboratore è possibile ricavare i volumi standardizzati a partire dai dati primari, ovvero unità contatore, temperature e pressioni di esercizio registrate, dati di qualità del gas naturale.

La probabilità di errata o mancata taratura di uno degli elementi della catena di misura risulta bassa grazie alla presenza di una normativa sugli strumenti di misura fiscali sulla base della quale è possibile implementare un adeguato programma di manutenzione; e grazie all'impiego di una ditta terza specializzata per le attività di manutenzione e taratura, la quale opera in presenza di Ufficio Metrico.

L'impatto di una eventuale rottura o malfunzionamento o errata taratura di uno degli elementi della catena di misura è ridotto grazie alla possibilità di rilevare tempestivamente l'anomalia, il che riduce il periodo necessario per prendere in carico l'anomalia e per la risoluzione della stessa. L'impatto è ridotto anche incidendo su accorgimenti tecnici e di manutenzione - è presente una linea di misura alternativa e strumenti di misura di ricambio - e applicando le misure previste dal Codice di Rete SNAM, Capitolo 3 in caso di anomalie su uno o più elementi della catena di misura; in particolare in caso sia necessario coprire un gap di dati è possibile ricorrere a misure interne all'impianto o a dati medi. La probabilità dell'evento di malfunzionamento o rottura degli strumenti della catena di misura viene ridotta dalla corretta applicazione delle istruzioni operative inerenti l'esercizio della cabina di riduzione del gas naturale e dalla specializzazione della ditta incaricata delle operazioni di manutenzione.

A fronte delle procedure sopra descritte, attuate per mitigare il rischio intrinseco, è stato calcolato il rischio residuo, ovvero il rischio risultante in seguito all'applicazione delle attività di controllo. In particolare si distingue tra interventi su probabilità e interventi sull'impatto, riducendo l'indice dei rispettivi valori in maniera congruente con l'efficacia delle attività di controllo previste, e calcolando nuovamente il prodotto probabilità x impatto per determinare la fascia di rischio di appartenenza. Se a fronte della mitigazione si ottiene una fascia di rischio bassa, il rischio residuo è considerato accettabile, altrimenti si avvia un processo di strutturazione di un'attività di controllo più efficace che riesca a mitigare il rischio in maniera appropriata.

Entrando nel merito degli eventi critici caratterizzanti la misura dell'attività del gas naturale, il rischio dell'evento di mancata o errata taratura degli strumenti di misura viene mitigato intervenendo sull'impatto, mentre il rischio di malfunzionamento o rottura viene mitigati incidendo sia sulla probabilità che sull'impatto.

Come si può notare dalla tabella 7.9, la quale mostra il rischio residuo, gli eventi critici a seguito dell'attività di controllo rientrano nella fascia di rischio basso.

Nel complesso il rischio associato all'attività di misura della quantità di gas naturale si può ritenere accettabile. Il flusso di dati relativo al gas naturale viene comunque sottoposto a valutazione per l'introduzione di potenziali miglioramenti alla metodologia di monitoraggio, così come previsto dall'articolo 69 del Regolamento n.601/2012.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Flusso di dati relativi all'attività (Gas naturale)	Evento	Probabilità x Impatto = Rischio intrinseco	Descrizione attività di mitigazione	Applicazione attività di controllo		
				Probabilità	Impatto	Rischio residuo
Il misuratore a turbina e i sensori effettuano le rilevazioni, l'elaboratore di dati effettua la conversione dei volumi in m ³ standard	Condizioni ambientali o di installazione al di fuori del range operativo	1 x 3 = 3	Monitoraggio dati e controlli di routine	1	3	3
	Rottura o malfunzionamento di uno degli elementi della catena di misura	3 x 4 = 12	Monitoraggio dati, controlli di routine, confronto con dati alternativi, programma di manutenzione, istruzioni operative, intervento di ditte specializzate, strumenti di riserva o di ricambio, ricorso a dati alternativi	3 → 2	4 → 2	4
	Mancata o errata taratura di uno degli elementi della catena di misura	1 x 4 = 4	Monitoraggio dati, programma di manutenzione, intervento di ditte specializzate, strumenti di riserva o di ricambio, ricorso a dati alternativi	1	4 → 3	3
Gestore di rete e gestore di impianto effettuano in contraddittorio la lettura dei consumi e l'aggiornamento dei dati di qualità, registrando il tutto su un verbale di intervento	Mancata lettura dei consumi	1 x 2 = 2	Dati ricavabili da telelettura, stampante dati, contatore sul misuratore a turbina, registratore di dati, elaboratore di dati	1	2	2
	Errore nella lettura o nella registrazione della lettura sui moduli	1 x 3 = 3	Rilevamento in contraddittorio, confronto con fonti diverse di dati	1	3	3
Il gestore di rete invia il verbale di misura, il fornitore invia la fattura	Mancato invio o recapito di verbali di misura e fatture	1 x 2 = 2	Rilevamento in contraddittorio, confronto con fonti diverse di dati, recupero dati	1	2	2
	Errore nelle quantità riportate nei verbali di misura o nelle fatture	1 x 3 = 3	Confronto con fonti diverse di dati e dati alternativi	1	3	3

Tabella 7.9 Valutazione dei rischi residui per il flusso di dati relativi all'attività del gas naturale.

 AIR LIQUIDE	AIR LIQUIDE ITALIA INDUSTRIA SISTEMA DI GESTIONE ISTRUZIONE OPERATIVA	Riferimento: LI/RCSS/PR-IO HSE 22 Revisione: 0 Data: 12/04/2013 Pagine: 22/36 Proprietà: LI/RCSS/PR
GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂		

7.7.2. Flusso di dati relativi all'attività del butano

La quantità totale di Butano viene determinata tramite strumento di misura massico fiscale del tipo Coriolis, appartenente al fornitore e identificato con il tag FI 1900-019N. Lo strumento è ubicato al limite batteria dell'impianto idrogeno.

Il fornitore è responsabile della gestione, manutenzione e taratura del misuratore in conformità a quanto prescritto dal costruttore e dal controllo metrico nazionale.

