

Allegato 8: Manuale di qualità e misura del GNL e gas

1. Specifiche di quantità, qualità e pressione del GNL e del gas

1.1 Specifiche di qualità del GNL al Punto di Consegna

Le specifiche di qualità del GNL sono le seguenti (**):

PROPRIETÀ		SPECIFICA	UNITÀ DI MISURA
Indice di Wobbe	Minimo	47,31	MJ/Sm ³
	Massimo	53,00	MJ/Sm ³
PCS	Minimo	(*)	MJ/Sm ³
	Massimo	(*)	MJ/Sm ³
H2S + COS (come solfuri)	Massimo	≤ 5	mg/Sm ³
Mercaptani (come solfuri)	Massimo	≤ 6	mg/Sm ³
Zolfo totale (come solfuri)	Massimo	≤ 20	mg/Sm ³
Mercurio (Hg)	Massimo	10	Nano g/Sm ³
Punto di rugiada idrocarburi (cricondenthem)	Massimo	≤ 0	°C (1-70bara)
Acqua (H2O)	Massimo	0,1	ppm (vol)
Ossigeno (O2)	Massimo	0,6	% mol
Diossido di Carbonio (CO2)	Massimo	2,5	% mol
Solidi		No deposits on 60 mesh strainers	
Densità GNL	Minimo	420	kg/m ³
	Massimo	470	kg/m ³

Relativamente a PCS e indice di Wobbe gli standard di riferimento sono: ISO 6976:1995 per i poteri calorifici (temperatura di combustione di riferimento: +15°C, metri cubi standard +15°@ 1,01325 bara). Resta inteso che le misure di quantità e qualità rilevate al momento della scarica saranno comunicate e condivise secondo le modalità e agli standard di riferimento di cui ai paragrafi 2.7 e 2.8.

(): se l'indice di Wobbe è in specifica il PCS e le singole componenti sono accettabili.*

*(**): Si prega di notare che $1 \text{ kJ/Sm}^3_{15^\circ/15^\circ} = 0.0002775 \text{ kWh/ Sm}^3_{25^\circ/15^\circ}$ e $1 \text{ kWh/ Sm}^3_{25^\circ/15^\circ} = 3603.6 \text{ kJ/Sm}^3_{15^\circ/15^\circ}$.*

Tali fattori di conversione dovranno essere adottati anche per la redazione del report di scarica come da paragrafo 2.8.

1.2 Impurità

Il GNL Scaricato non deve contenere materia solida, contaminanti, o materiale estraneo che possa interferire con la sua commercializzazione o causare danni o interferire con le operazioni del Terminale.

Se il contenuto totale di zolfo è inferiore a cinque (5) mg/Sm³, non sarà necessario effettuare l'analisi del campione di solfuro di idrogeno e solfuro di mercaptani.

Per evitare l'occlusione delle apparecchiature o la loro erosione, il GNL Scaricato non deve contenere alcuna componente fluida (e.g., aromatici, C6H6, CO2, CH3OH, ecc.) in una concentrazione superiore al cinquanta per cento (50%) del limite di solubilità di quel particolare componente nel range operativo di pressione da 0 a 100 bara e nel range operativo di temperatura da -162 a +50°C. C6H6: max. 1 ppm, CH3OH: max. 0.5 ppm.

Le specifiche di qualità del GNL sono soggette a modifica in qualsiasi momento, in conformità alle specifiche di qualità del Gas.

1.3 Specifiche di qualità del Gas al Punto di Riconsegna

Le caratteristiche qualitative del gas immesso nella Rete Nazionale di Trasporto sono quelle risultanti dalle analisi effettuate al Terminale, sulla base dei metodi, delle procedure e degli strumenti per la rilevazione della qualità in uso presso il Terminale stesso. Il GNL rigassificato immesso nella Rete Nazionale di Trasporto soddisferà le specifiche di qualità e pressione per l'immissione di gas richieste da SRG secondo quanto indicato al Codice di Rete - a condizione che il GNL Scaricato e consegnato dall'Utente rispetti le specifiche al Punto di Consegna.

Il Gestore, titolare della capacità di trasporto al Punto di Riconsegna ai sensi dell'articolo 8, comma 1, della Delibera n°137/02, si attiene al rispetto delle specifiche di qualità previste al Codice di Rete ai sensi di quanto previsto all'articolo 8, comma 1, dell'Allegato A alla Delibera n°185/05.

2. Misurazione, campionamento e analisi del GNL e del Gas

2.1. Definizioni

Gli Standard e le procedure di riferimento come GPA, API, ISO, EN o ASTM sono aggiornati alle revisioni più recenti.

2.2. Test e metodi di misura del GNL: tabelle di calibrazione dei serbatoi

Prima dell'utilizzo di una qualsiasi nave Nave Metaniera, l'Utente dovrà: (a) nel caso di una Nave Metaniera i cui serbatoi e dispositivi di misurazione del volume non sono mai stati calibrati, organizzare per ciascun serbatoio di GNL e dispositivo di misurazione del volume la calibrazione per volume contro livello, effettuata da parte di un ente di classe qualificato selezionato dall'Utente e dal Gestore del Terminale, o (b) nel caso di una Nave Metaniera di cui sono stati precedentemente calibrati serbatoi e dispositivi di misurazione del volume, deve fornire all'Operatore prove di tale calibrazione preparate da un ente di classe qualificato e, se necessario, provvedere alla ricalibrazione di tutti i serbatoi e i dispositivi di misurazione del volume da parte di un ente di classe qualificato selezionato dall'Utente e dall'Operatore.

2.2.1. Preparazione delle Tabelle di Misurazione dei Serbatoi

Le tabelle dei serbatoi delle navi metaniere devono essere verificate da un ispettore qualificato. Tali tabelle devono includere le tabelle di calibrazione, le tabelle di correzione per assetto e sbandamento, le correzioni del volume con la temperatura del serbatoio e altre correzioni se necessario. Le tabelle di calibrazione dei serbatoi certificate per l'utilizzo devono essere verificate da un ente di classe qualificato e essere rese disponibili per la consultazione da parte delle Autorità Marittime. La Nave Metaniera deve presentare i certificati di ispezione dando evidenza dell'ultima ispezione effettuata.

2.2.2. Accuratezza delle Tabelle di Calibrazione dei Serbatoi

Le tabelle di misura del serbatoio preparate in conformità alla sezione 2.1.1, indicano i volumi in metri cubi espressi al millesimo, con le altezze del serbatoio espresse in metri al millesimo.

2.2.3. Certificazione della Calibrazione del Serbatoio

L'Operatore ha il diritto di presenziare alle calibrazioni dei serbatoi di cui alla sezione 2.1.1. L'Utente deve dare un preavviso ragionevole all'operatore della pianificazione della calibrazione dei serbatoi.

2.2.4. Ri-calibrazione dei Serbatoi di GNL in caso di deformazione, Rinforzo o Modifica

Nel caso in cui uno dei serbatoi di GNL di una Nave Metaniera subisca deformazioni o rinforzi o modifiche tali da mettere in discussione la validità delle tabelle di calibrazione di cui al precedente punto 2.1.1, l'utente dovrà provvedere alla ricalibrazione con le stesse modalità, come stabilito nelle sezioni 2.1.1 e 2.1.2 del presente documento, nel corso di un periodo in cui tale Nave Metaniera è fuori servizio per ispezione e/o riparazione. L'utente deve sostenere i costi di ri-taratura, a meno che tale verifica sia stata fatta su richiesta dell'operatore e non abbia dimostrato alcuna imprecisione nelle tabelle di calibrazione del serbatoio; in tal caso l'operatore dovrà sostenere i costi di ri-taratura.

A parte i casi di cui alla presente sezione 2.1.4, non è necessaria nessuna ricalibratura di alcun serbatoio di GNL di una qualsiasi Nave Metaniera.

2.3. Test e metodi di misura del GNL: selezione degli strumenti di misura

2.3.1. Strumenti di misura del livello di liquido

Lo standard ISO 10976 specifica che per ogni serbatoio del carico devono essere disponibili almeno due strumenti indipendenti per determinare il livello del liquido. I sistemi di misura primario e secondario devono essere indipendenti, in modo che in caso di avaria l'uno non influenzi l'altro.

Lo standard ISO 10976 definisce la precisione di misura di entrambi gli strumenti primario e secondario: +/- 5mm (alcuni sistemi non sono capaci di soddisfare questa verifica di tolleranza, in tal caso può essere applicata una precisione di +/- 7.5 mm).

Gli strumenti di misura devono essere certificati per l'uso offshore.

2.3.2. Strumenti di misura della temperatura

Lo standard ISO 10976 specifica che dovrebbero essere presenti almeno 5 sensori di temperatura nella cisterna e almeno uno di essi deve essere installato sopra l'altezza massima di riempimento in modo da rimanere nella fascia occupata dal vapore. Ogni sensore di temperatura deve essere supportato da un sensore secondario, montato adiacente al sensore primario. Il dispositivo ATT deve leggere e fornire temperature individuali per entrambe le fasi, liquido e vapore, e consentire di definire la loro media. Comunque, anche navi metaniere equipaggiate con un minor numero di sensori di temperatura (sempre conformi ai requisiti dell'IGC code) possono essere prese in considerazione.

Due sensori, inclusi di spare, devono essere installati uno sul fondo della cisterna e uno nella parte alta, così da misurare costantemente e rispettivamente le temperature del liquido e del vapore. I sensori rimanenti devono essere installati equidistanti tra loro tra il fondo del serbatoio e la parte superiore. Tutti i sensori devono essere fissati in modo da non essere influenzati dalle pompe spray in operazione.

Lo standard ISO 10976 specifica che l'accuratezza dei dispositivi di misura deve essere la seguente:

Temp. Range, °C	Range,
-165 to -145	± 0.2

2.3.3. Strumenti di Misura della Pressione

Ogni cisterna di ogni Nave Metaniera deve avere un unico dispositivo di misura di pressione.