Il gestore dell'impianto può verificare i consumi di butano sia tramite lettura del contatore sia integrando i dati di portata trasmessi al sistema di controllo DCS e memorizzati sul sistema SCADA Air Liquide.

Ai fini della valutazione dei rischi, si può definire il seguente flusso di dati:

1. Il misuratore Coriolis rileva la quantità di butano.
2. Con cadenza mensile fornitore e gestore di impianto rilevano in contraddittorio la lettura del contatore, compilando un verbale di lettura.
3. Il verbale di lettura viene utilizzato per inviare un'e-mail indicante i consumi di butano, in seguito il fornitore invia la fattura corrispondente.

La tabella 2.10 riassume le valutazioni in merito ai possibili eventi legati alla determinazione dell'attività del butano.

A ciascun evento è stata assegnata una probabilità di accadimento e un impatto sulla base di una situazione in cui non si implementano attività di controllo, in modo da ricavare il rischio intrinseco dell'evento stesso.

La probabilità di accadimento e l'impatto sono stati collocati su una scala da 1 a 4; in particolare la probabilità di accadimento è stata desunta da dati storici, mentre l'impatto è stato valutato considerando come principali conseguenze la perdita dei dati o una modifica dell'accuratezza con cui sono determinati i dati. Il prodotto probabilità per impatto fornisce un indice di rischio che, collocato sulla matrice di rischio, determina la fascia di rischio di appartenenza.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Flusso di dati relativi all'attività (Butano)	Evento	Probabilità	Impatto	Rischio intrinseco	Conseguenze	
					Accuratezza dei dati	Perdita di dati
Il misuratore Coriolis effettua le rilevazioni dei consumi di butano	Condizioni ambientali o di installazione al di fuori del range operativo	1	2	2	<input checked="" type="checkbox"/>	
	Rottura o malfunzionamento del misuratore	1	4	4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	Mancata o errata taratura del misuratore	1	4	4	<input checked="" type="checkbox"/>	
Fornitore e gestore di impianto effettuano in contraddittorio la lettura dei consumi, registrando il tutto su un verbale di lettura	Mancata lettura dei consumi	1	4	4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	Errore nella lettura o nella registrazione della lettura sui moduli	1	3	3	<input checked="" type="checkbox"/>	
Il verbale di lettura viene trasmesso via e-mail, in seguito il fornitore invia la fattura	Mancato invio o recapito di verbali di lettura e fatture	1	2	2		<input checked="" type="checkbox"/>
	Errore nelle quantità riportate nei verbali di lettura o nelle fatture	1	3	3	<input checked="" type="checkbox"/>	

Tabella 7.10 Valutazione dei rischi intrinseci per il flusso di dati relativi all'attività del butano.

Di seguito si descrivono le attività di controllo implementate per mitigare i rischi individuati nella catena di operazioni che porta all'ottenimento del quantitativo di butano.

Gli eventi caratterizzati da una fascia di rischio basso sono i seguenti:

- 1.a Condizioni ambientali o di installazione al di fuori del range operativo
- 2.b Errore nella lettura del consumo o nella registrazione dei moduli
- 3.a Mancato invio o recapito di verbale di misura o fattura
- 3.b Errore nelle quantità riportate nel verbale di misura o nella fattura

La collocazione nella fascia di rischio basso deriva dal fatto che alcune procedure sono già attive e contribuiscono al controllo della validità dei dati, in quanto lo strumento di misura è soggetto alla normativa metrologica nazionale. Si fornisce nel particolare descrizione delle attività di controllo che sono state già implementate o sono già presenti, associate a ciascuno degli eventi sopra elencati:

- 1.a Il fornitore è responsabile dell'installazione dello strumento di misura secondo le indicazioni del costruttore e le normative pertinenti. Eventuali condizioni ambientali al di fuori del range operativo possono essere riscontrate all'atto del monitoraggio/rilevamento dei dati di attività.
- 2.b, 3.a, 3.b Il rilevamento in contraddittorio prevede la registrazione su verbale di lettura delle unità contatore ricavate dal misuratore Coriolis. Il gestore dell'impianto ha a disposizione per il confronto i dati storici, gli specifici di consumo, i misuratori interni dell'impianto; in fase di ricezione delle fatture il gestore può altresì rifarsi a tali fonti di dati per il confronto, oltre che ai dati presenti sul verbale di lettura. I dati

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

rilevati mensilmente sono quindi registrati su verbale di lettura, sull'e-mail di invio della lettura e infine sulla fattura, per cui il rischio di perdita di dati è basso; in caso di problemi nell'invio o nella ricezione di verbali di lettura o delle fatture si provvede a recuperare prontamente i dati necessari.

Gli eventi critici evidenziati dall'analisi di rischio iniziale consistono nell'errata o mancata taratura dello strumento di misura e nella rottura o malfunzionamento dello strumento di misura, entrambi a rischio medio; dai uno dei primi due eventi potrebbe derivare anche quello di mancata lettura del contatore, per cui l'impatto è tale che determina la classificazione di quest'ultimo evento nella fascia di rischio medio:

1.b Rottura o malfunzionamento di uno degli elementi della catena di misura

1.c Mancata o errata taratura di uno degli elementi della catena di misura

2.a Mancata lettura del consumo

Anche se alcune procedure risultano già esistenti, per il fatto che gli strumenti di misura sono soggetti alla normativa metrologica nazionale, si ritiene che gli eventi siano fondamentali ai fini della corretta determinazione dei dati, per cui in mancanza di appropriate attività di controllo e dati alternativi le conseguenze sarebbero elevate. Di seguito si fornisce descrizione delle procedure attuate ai fini della prevenzione di tali eventi e descrizione degli interventi di mitigazione dell'impatto.

L'evento di errata o mancata taratura del misuratore presenta un rischio medio poiché l'eventuale impatto è alto; tuttavia occorre considerare che lo strumento è sottoposto a controllo metrico nazionale per cui la probabilità di accadimento dell'evento è molto bassa. Sulla base dei dati storici l'affidabilità dello strumento risulta elevata, quindi anche l'evento di malfunzionamento o rottura dello strumento rientra nella fascia di bassa probabilità.