Lo standard ISO 10976 specifica che l'accuratezza dei dispositivi di misurazione di pressione deve essere +/- 0.3 kPa.

2.4. Test e metodi di misura del GNL: procedure di misura

2.4.1. Generalità

Lo standard ISO 10976 definisce la misura del carico a bordo delle navi metaniere.

Prima che venga eseguita qualsiasi misurazione, la linea del gas alle caldaie deve essere isolata, le pompe spray e il compressore del gas di boil-off spenti, i bracci di carico connessi e le valvole dei manifold delle metaniere devono essere chiuse. Se è consentita la combustione del gas, allora il misuratore del flusso di gas deve essere registrato alla stessa ora a cui vengono eseguiti OCT e CCT. Il comandante della Nave Metaniera dovrà garantire il buon funzionamento dei suoi strumenti di monitoraggio e dimostrarne la taratura da parte di un ente qualificato. Le certificazioni devono essere disponibili su richiesta.

Il comandante delle Nave Metaniera dovrà garantire il buon funzionamento dei suoi strumenti di misura e dimostrarne la taratura da parte di un ente qualificato. L'OCT deve essere eseguito dopo che il comandante ha confermato che la nave è pronta alla scarica e prima di azionare le pompe di trasferimento di GNL.

La misura CCT dovrà essere effettuata dopo il completamento della scarica con pompe di trasferimento spente e dopo un tempo sufficiente alla stabilizzazione del livello del liquido.

In termini volumetrici, la condizione dei bracci di carico e della linea di scarico devono essere le stesse per OCT e per il CCT, vuoto o pieno. Qualsiasi altro eventuale strumento in funzione deve essere alla stessa condizione per l'OCT e il CCT.

L'Utente, l'Operatore o chi ne fa le veci hanno il diritto di essere presenti durante ogni misura, e la presenza o meno di un rappresentante non impedirà comunque che la misura venga effettuata.

2.4.2. Livello del liquido

La misurazione del livello del liquido in ciascun serbatoio di GNL di ogni Nave Metaniera è effettuata al millimetro, utilizzando il dispositivo primario di misurazione del livello del liquido di cui al punto 2.2.1 del presente documento.

Le Cinque (5) letture dovranno essere effettuate il più possibile in rapida successione. La media aritmetica delle letture deve essere ritenuta il livello del liquido. Il fornitore del dispositivo di misurazione deve assicurarsi

che il CTMS sia in grado di compensare il movimento dinamico quando la Nave Metaniera è ormeggiata al Terminale. La frequenza di campionamento del livello interno del CTMS deve essere tale da consentire un'elaborazione adeguata dando come risultati le sopra-specificate letture con intervalli di 15 secondi, per essere stabile entro i limiti di precisione del CTMS. Tali informazioni devono essere incluse nella taratura delle cisterne della Nave Metaniera già approvata da un ispettore qualificato. Qualsiasi variazione nel numero prescritto delle letture che potrebbe essere richiesta per compensare il movimento dinamico della Nave Metaniera quando è ormeggiata al Terminale deve essere resa disponibile dal fornitore delle apparecchiature di misura. Tali informazioni devono essere incluse nelle tabelle di calibrazione della Nave Metaniera già approvate da un ispettore qualificato.

Tale media aritmetica deve essere calcolata al più vicino decimo di millimetro (0.1) e deve essere arrotondata al millimetro.

Lo stesso dispositivo di misura del livello deve essere utilizzato sia per le misurazioni iniziali che per quelle finali durante la scarica al Punto di Consegna. Se il dispositivo di misurazione principale non è operativo al momento dell'inizio della scarica, rendendo necessario l'utilizzo del dispositivo di misurazione ausiliario, il dispositivo di misurazione ausiliario deve essere messo in funzione al momento della fine della scarica, anche se il dispositivo di misurazione di livello principale è stato reso disponibile successivamente. L'assetto e lo sbandamento della Nave Metaniera devono essere tenute costanti mentre le misure in oggetto vengono eseguite.

Il livello del liquido di ciascun serbatoio di GNL deve essere registrato o stampato.

2.4.3. Temperatura

Contemporaneamente al livello del liquido deve essere misurata la temperatura fino al decimo di grado Celsius (0.1°C) utilizzando i dispositivi di misura della temperatura di cui al punto 2.2.2 del presente documento.

Per determinare la temperatura del liquido e del vapore nelle cisterne della Nave Metaniera, viene presa una (1) lettura con ciascun dispositivo di misurazione primario della temperatura in ciascun serbatoio di GNL. La media aritmetica di queste letture rispetto al vapore e il liquido in tutti i serbatoi di GNL è da ritenersi rispettivamente la temperatura finale del vapore e del liquido.

Tale media aritmetica deve essere calcolata fino al centesimo di grado Celsius (0.01°C) e deve essere arrotondata al decimo di grado Celsius (0.1°C).

Le temperature di ciascuna cisterna devono essere registrate o stampate.