L'impatto di una eventuale rottura o malfunzionamento o errata taratura dello strumento di misura è ridotto grazie alla possibilità di rilevare tempestivamente l'anomalia, il che riduce il periodo necessario per prendere in carico l'anomalia e per la risoluzione della stessa. Infatti il monitoraggio puntuale dei dati di prelievo da parte del gestore dell'impianto è consentito dall'indicazione di portata di butano, che viene trasmessa al sistema di controllo DCS dell'impianto. La portata totale di butano può essere confrontata con la portata indicata dai misuratori interni dell'impianto. Gli operatori in turno possono quindi rilevare in maniera tempestiva eventuali situazioni anomale e informare il personale reperibile.

La portata totale di butano e quella indicata dai misuratori interni viene inoltre memorizzata e resa disponibile nel sistema SCADA Air Liquide; in occasione della chiusura mensile i dati memorizzati vengono integrati nel periodo di tempo considerato in modo da poter avere un termine di confronto con i dati rilevati in contraddittorio e fatturati. Il gestore ha inoltre a disposizione per i controlli orizzontali/verticali sui dati di misura il confronto con i dati storici e gli specifici di consumo dell'impianto. Gli effetti dell'evento di rottura/malfunzionamento del misuratore e della conseguente mancata lettura del contatore possono essere mitigati ricorrendo a misure interne all'impianto o a dati medi/specifici ottenuti in analoghe condizioni di esercizio dell'impianto, in modo da coprire l'eventuale gap di dati.

A fronte delle procedure sopra descritte, attuate per mitigare il rischio intrinseco, è stato calcolato il rischio residuo, ovvero il rischio risultante in seguito all'applicazione delle attività di controllo. In particolare si distingue tra interventi su probabilità e interventi sull'impatto, riducendo l'indice dei rispettivi valori in maniera congruente con l'efficacia delle attività di controllo previste, e calcolando nuovamente il prodotto probabilità x impatto per determinare la fascia di rischio di appartenenza. Se a fronte della mitigazione si ottiene una fascia di rischio bassa, il rischio residuo è considerato accettabile, altrimenti si avvia un processo di strutturazione di un'attività di controllo più efficace che riesca a mitigare il rischio in maniera appropriata.

Entrando nel merito degli eventi critici caratterizzanti la misura dell'attività del butano, i rischi di mancata o errata taratura, malfunzionamento o rottura dello strumento di misura e mancata lettura del contatore, vengono mitigati intervenendo sull'impatto.

Come si può notare dalla tabella 7.11, la quale mostra il rischio residuo, gli eventi critici a seguito dell'attività di controllo rientrano nella fascia di rischio basso.

 AIR LIQUIDE	AIR LIQUIDE ITALIA INDUSTRIA SISTEMA DI GESTIONE ISTRUZIONE OPERATIVA	Riferimento: LI/RCSS/PR-IO HSE 22 Revisione: 0 Data: 12/04/2013 Pagine: 25/36 Proprietà: LI/RCSS/PR
GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂		

Nel complesso il rischio associato all'attività di misura della quantità di butano si può ritenere accettabile. Il flusso di dati relativo al butano viene comunque sottoposto a valutazione per l'introduzione di potenziali miglioramenti alla metodologia di monitoraggio, così come previsto dall'articolo 69 del Regolamento n.601/2012.

Flusso di dati relativi all'attività (Butano)	Evento	Probabilità x Impatto = Rischio intrinseco	Descrizione attività di mitigazione	Applicazione attività di controllo		
				Probabilità	Impatto	Rischio residuo
Il misuratore Coriolis effettua le rilevazioni dei consumi di butano	Condizioni ambientali o di installazione al di fuori del range operativo	1 x 2 = 2	Monitoraggio dati	1	3	3
	Rottura o malfunzionamento del misuratore	1 x 4 = 4	Monitoraggio dati, controlli di routine, confronto con dati alternativi, ricorso a dati alternativi	1	4 → 3	3
	Mancata o errata taratura del misuratore	1 x 4 = 4	Monitoraggio dati, controlli di routine, confronto con dati alternativi, ricorso a dati alternativi	1	4 → 3	3
Fornitore e gestore di impianto effettuano in contraddittorio la lettura dei consumi, registrando il tutto su un verbale di lettura	Mancata lettura dei consumi	1 x 4 = 4	Ricorso a dati alternativi	1	4 → 3	3
	Errore nella lettura o nella registrazione della lettura sui moduli	1 x 3 = 3	Rilevamento in contraddittorio, confronto con fonti diverse di dati	1	3	3
Il verbale di lettura viene trasmesso via e-mail, in seguito il fornitore invia la fattura	Mancato invio o recapito di verbali di lettura e fatture	1 x 2 = 2	Rilevamento in contraddittorio, confronto con fonti diverse di dati, recupero dati	1	2	2
	Errore nelle quantità riportate nei verbali di lettura o nelle fatture	1 x 3 = 3	Confronto con fonti diverse di dati e dati alternativi	1	3	3

Tabella 7.11 Valutazione dei rischi residui per il flusso di dati relativi all'attività del butano.

7.7.3. Flusso di dati relativi alla composizione del gas naturale

La determinazione della composizione del gas naturale viene effettuata mediante gascromatografo a funzionamento automatico di proprietà del gestore di rete, in corrispondenza dei punti di misura delle Aree Omogenee di Prelievo individuate secondo la "Metodologia relativa alle Aree Omogenee di Prelievo" pubblicata sul sito internet del gestore di rete. L'AOP è una delimitata parte di rete all'interno della quale viene riconsegnato, in un determinato arco di tempo, lo stesso tipo di gas.

Il gestore di rete è responsabile della gestione, manutenzione e taratura dello strumento in conformità a quanto prescritto dal costruttore e dal Codice di Rete - SNAM Rete Gas.

In particolare nell'allegato 11/B del Codice di Rete - SNAM Rete Gas si riportano i requisiti tecnici per i gascromatografi; le apparecchiature vengono sottoposte a verifiche di linearità di risposta, ripetibilità, accuratezza e affidabilità nel tempo.

Il cliente finale ha riscontro delle determinazioni di qualità effettuate nell'AOP attraverso il "Bollettino di Analisi" allegato al verbale di Misura.