2.4.4. Pressione

Contemporaneamente al livello del liquido deve essere misurata la pressione assoluta in ciascuna cisterna di GNL, fino al mbara, usando il sistema di misura della pressione di cui alla sezione 2.2.3 del presente documento.

La determinazione della pressione assoluta delle cisterne di carico di ciascuna Nave Metaniera deve essere eseguita prendendo una (1) lettura dal dispositivo di misurazione di ciascuna cisterna di carico e poi considerando la media aritmetica di tutte queste letture.

La sopra menzionata media aritmetica deve essere calcolata al decimo di millibar (0.1) e arrotondata al mbara. Nel caso in cui una Nave Metaniera utilizzi unità diverse dai millibar, l'Operatore e l'Utente devono fare la conversione a millibar utilizzando fattori di conversione riconosciuti a livello internazionale.

La pressione in ciascuna cisterna deve essere registrata o stampata.

2.4.5. Procedure in Caso di Guasto al Dispositivo di Misurazione

Se le misurazioni previste nelle sezioni 2.3.1, 2.3.2, 2.3.3 e 2.3.4 del presente documento diventassero impossibili da eseguire a causa di un guasto dei dispositivi di misurazione, le procedure di misurazione alternative vengono stabilite di comune accordo tra l'operatore e l'utente in consultazione con un ispettore indipendente.

2.4.6. Determinazione del Volume di GNL Scaricato

Lo sbandamento e l'assetto della Nave Metaniera devono essere misurati nello stesso momento in cui il livello del liquido e la temperatura del GNL di ciascun serbatoio vengono misurati. Lo standard ISO 10976 specifica che la tolleranza consentita sulle letture di assetto è +/- 50 mm. La tolleranza ammessa sulla misura dello sbandamento è di +/- 0,05 gradi. Le tubazioni di trasferimento del carico di GNL della Nave Metaniera devono contenere idrocarburi nelle stesse condizioni durante sia la misurazione finale sia quella iniziale. Le linee vapore collegate al collettore devono restare aperte per garantire che la pressione del vapore in tutti i serbatoi di GNL venga equalizzata. Tali misurazioni devono essere effettuate immediatamente prima dell'inizio di qualsiasi operazione di carico e subito dopo il completamento della scarica e successivamente al drenaggio delle linee e dei bracci di carico. Il volume del GNL espresso in metri cubi al millesimo di metro cubo (0.001) è determinato utilizzando le tabelle di misura del serbatoio di cui al punto 2.1 del presente documento e applicando le correzioni di volume in essa enunciati.

Il volume di GNL scaricato è determinato detraendo il volume complessivo di GNL in tutti i serbatoi immediatamente dopo il completamento della scarica dal volume totale di tutti i serbatoi immediatamente prima dell'inizio della scarica. Questo volume in metri cubi di GNL scaricato deve essere arrotondato al millesimo di metro cubo (0,001).

Al termine delle misurazioni della CCT, tutte le misurazioni registrate dalla CTMS devono essere stampate in tre certificati, come riportato sotto:

Certificato di misura di inizio trasferimento;

Certificato di misura di fine trasferimento;

Certificato di scarica – che riassume i dati dei certificati di inizio e fine trasferimento.

2.5. Test e metodi di misura del GNL: Determinazione Della Composizione del GNL

Per gli scopi di Custody Transfer del GNL la quantità di energia trasferita dalla Nave Metaniera al Terminale verrà misurata in conformità con i metodi descritti nel GIIGNL LNG *Custody Transfer Handbook*.

2.5.1. Generalità

L'Operatore dovrà campionare e analizzare il GNL scaricato in conformità con la presente sezione 1.4. Per la determinazione della composizione possono essere utilizzati sia il campionamento continuo con successiva analisi ai sensi dell'articolo 2.4.2, che il campionamento e analisi in linea come previsto nella sezione 2.4.4. L'Operatore deve decidere quale sistema verrà utilizzato per determinare la composizione ufficiale del GNL scaricato.

I sistemi di campionamento/analisi devono essere in conformità con la normativa ISO 8943 per sistemi di analisi intermittente continui e in linea e in conformità con la normativa UNI EN ISO 10715 "Norma Italiana Gas Naturale – Linea guida per il campionamento".

Un rappresentante dell'Utente può essere presente alla calibrazione dei dispositivi e alle procedure di campionamento/analisi, ma in caso di assenza l'esecuzione di tali attività non è ostacolata.

2.5.2. Sistema di Campionamento del GNL

- a) Il sistema di campionamento GNL è collocato in un contenitore a tenuta stagna in una posizione adeguata sulla linea di carica principale del Terminale e deve essere configurato in modo da garantire che siano estratti dalle linee di trasferimento di GNL durante la massima rata di carica dei campioni continui e rappresentativi. Il sistema consiste in due (2) sistemi di campionamento di GNL con vaporizzatori integrati, dotati di stabilizzatore e controllo per garantire il controllo del passaggio da GNL a gas. Da entrambi i punti di campionamento il GNL vaporizzato viene inviato ad un unico sistema di campionamento automatizzato per il riempimento dei cilindri.
- b) Il gas campionato viene inviato al gas cromatografo in linea e usato per l'analisi on line. In alternativa i campioni di back up vengono prelevati in maniera continua e conservati in container CP/FP. Tale prelievo deve essere effettuato a una rata costante a partire da un'ora dopo la scarica continua a rata piena e deve terminare circa un'ora prima della sospensione della scarica a rata piena.
- c) Il dispositivo di campionamento è tale da garantire che i campioni (rappresentativi) vengano prelevati dalla linea di trasferimento di GNL continuamente durante la scarica. Esso è inoltre progettato per estrarre, trasportare e trattare i campioni rappresentativi di GNL che vengono messi in tre (3) cilindri di campionamento in acciaio inox da 500 cc di volume, e inviati agli analizzatori alle condizioni necessarie per il corretto funzionamento in termini di precisione, ripetibilità, riproducibilità e disponibilità.
- d) Dopo il completamento della scarica il campionario di gas composto raccolto, in caso di utilizzo del sistema di raccolta di campioni, sarà reso disponibile in tre cilindri di campionamento di acciaio inox. Un cilindro di campionamento deve essere inviato a terra in un laboratorio indipendente che adotti metodi in conformità con gli standard industriali, un cilindro deve essere messo a disposizione dell'Utente (consegnato alla Nave Metaniera) e un cilindro di campionamento deve essere conservato dal Gestore per almeno trenta (30) giorni. In caso di controversia relativamente alla precisione delle analisi, il campione dell'Operatore deve essere ulteriormente conservato fino a quando entrambi (il Gestore e l'Utente) accettino di non conservarlo più.

2.5.3. Analisi in linea della Composizione del GNL

Il sistema di analisi in linea utilizza il gas cromatografo per determinare le frazioni molari di idrocarburi e azoto del gas campionato in conformità con la normativa ISO 8943. Le analisi vengono eseguite a intervalli di 5 minuti.

Per ogni linea la composizione è determinata come media delle letture prese nell'arco di tempo da circa un'ora dall'inizio della discarica continua a rata piena fino a circa un'ora prima della sospensione della discarica a rata piena (full rate). La composizione del GNL scaricato viene determinata prendendo la media delle due linee quando entrambe disponibili.

Il sistema di analisi in linea è considerato il sistema primario, il campionamento in continuo è da considerarsi alternativo e da usare solo in caso di indisponibilità e/o malfunzionamento del sistema primario. Su richiesta dell'Utente, da presentare con congruo anticipo rispetto all'inizio della discarica, l'Operatore provvede a prelevare campioni spot in corrispondenza del 25%, 50% e 75% della discarica, e a conservarli con modalità analoghe a quelle dei campioni di cui al par.1.4.2d).

Prima dell'inizio della discarica e al termine della stessa dovranno essere eseguite tre analisi sul gas di calibrazione e sul gas campionato per determinare che la ripetibilità delle aree dei picchi sia entro i limiti di accettabilità, in base alla media dei risultati delle tre analisi. L'analisi del gas cromatografo dovrà essere eseguita in conformità con la normativa ISO 6974 Part 4 e la densità del GNL determinata secondo il metodo Klosek-McKinley aggiornato all'ultima revisione.

Le singole letture della composizione e le medie devono essere arrotondate allo 0.001%. Se necessario, la concentrazione di metano deve essere corretta per dare una somma di percentuali di composizione del 100%, l'arrotondamento dei valori della composizione molare deve essere coerente con quanto specificata nella metodologia in uso.

I gascromatografi in linea devono essere calibrati e/o avere tarature eseguite entro le ventiquattro (24) ore prima dell'inizio della discarica. La calibrazione viene effettuata utilizzando una miscela di gas standard certificata da un fornitore approvato, di accuratezza e tracciabilità conosciute, e dotata di certificato di analisi che attesti composizione e incertezze di misura. La qualità e la composizione del gas sarà in accordo con gli standard commerciali applicabili. A richiesta dell'Utente e a suo carico, la miscela di gas certificata può essere resa disponibile in una composizione simile alla composizione attesa del GNL scaricato, qualora le composizioni del gas certificato a disposizione dell'Operatore non siano ritenute adeguate. La composizione richiesta dovrà essere inviata all'Operatore non meno di 8 settimane (56 giorni) prima dell'inizio dello slot di discarica allocato. Qualsiasi modifica/richiesta effettuata dopo questo termine non potrà essere considerata. La composizione richiesta sarà sottoposta all'approvazione del fornitore della miscela di gas, in termini di fattibilità. Una volta ricevuta la conferma dal fornitore, l'Operatore risponderà ufficialmente all'Utente con la data prevista di arrivo della miscela richiesta. Nel caso in cui la miscela non sia resa disponibile in tempo per l'inizio delle operazioni di discarica, o il fornitore della miscela dichiara la non fattibilità, l'Operatore utilizzerà una miscela di gas certificata in suo possesso per la calibrazione.