 AIR LIQUIDE	AIR LIQUIDE ITALIA INDUSTRIA SISTEMA DI GESTIONE ISTRUZIONE OPERTIVA	Riferimento: LI/RCSS/PR-IO HSE 22 Revisione: 0 Data: 12/04/2013 Pagine: 26/36 Proprietà: LI/RCSS/PR
GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂		

Ai fini della valutazione dei rischi, si può definire il seguente flusso di dati:

1. Il gascromatografo rileva la composizione chimica del gas naturale e determina alcuni parametri di qualità, tra cui potere calorifico superiore e inferiore, densità, fattore di comprimibilità.
2. I valori determinati dal gascromatografo sono trasmessi all'elaboratore centrale del gestore di rete, per l'elaborazione e la conseguente validazione.
3. Il gestore di rete invia unitamente al verbale di misura mensile, il bollettino di analisi, riportante le medie giornaliere e le medie orarie dei dati di qualità del gas naturale.

La tabella 7.12 riassume le valutazioni in merito ai possibili eventi legati alla determinazione della composizione del gas naturale.

A ciascun evento è stata assegnata una probabilità di accadimento e un impatto sulla base di una situazione in cui non si implementano attività di controllo, in modo da ricavare il rischio intrinseco dell'evento stesso.

La probabilità di accadimento e l'impatto sono stati collocati su una scala da 1 a 4; in particolare la probabilità di accadimento è stata desunta da dati storici, mentre l'impatto è stato valutato considerando come principali conseguenze la perdita dei dati o una modifica dell'accuratezza con cui sono determinati i dati. Il prodotto probabilità per impatto fornisce un indice di rischio che, collocato sulla matrice di rischio, determina la fascia di rischio di appartenenza.

Flusso di dati relativi alle analisi (gas naturale)	Evento	Probabilità	Impatto	Rischio intrinseco	Conseguenze	
					Accuratezza dei dati	Perdita di dati
Il gascromatografo effettua le analisi di composizione e determina i parametri di qualità	Condizioni ambientali o di installazione al di fuori del range operativo	1	2	2	<input type="checkbox"/>	
	Rottura o malfunzionamento di uno degli elementi della catena di misura	1	4	4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Mancata o errata taratura di uno degli elementi della catena di misura	1	4	4	<input type="checkbox"/>	
I dati primari vengono sottoposti a processi di elaborazione e validazione	Malfunzionamento nel processo di elaborazione dei dati	1	3	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Errore nell'elaborazione dei dati	1	3	3	<input type="checkbox"/>	
I dati ottenuti vengono inviati al gestore dell'impianto tramite bollettino di analisi allegato al verbale di misura mensile	Mancato invio o recapito del bollettino di analisi	1	2	2		<input type="checkbox"/>
	Errore nelle quantità riportate nel bollettino di analisi	1	3	3	<input type="checkbox"/>	

Tabella 7.12 Valutazione dei rischi intrinseci per il flusso di dati relativi alle analisi del gas naturale.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Di seguito si descrivono le attività di controllo implementate per mitigare i rischi individuati nella catena di operazioni che porta all'ottenimento dei dati di qualità del gas naturale a partire da analisi gascromatografiche.

Gli eventi caratterizzati da una fascia di rischio basso sono i seguenti:

- 1.a Condizioni ambientali o di installazione al di fuori del range operativo
- 2.a Malfunzionamento nel processo di elaborazione dei dati
- 2.b Errore nell'elaborazione dei dati
- 3.a Mancato invio o recapito del bollettino di analisi allegato al verbale di misura
- 3.b Errore nelle quantità riportate nel bollettino di analisi allegato al verbale di misura

La collocazione nella fascia di rischio basso deriva dal fatto che alcune procedure sono già attive e contribuiscono al controllo della validità dei dati, in quanto lo strumento di misura e i dati che da esso ne derivano sono soggetti alle deliberazioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e a quanto riportato nel Codice di Rete – SNAM Rete Gas. Si fornisce nel particolare descrizione delle attività di controllo che sono state già implementate o sono già presenti, associate a ciascuno degli eventi sopra elencati:

1.a Il gestore di rete è responsabile dell'installazione dello strumento di misura secondo le indicazioni del costruttore, le specifiche del Codice di Rete – SNAM Rete Gas e le normative pertinenti. Eventuali anomalie possono essere riscontrate all'atto del monitoraggio/rilevamento dei dati di qualità.

2.a, 2.b. Tutte le analisi sono sottoposte ad un processo di validazione secondo quanto riportato nel Codice di Rete Snam Rete Gas (Capitolo 11 - Paragrafo 5). In particolare il gestore di rete effettua una validazione dei dati di qualità secondo quanto previsto dalla Deliberazione n. 185/05 e sue successive modificazioni. La procedura prevede l'acquisizione ed esame dei dati provenienti dal gascromatografo; la verifica e la validazione dei dati viene effettuata in base a errori codificati provenienti dai gascromatografi, alla congruenza dei dati di analisi, ai valori storici. Il Codice di Rete riporta i criteri di disponibilità dei dati e le modalità con cui si ricorre a dati alternativi in caso di indisponibilità delle misure.

3.a, 3.b. In caso di problemi nell'invio o nella ricezione del bollettino di analisi si provvede a recuperare prontamente i dati necessari. Il gestore dell'impianto può controllare la congruenza dei dati di qualità con fonti di dati alternative, così come descritto in seguito. Il gestore dell'impianto può inoltrare al gestore di rete una richiesta di verifica dei dati, così come previsto dal Codice di Rete – SNAM Rete Gas; qualora le verifiche evidenzino la fondatezza della richiesta, il gestore di rete provvederà ad una nuova determinazione dei parametri di qualità ed all'emissione di un nuovo verbale di misura.

Gli eventi critici evidenziati dall'analisi di rischio iniziale consistono nell'errata o mancata taratura e nella rottura o malfunzionamento di uno degli elementi della catena di misura, entrambi a rischio medio:

- 1.b Rottura o malfunzionamento di uno degli elementi della catena di misura
- 1.c Mancata o errata taratura di uno degli elementi della catena di misura

Si ritiene che tali eventi siano fondamentali ai fini della corretta determinazione dei dati, per cui alle attività di controllo già previste dal Codice di Rete – SNAM Rete Gas e dalle deliberazioni dell'A.E.E.G., si predispongono ulteriori misure di mitigazione del rischio.