Il contenuto totale del GNL scaricato viene determinato in accordo alla normativa ISO 19739. Se il contenuto totale è zolfo è minore di cinque (5) mg/Sm³ non è necessario analizzare il campione per il contenuto in solfuro di idrogeno.

2.5.4. Specifiche del Sistema di Analisi

- a) Il gascromatografo in linea utilizzato per l'analisi è installato per verificare la qualità del GNL trasferito al punto di consegna. Il gascromatografo è auto-calibrante, e fornisce un'analisi accurata tramite misurazione diretta o calcolo della composizione del GNL, della densità, l'indice di Wobbe e il potere calorifico lordo (PCS). Il ciclo di analisi per ciascuno dei gascromatografi è di cinque (5) minuti.
- b) Gli analizzatori sono installati all'interno di un alloggiamento adeguato. La temperatura interna viene monitorata per garantire sempre le condizioni ambientali adeguate. In particolare, le apparecchiature per l'analisi sono:
 1. Un (1) analizzatore di composizione (gascromatografo) ridondante al 100%;
 2. Un (1) analizzatore di solfuri (gascromatografo) per H₂S, mercaptani e solfuri totali;
 3. Un analizzatore di punto di rugiada (idrocarburi/acqua);
 4. Un analizzatore di densità;
 5. Un analizzatore del contenuto di ossigeno (O₂);
 6. Il sistema di campionamento.
- c) Il gas cromatografo viene utilizzato per analizzare la composizione (da C₁ a C₆₊, N₂, CO₂) e per calcolare PCS, WI, Dr, D, e Z, cioè:

PCS - Potere calorifico superiore;
WI - indice di Wobbe;
Dr - densità relativa;
D - punto di rugiada;
Z - fattore di compressibilità.

Per verificare l'accuratezza dei valori di PCS-Dr-Z-CO₂-N₂, devono essere utilizzati due (2) campioni di gas contenenti tutte le componenti da determinare, uno con PCS compreso tra trentasette punto tre (37,3) e trentotto punto (38.1) MJ/Sm³ e l'altro con PCS compreso tra trentotto virgola nove (38,9) e quaranta punto due (40,2) MJ/Sm³. Per ciascun campione devono essere eseguite cinque (5) analisi, scartando le

prime due (2). Nelle ultime tre (3) analisi devono essere calcolate la composizione media ed i relativi parametri chimico-fisici verificando che l'errore relativo in confronto ai valori del certificato di analisi sia entro i limiti specificati di seguito. Il metodo applicabile per il gascromatografo (GC) definirà il livello applicabile di precisione. Il metodo consigliato è quello della normativa ISO 6974 Parte 4.

C1 – C2	0.1 % molare
C3 – N2 – CO2	0.05 % molare
PCS	50 kJ/Sm ³
Dr	0.001
Z	0.001

Per verificare la ripetibilità del GC in accordo alla tabella sotto, devono essere eseguite almeno sette (7) analisi consecutive di un campione di gas contenente tutte le componenti, scartando le prime due (2) analisi. Per questa prova, deve essere utilizzata una miscela di gas certificata o "gas di lavoro".

PCS	0.5 %
Dr	0.5 %
Z	0.1 %
CO2	0.1 %
N2	0.1 %

- d) Il gas cromatografo per H₂S, mercaptani e l'analisi e il calcolo dello zolfo deve rientrare nei limiti specificati sotto
- Ripetibilità: ± 2% della full scale
 - Sensitività: ± 0.5% della full scale
 - Tempo di analisi: 6 minuti
- e) L'analizzatore per il punto di rugiada (acqua e idrocarburi) deve rientrare nei limiti specificati di seguito
- Accuratezza: ±0.5°C
 - Ripetibilità: in accordo allo standard del fornitore
 - Frequenza di Misurazione: 6 cicli/ora raccomandati (12 massimo)
 - Risoluzione: 0.1 °C
 - Range: -40 / +20°C
- f) L'analizzatore di densità deve rientrare nei limiti specificati di seguito
- Accuratezza: +/- 0.1% della lettura
 - Ripetibilità: +/- 0.02% della lettura
 - Tempo di risposta: < 60 sec.
- g) L'analizzatore di ossigeno deve rientrare nei limiti specificati di seguito
- Accuratezza: +/-1% F.S.
 - Ripetibilità: +/- 1% dello SPAN
 - Sensitività: in accordo allo standard del fornitore
 - Tempo di risposta: in accordo allo standard del fornitore
- h) L'analizzatore di umidità deve rientrare nei limiti specificati di seguito
- Accuratezza: ±1°C
 - Sensitività: 0.1 ppmV
 - Risoluzione: 0.1 °C

2.5.5. Procedura in Caso di Guasto del Sistema di Analisi

In caso di guasto/indisponibilità del sistema di analisi in linea prima dell'inizio della discarica, deve essere utilizzato il sistema di campionamento per determinare la composizione GNL.