L'evento di errata o mancata taratura dello strumento di misura presenta un rischio medio poiché l'eventuale impatto è alto; tuttavia occorre considerare che lo strumento è sottoposto a ben determinate procedure di taratura, descritte nel Codice di Rete, per cui la probabilità di accadimento dell'evento è molto bassa. La taratura automatica del gascromatografo viene effettuata con frequenza giornaliera o al massimo settimanale e consiste nel calcolo dei fattori di risposta e nella verifica dei tempi di ritenzione, mediante gas di taratura certificati da laboratori SIT; tali laboratori soddisfano i criteri di cui alle Norme UNI CEI ISO/IEC 17025. Con frequenza biennale si effettua una verifica dell'accuratezza del gascromatografo tramite una miscela di gas di prova certificato SIT contenente tutti i componenti determinati e avente Potere Calorifico Superiore (PCS) compreso in un certo range. Il gestore dell'impianto può ottenere, su richiesta, copia dei rapporti di prova.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

La probabilità dell'evento dell'evento di malfunzionamento o rottura viene ridotta dalla corretta applicazione delle operazioni di esercizio e manutenzione degli strumenti di misura secondo le indicazioni del costruttore.

Il gascromatografo utilizza metodi standard ai fini della determinazione di composizione e parametri derivati; in particolare fa riferimento al metodo ISO 6974 per il calcolo della composizione chimica del gas naturale, mentre l'applicazione della norma ISO 6976, consente il calcolo dei parametri di qualità, tra cui potere calorifico, densità, fattore di comprimibilità.

Eventuali anomalie di funzionamento possono essere riscontrate grazie ad errori codificati trasmessi dal gascromatografo. Se il malfunzionamento si ripercuote sull'accuratezza dei dati, la congruenza dei dati stessi può essere controllata con approcci orizzontali/verticali, sia da parte del gestore di rete che sottopone i dati a criteri di validazione, come riportato nel Codice di Rete; sia da parte del gestore dell'impianto, che ha a disposizione varie fonti di dati, tra cui i dati storici presenti sui precedenti bollettini di analisi e dati consultabili direttamente dal Codice di Rete SNAM o dal sito del gestore di rete. In particolare nell'Allegato 11/A del Codice di Rete SNAM è disponibile la specifica tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale. La specifica limita di fatto il campo di variazione della composizione e degli altri parametri significativi del gas naturale. A partire dal sito internet del gestore di rete è possibile accedere alle composizioni dei gas tipici immessi nella rete di trasporto per ciascun anno, con una suddivisione per area di importazione.

Gli effetti dell'evento di malfunzionamento o rottura del gascromatografo sono mitigati ricorrendo a dati alternativi o a dati medi per coprire l'eventuale gap di dati, applicando quanto previsto dal Codice di Rete SNAM, Capitolo 11.

I dati ricevuti dal gestore dell'impianto tramite bollettino di analisi sono sottoposti ai seguenti controlli:

- confronto con i dati medi dei mesi precedenti
- confronto con gli specifici indicati dal Codice di Rete

In caso di riscontro di anomalie o dubbi sulla validità dei dati è possibile effettuare una richiesta di verifica come da Codice di Rete, capitolo 11.6.

A fronte delle procedure sopra descritte, attuate per mitigare il rischio intrinseco, è stato calcolato il rischio residuo, ovvero il rischio risultante in seguito all'applicazione delle attività di controllo. In particolare si distingue tra interventi su probabilità e interventi sull'impatto, riducendo l'indice dei rispettivi valori in maniera congruente con l'efficacia delle attività di controllo previste, e calcolando nuovamente il prodotto probabilità x impatto per determinare la fascia di rischio di appartenenza. Se a fronte della mitigazione si ottiene una fascia di rischio bassa, il rischio residuo è considerato accettabile, altrimenti si avvia un processo di strutturazione di un'attività di controllo più efficace che riesca a mitigare il rischio in maniera appropriata.

Entrando nel merito degli eventi critici caratterizzanti le analisi del gas naturale, i rischi di mancata o errata taratura e malfunzionamento o rottura dello strumento di misura, vengono mitigati intervenendo sull'impatto.

Come si può notare dalla tabella seguente, la quale mostra il rischio residuo, gli eventi critici a seguito dell'attività di controllo rientrano nella fascia di rischio basso.

Nel complesso il rischio associato alle analisi del gas naturale si può ritenere accettabile. Il flusso di dati relativo alle analisi del gas naturale viene comunque sottoposto a valutazione per l'introduzione di potenziali miglioramenti alla metodologia di monitoraggio, così come previsto dall'articolo 69 del Regolamento n.601/2012.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Flusso di dati relativi alle analisi (gas naturale)	Evento	Probabilità x Impatto = Rischio intrinseco	Descrizione attività di mitigazione	Applicazione attività di controllo		
				Probabilità	Impatto	Rischio residuo
Il gascromatografo effettua le analisi di composizione e determina i parametri di qualità	Condizioni ambientali o di installazione al di fuori del range operativo	1 x 2 = 2	Monitoraggio dati, installazione secondo specifiche	1	3	3
	Rottura o malfunzionamento di uno degli elementi della catena di misura	1 x 4 = 4	Monitoraggio dati, utilizzo di metodi standard, esercizio e manutenzione secondo specifiche, controlli di congruenza, ricorso a dati alternativi	1	4 → 3	3
	Mancata o errata taratura di uno degli elementi della catena di misura	1 x 4 = 4	Monitoraggio dati, taratura secondo specifiche, controlli di congruenza, ricorso a dati alternativi, richiesta rapporti di prova	1	4 → 3	3
I dati primari vengono sottoposti a processi di elaborazione e validazione	Malfunzionamento nel processo di elaborazione dei dati	1 x 3 = 3	Validazione secondo specifiche, ricorso a dati alternativi	1	3	3
	Errore nell'elaborazione dei dati	1 x 3 = 3	Validazione secondo specifiche, ricorso a dati alternativi	1	3	3
I dati ottenuti vengono inviati al gestore dell'impianto tramite bollettino di analisi allegato al verbale di misura mensile	Mancato invio o recapito del bollettino di analisi	1 x 2 = 2	Recupero dati	1	2	2
	Errore nelle quantità riportate nei bollettini di analisi	1 x 3 = 3	Confronto con dati alternativi, eventuale richiesta di verifica	1	3	3