In caso di guasto/indisponibilità sia del sistema di campionamento continuo che del sistema di campionamento in linea, o di guasto del sistema di analisi utilizzato rilevato dal Cargo surveyor dopo la discarica, come composizione di GNL deve essere considerata la media aritmetica dei risultati delle analisi dei cinque carichi (5) immediatamente precedenti (o carichi totali consegnati, se meno di cinque) di composizione simile a quella prevista per il carico corrente provenienti dallo stesso porto di caricazione, compresi i carichi di altri Utenti. Nel caso in cui quanto sopra non venga considerato attendibile o praticabile dal Cargo Surveyor, la composizione invecchiata in accordo al metodo MOLAS verrà utilizzata per la determinazione della qualità del GNL, da calcolarsi entro cinque (5) Giorni Lavorativi dopo la Discarica della Nave Metaniera.

Nel caso in cui il GNL previsto in Discarica sia stato caricato in un terminale di rigassificazione attraverso un servizio di reloading, la qualità di tale GNL sarà quella misurata presso il Terminale, a meno che l'Utente (o un Cargo Surveyor da lui nominato) fornisca dimostrazione che il terminale di rigassificazione in cui è stata effettuata la caricazione, sia progettato ed equipaggiato adeguatamente agli standard commercialmente accettati in termini di posizionamento del sistema di sampling rispetto ai serbatoi del carico.

2.5.6. Analisi della Composizione per il Ritorno di Vapore

Dato che il Terminale non è dotato di campionamento per la composizione del ritorno di vapore, il valore di PCS determinato sarà 33.935 MJ/m³ a condizioni standard come specificato, equivalente ad una qualità composta dal novanta per cento (90%) metano e il dieci per cento (10%) di azoto.

2.6. Test e metodi di misura del GNL: determinazione dell'energia trasferita

La quantità di energia trasferita da ogni Nave Metaniera viene calcolata da un Cargo Surveyor indipendente nominato dalle parti interessate in conformità con i metodi di misura e calcolo definiti nel presente documento. L'errore massimo per la determinazione della energia ricevuta è in accordo alle norme vigenti (rif GIIGNL GNL Custody Transfer Handbook - Terza Edizione 2010).

La quantità di GNL scaricato deve essere al netto del volume di vapore di ritorno alla Nave Metaniera durante la scarica del GNL.

Durante le operazioni di trasferimento, il volume di GNL scaricato è sostituito dal Gas restituito dal Terminale.

Una volta terminata la scarica, una piccola quantità di GNL rimane nei serbatoi della Nave Metaniera. L'energia trasferita, E, corrisponde alla differenza tra l'energia trasferita come GNL e quella associata al gas [gas di ritorno (NG) + gas utilizzato dai motori della Nave Metaniera, se applicabile (MG)]:

$$E = E_{LNG} - E_{NG} - E_{MG}$$

La valutazione di queste componenti di energia viene fatta attraverso la determinazione dei volumi e/o della massa trasferita e il potere calorifico medio a base volume e/o massa durante il processo di trasferimento, cioè:

Per il GNL:

$$E_{LNG} = V_{LNG} \times \delta_{LNG} \times H_{LNG}$$

con:

V_{LNG}: volume del GNL misurato nei serbatoi della Nave Metaniera;

δ_{LNG}: densità del GNL calcolata in base alle analisi del gas cromatografo e la temperatura;

H_{LNG}: potere calorifico superiore (PCS) medio massico del GNL, calcolato dalle analisi del gas cromatografo.

Per il gas di ritorno (NG):