7.7.4. Flusso di dati relativi al calcolo delle emissioni

I verbali di misura e le fatture relativi a butano e gas naturale sono archiviati sulla rete intranet aziendale e utilizzati come dati di partenza per il calcolo delle emissioni di CO₂. La determinazione delle emissioni avviene tramite un file di calcolo che prevede l'inserimento manuale dei dati di attività di gas naturale e butano, dei dati di composizione del gas naturale e dei fattori di calcolo standard per il butano. Le formule implementate sul file di calcolo consentono di ottenere in modo automatico il fattore di emissione medio mensile del gas naturale, le emissioni mensili e le emissioni annuali aggiornate al mese corrente. In sede di calcolo delle emissioni annuali si verifica l'esistenza di fattori di calcolo standard più aggiornati. Al completamento del calcolo annuale i dati vengono verificati e validati con procedura interna. In seguito a validazione, si effettua la verifica annuale delle emissioni con ente certificato per poi sottoporre la comunicazione annuale ad approvazione dell'autorità competente, entro le scadenze previste.

Ai fini della valutazione dei rischi, si può definire il seguente flusso di dati:

1. Verifica e archiviazione dei dati relativi all'attività di butano e dei dati relativi all'attività e alla qualità del gas naturale.
2. Calcolo del fattore di emissione medio del gas naturale.
3. Rilevazione fattori di calcolo per il butano.
4. Calcolo delle emissioni annuali
5. Verifica e validazione interna

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

La tabella seguente riassume le valutazioni in merito agli eventi legati alla determinazione delle emissioni annuali di CO₂.

A ciascun evento è stata assegnata una probabilità di accadimento e un impatto sulla base di una situazione in cui non si implementano attività di controllo, in modo da ricavare il rischio intrinseco dell'evento stesso.

La probabilità di accadimento e l'impatto sono stati collocati su una scala da 1 a 4; in particolare la probabilità di accadimento è stata considerata superiore laddove si riscontra una maggiore incidenza dell'errore umano, mentre l'impatto è stato valutato considerando come principali conseguenze la perdita dei dati o una modifica dell'accuratezza con cui sono determinati i dati. Il prodotto probabilità per impatto fornisce un indice di rischio che, collocato sulla matrice di rischio, determina la fascia di rischio di appartenenza.

Flusso di dati relativi al calcolo delle emissioni	Evento	Probabilità	Impatto	Rischio intrinseco	Conseguenze	
					Accuratezza dei dati	Perdita di dati
Verifica e archiviazione dei dati relativi all'attività e alla qualità	Mancata lettura di verbali di misura o fatture	1	4	4		<input checked="" type="checkbox"/>
	Errore nella lettura o trascrizione dei dati	2	4	8	<input checked="" type="checkbox"/>	
Calcolo del fattore di emissione medio del gas naturale	Errore nelle formule di calcolo del fattore di emissione	1	4	4	<input checked="" type="checkbox"/>	
	Errore nelle unità di misura del fattore di emissione	1	4	4	<input checked="" type="checkbox"/>	
	Errore nella trascrizione del risultato	2	4	8	<input checked="" type="checkbox"/>	
Rilevazione fattori di calcolo standard del butano	Errore nella scelta della fonte di dati	1	3	3	<input checked="" type="checkbox"/>	
	Errore nella scelta dei fattori di calcolo	1	4	4	<input checked="" type="checkbox"/>	
	Errore nella trascrizione dei fattori di calcolo	2	4	8	<input checked="" type="checkbox"/>	
Calcolo delle emissioni annuali	Errore nelle quantità trascritte	2	4	8	<input checked="" type="checkbox"/>	
	Errore nelle formule di calcolo	1	4	4	<input checked="" type="checkbox"/>	
Verifica e validazione interna dei calcoli	Errore nella lettura del file di calcolo	1	3	3	<input checked="" type="checkbox"/>	
	Mancata o errata archiviazione dei dati	2	4	8	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Di seguito si descrivono le attività di controllo implementate per mitigare i rischi individuati nella catena di operazioni che porta all'ottenimento delle emissioni annuali di CO₂.

Gli eventi caratterizzati da una fascia di rischio basso sono i seguenti:

3.a Errore nella scelta della fonte dei dati per i fattori di calcolo del butano

5.a Errore nella lettura del foglio di calcolo in sede di verifica o validazione

La collocazione nella fascia di rischio basso nel primo caso, deriva dal fatto che la scelta della fonte di dati è determinata in base a quanto prescritto dal Regolamento n.601/2012; nel secondo caso si è considerato che la lettura e la valutazione dei dati di emissione è un processo critico che prevede l'interazione tra le parti nella risoluzione di eventuali errori. Entrambi gli eventi saranno comunque oggetto di procedure di controllo, così come descritto in seguito.

Gli eventi a rischio medio evidenziati dall'analisi di rischio iniziale sono i seguenti:

1.a Mancata lettura dei dati presenti nei verbali di misura o nelle fatture

2.a Errore nelle formule di calcolo del fattore di emissione del gas naturale

2.b Errore nell'unità di misura del fattore di emissione del gas naturale

3.b Errore nella scelta dei fattori di calcolo del butano

4.b Errore nelle formule di calcolo delle emissioni

Tali eventi sono stati classificati nella fascia di rischio medio in quanto eventi importanti come conseguenze ma aventi probabilità bassa, ad esempio nel caso di mancata lettura dei dati da verbali di misura e fatture in virtù del fatto che tali dati sono utilizzati anche in altri processi, come la fatturazione; nel caso della scelta delle formule di calcolo, delle unità di misura o dei fattori di calcolo, si tratta di processi in linea a quanto previsto dal Regolamento n.601/2012.

Infine, è possibile distinguere degli eventi a rischio alto, elencati di seguito:

1.b Errore nella lettura o nella trascrizione dei dati presenti nei verbali di misura o nelle fatture

2.c Errore nella trascrizione del risultato

3.c Errore nella trascrizione dei fattori di calcolo del butano

4.a Errore nelle quantità soggette a trascrizione

5.b Mancata o errata archiviazione dei dati

Tali eventi presentano egualmente un impatto elevato, ma sono più influenzati da possibili errori umani, per cui la probabilità di accadimento è considerata superiore.

Si ritiene che tutti gli eventi individuati per le fasi di calcolo delle emissioni di CO₂ siano fondamentali ai fini della corretta determinazione dei dati, per cui è prevista una procedura di controllo che interessa in maniera trasversale tutte le fasi del flusso di dati, in modo che si abbia una visione completa e precisa di ogni passaggio che porta alla comunicazione annuale delle emissioni.

Ogni passaggio del flusso di dati relativo al calcolo delle emissioni è sottoposto a verifica tramite la compilazione di una check-list, presente nel file di calcolo delle emissioni. I dati finali delle emissioni vengono verificati e convalidati da persone non coinvolte nella raccolta dei dati.

Il rischio degli eventi legati alla verifica e archiviazione dei dati relativi all'attività e alla qualità di butano e gas naturale (mancata o errata lettura dei verbali o delle fatture, errore nella trascrizione dei dati nel file di calcolo) viene ridotto confrontando i dati a disposizione con dati storici, dati derivanti da specifici dell'impianto, dati da misuratori interni, posto che, per ciascun tipo di dato, è stato già effettuato un processo di controllo a monte dell'emissione di verbali e fatture. Tutti i documenti necessari per la compilazione del file di calcolo delle emissioni sono archiviati sulla rete intranet aziendale, in modo da ridurre il rischio di perdita o indisponibilità di dati.

La determinazione del fattore di emissione del gas naturale è effettuata su un foglio di calcolo dedicato le cui formule sono conformi alle norme di buona tecnica; il foglio è progettato in modo da limitare gli inserimenti di dati e le operazioni manuali. È possibile inserire i dati di composizione per ciascun componente del gas naturale e il fattore di comprimibilità del mese corrente, più altri dati di qualità utilizzati per le verifiche di congruenza dei dati; automaticamente si ha come risultato il fattore di emissione medio mensile del gas naturale. Per evitare manomissioni o errori le formule sono bloccate ed è possibile inserire i dati solo in celle predisposte e individuate da apposita formattazione, seguendo le istruzioni e la legenda presenti nel foglio di calcolo. Al fine di annullare i possibili errori di trascrizione del

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

risultato, il fattore di emissione così ottenuto viene automaticamente riportato nella cella del mese corrispondente, nel foglio di calcolo delle emissioni. La congruenza delle unità di misura viene controllata tramite la check list generale. Il risultato viene adeguatamente controllato confrontando il dato ottenuto con i dati storici e i dati presenti nelle tabelle dei fattori standard nazionali.

I fattori di calcolo per il butano sono rilevati dalle tabelle nazionali standard più aggiornate disponibili sul sito del Ministero dell'Ambiente, all'indirizzo <http://www.minambiente.it>. I valori sono trascritti nell'apposita sezione del foglio di calcolo delle emissioni. Una volta inseriti i dati, tramite check list si controlla l'unità di misura e la congruenza con i dati storici. In sede di calcolo annuale delle emissioni si verifica l'esistenza di eventuali tabelle nazionali più aggiornate.

Il foglio di calcolo per la determinazione delle emissioni annuali è progettato in modo tale che gli unici dati che è possibile inserire siano i consumi mensili di gas naturale e butano e i fattori di calcolo standard relativi al butano; tutte le formule sono bloccate e conformi al metodo prescritto dal Regolamento n.601/2012. In occasione del calcolo annuale delle emissioni tutti i dati inseriti vengono nuovamente sottoposti a controllo; le emissioni totali annuali sono aggiornate automaticamente non appena il foglio di calcolo risulta completo. Il risultato viene adeguatamente controllato effettuando un confronto con i dati storici e con gli specifici disponibili. Per limitare errori di trascrizione e modifiche non volute di qualsiasi tipo è stato progettato un file di calcolo con formule bloccate e formattazione tale da poter individuare facilmente le celle in cui è possibile inserire i dati; le formule sono conformi alle norme di buona tecnica e ai metodi previsti dal Regolamento n.601/2012 e permettono una buona automazione del processo legato alla determinazione delle emissioni. Il file di calcolo nel suo complesso è stato verificato dal personale ETS, validato dal Responsabile di Centrale e inserito nel sistema qualità come modulo codificato Air Liquide.

Al fine di effettuare un controllo di congruenza dei dati, una sezione del foglio di calcolo è dedicata all'inserimento dei dati relativi alla produzione di idrogeno e vapore, in modo da poter effettuare un confronto dei dati di emissione per corrispondenti livelli di carico dell'impianto.

Un'altra sezione del file di calcolo è dedicata alla check-list, da aggiornare in occasione del compimento di ogni stadio relativo al flusso di dati. È presente una check-list per ogni mese dell'anno considerato e una check-list annuale che serve per il controllo dei dati finali. La check-list è suddivisa in aree a seconda dello stadio del flusso di dati e risulta filtrabile per diverse categorie di informazioni, come flusso di fonti e tipo di anomalia riscontrata.

Una volta completata la compilazione del file di calcolo delle emissioni si procede alla compilazione della comunicazione annuale delle emissioni secondo il format comunicato dal Ministero dell'Ambiente all'indirizzo <http://www.minambiente.it>.

Alla fine dell'operazione i dati inseriti e i risultati vengono adeguatamente controllati mediante un confronto incrociato tra il file di calcolo e la comunicazione annuale delle emissioni; il controllo viene effettuato anche da persone non coinvolte nella raccolta dei dati e nella compilazione del file di calcolo.

La scadenza per la verifica della comunicazione annuale delle emissioni e l'invio all'Autorità Competente viene gestita tramite check list.

I documenti significativi ai fini della determinazione delle emissioni annuali sono archiviati sulla rete intranet aziendale e resi disponibili all'ente verificatore e all'autorità competente, i cui dati vengono sottoposti giornalmente a back-up con procedura gestita dal sistema informatico della sede italiana di Air Liquide. I fogli del file di calcolo delle emissioni e la comunicazione annuale vengono archiviati anche in formato Adobe pdf e in forma cartacea nell'archivio degli Uffici SMR.

A fronte delle procedure sopra descritte, attuate per mitigare il rischio intrinseco, è stato calcolato il rischio residuo, ovvero il rischio risultante in seguito all'applicazione delle attività di controllo. In particolare si distingue tra interventi su probabilità e interventi sull'impatto, riducendo l'indice dei rispettivi valori in maniera congruente con l'efficacia delle attività di controllo previste, e calcolando nuovamente il prodotto probabilità x impatto per determinare la fascia di rischio di appartenenza. Se a fronte della mitigazione si ottiene una fascia di rischio bassa, il rischio residuo è considerato accettabile, altrimenti si avvia un processo di strutturazione di un'attività di controllo più efficace che riesca a mitigare il rischio in maniera appropriata.

Come si può notare dalla tabella seguente, la quale mostra il rischio residuo, gli eventi critici a seguito dell'attività di controllo rientrano nella fascia di rischio basso.

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Nel complesso il rischio associato al calcolo delle emissioni di CO₂ si può ritenere accettabile. Il flusso di dati relativo al calcolo delle emissioni viene comunque sottoposto a valutazione per l'introduzione di potenziali miglioramenti alla metodologia di monitoraggio, così come previsto dall'articolo 69 del Regolamento n.601/2012.

Flusso di dati relativi al calcolo delle emissioni	Evento	Probabilità x Impatto = Rischio intrinseco	Descrizione attività di mitigazione	Applicazione attività di controllo		
				Probabilità	Impatto	Rischio residuo
Verifica e archiviazione dei dati relativi all'attività e alla qualità	Mancata lettura di verbali di misura o fatture	1 x 4 = 4	Archiviazione dei dati sulla rete intranet, check-list	1	4 → 3	3
	Errore nella lettura o trascrizione dei dati	2 x 4 = 8	Archiviazione dei dati sulla rete intranet, confronto con dati alternativi, check list	2 → 1	4 → 3	3
Calcolo del fattore di emissione medio del gas naturale	Errore nelle formule di calcolo del fattore di emissione	1 x 4 = 4	Formule bloccate, conformi a norme di buona tecnica e verificate da personale ETS. Confronto con fattori di riferimento nazionali, check list	1	4 → 3	3
	Errore nelle unità di misura del fattore di emissione	1 x 4 = 4	Unità di misura congruenti come richiesto dal regolamento n.601/2012, check list	1	4 → 3	3
	Errore nella trascrizione del risultato	2 x 4 = 8	Inserimenti manuali limitati, trascrizione automatica del risultato, check list	2 → 1	4 → 3	3
Rilevazione fattori di calcolo standard del butano	Errore nella scelta della fonte di dati	1 x 3 = 3	Tabella visualizzata da fonte ufficiale Ministero dell'Ambiente, check list	1	3 → 2	2
	Errore nella scelta dei fattori di calcolo	1 x 4 = 4	Confronto con dati storici, check list,	1	4 → 3	3
	Errore nella trascrizione dei fattori di calcolo	2 x 4 = 8	Confronto con dati storici, check list	2 → 1	4 → 3	3
Calcolo delle emissioni annuali	Errore nelle quantità trascritte	2 x 4 = 8	Calcolo automatizzato, confronto con dati storici e specifici disponibili, check list	2 → 1	4 → 3	3
	Errore nelle formule di calcolo	1 x 4 = 4	Formule non modificabili, conformi al Regolamento n.601/2012, verificate dal personale ETS, check list	1	4 → 3	3
Verifica e validazione interna dei calcoli	Errore nella lettura del file di calcolo	1 x 3 = 3	Dati verificati dal personale ETS, confronto con diverse fonti di dati, check list	1	3 → 2	2
	Mancata o errata archiviazione dei dati	2 x 4 = 8	Documenti presenti sulla rete intranet e sottoposti a back-up, copie cartacee	2 → 1	4 → 3	3

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂**7. REGISTRAZIONI E ARCHIVIAZIONE DELLA DOCUMENTAZIONE**

Nessuna.

8. CHECK LIST PER AUDIT

La check-list (*Allegato 02*) può essere utilizzata per verificare la conformità con il documento stesso.



AIR LIQUIDE ITALIA INDUSTRIA
SISTEMA DI GESTIONE
ISTRUZIONE OPERTIVA

Riferimento: LI/RCSS/PR-IO HSE 22
Revisione: 0
Data: 12/04/2013
Pagine: 35/36
Proprietà: LI/RCSS/PR

GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂

ALLEGATO 00. TABELLA DI REVISIONE

Revisione	Indicazione dei paragrafi modificati e sintesi delle modifiche effettuate
0	Prima emissione
1	
2	
3	
4	

 AIR LIQUIDE <small>TM</small>	AIR LIQUIDE ITALIA INDUSTRIA SISTEMA DI GESTIONE ISTRUZIONE OPERATIVA	Riferimento: LI/RCSS/PR-IO HSE 22 Revisione: 0 Data: 12/04/2013 Pagine: 36/36 Proprietà: LI/RCSS/PR
GESTIONE DEL MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI CO₂		

ALLEGATO 01. EMENDAMENTI SPECIFICI

Non si registrano emendamenti a questo documento.

ALLEGATO 02. CHECK LIST PER L'AUDIT DELLA ISTRUZIONE OPERATIVA

Lo scopo di questa check list di audit è di costituire un supporto per il responsabile dell'audit nella preparazione di protocolli da utilizzare per la verifica della conformità ALI/BL/Area/Sito/Società Controllata ai requisiti del documento o per auto-verifiche.

Livello: ALI/BL/Area/Sito/Società Controllata

Sito:

Data:

Auditors:

Interlocutori:

Requisiti	Conforme			Commenti
Paragrafo 3.1				
1 Il Resp. di Centrale assicura che la IO sia conosciuta, compresa, applicata?	Si	No	NA	
Paragrafo 3.2				
1. E' stata erogata la formazione per il personale interessato?	Si	No	NA	