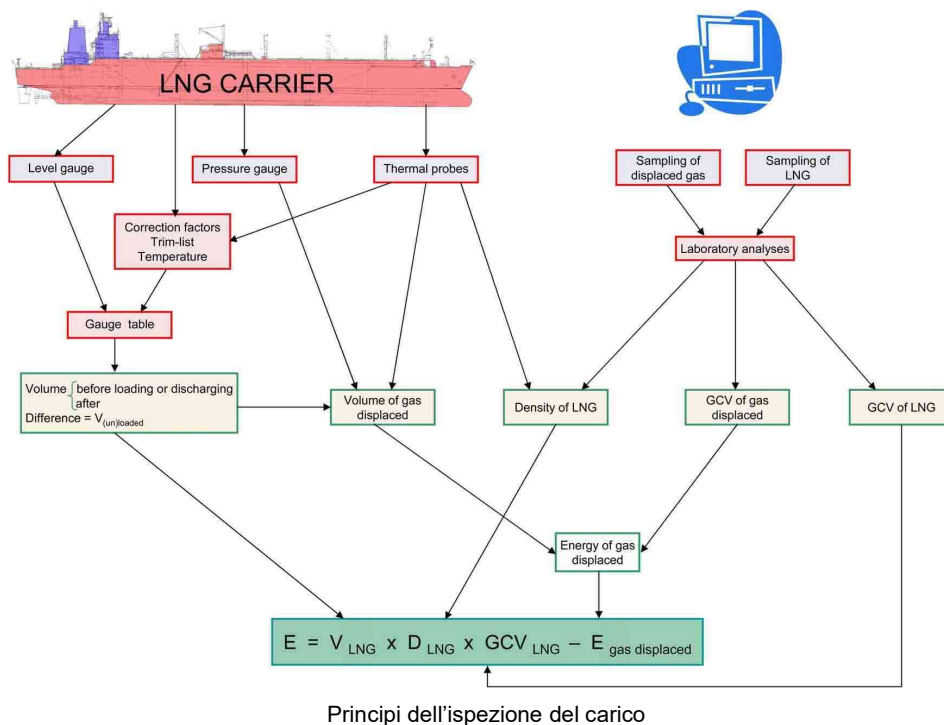
$$E_{NG} = V_{NG} \times H_{NG}$$

con:

V_{NG}: Volume del gas che ha rimpiazzato il GNL scaricato. Questo volume, riportato a condizioni standard (288.15 K e 1013.25 mbar) è calcolato dal volume del GNL scaricato e dalle condizioni di temperatura e pressione della fase gas nei serbatoi al termine della scarica

H_{NG}: PCS volumico del vapore

Nota: L'evaporazione naturale del carico durante la scarica non è inclusa nel calcolo; infatti, la perdita di GNL viene compensata con meno Gas restituito ai serbatoi della Nave Metaniera.



2.7. Test e metodi di misura del GNL: calcolo dell'energia trasferita

2.7.1. Calcolo dell'energia lorda scaricata

Il calcolo dell'energia lorda scaricata è funzione di:

V_{LNG} : Volume di GNL scaricato,

δ_{LNG} : densità del GNL scaricato

H_{LNG} : PCS a base massica del GNL scaricato

$$E_{LNG} = V_{LNG} \times \delta_{LNG} \times H_{LNG}$$

2.7.2. Calcolo del volume di GNL scaricato

Metodo di calcolo

Il volume di GNL scaricato viene calcolato come la differenza dei volumi di GNL contenuti nei serbatoi prima e dopo la scarica. Il volume di GNL contenuto all'interno del serbatoio ad un certo punto è determinato dalla lettura della tabella di misurazione, in funzione del livello di GNL.

Il livello di GNL è ottenuto dal livello misurato nel serbatoio (media dei misuratori di livello) corretto mediante i fattori di correzione (sopra citati) applicati secondo necessità.

Il volume della Nave Metaniera a un dato punto è la somma dei volumi contenuti in tutti i serbatoi.

2.7.3. Calcolo della Densità del GNL Scaricato δ_{LNG}

La densità viene calcolata da diversi modelli basati su equazioni di stato, corrispondenti equazioni di stato, ecc, con i seguenti dati di input:

1. La composizione di GNL dall'analisi del gas cromatografo dopo il campionamento e la vaporizzazione; i valori per la composizione molare hanno cinque cifre decimali;
2. La temperatura del GNL, misurata nei serbatoi della Nave Metaniera; la temperatura del GNL viene misurata in °C fino a un decimale (i.e., 0.1).

Il calcolo per determinare la densità di GNL utilizza il metodo Klosek&McKinley (KMK) aggiornato all'ultima revisione.

Aree di Applicazione per il Metodo di Calcolo

I limiti del metodo Klosek & McKinley per composizione di GNL e temperatura sono:

Metano (CH ₄)	> 60 % mol.
Iso- e normal butano (iC ₄ + nC ₄)	< 4 % mol.
Iso- e normal pentano (iC ₅ + nC ₅)	< 2 % mol.
Azoto (N ₂)	< 4 % mol.
Temperatura (T)	< 115 K < - 158.15 °C

La formula del Metodo Klosek Mac Kinley

Il metodo di calcolo della densità del GNL si basa sulla valutazione empirica del volume molare di miscele in un determinato stato termodinamico. La densità è calcolata come segue:

$$\rho_{LNG} = \frac{M_{mix}}{V_{mix}}$$

dove:

ρ_{LNG} : densità del GNL in [kg·m⁻³]

M_{mix} : peso molecolare della miscela in [kg·kmol⁻¹]

$$M_{mix} = \sum M_i \cdot X_i$$

dove:

M_i : peso molecolare del componente i ;

X_i : frazione molare del componente i ;

V_{mix} : volume molare della miscela espresso in [l·mol⁻¹].

$$V_{mix} = \sum X_i \cdot V_i - \left[K_1 + (K_2 - K_1) * \left(\frac{X_{N_2}}{0.0425} \right) \right] * X_{CH_4}$$

dove:

X_i : frazione molare del componente i ;

V_i : volume molare del componente i alla temperatura del GNL;

K_1, K_2 : fattori di correzione.

I valori di K_1 e K_2 , espressi in l/mol, vengono determinati da tabelle come funzione della massa molare di GNL a temperature comprese tra 105 K e 135 K. Le tabelle che mostrano volumi molari in [l·mol⁻¹] per gli idrocarburi da C1 a C5 in funzione della temperatura variabile da 106 K a 118 K sono quelle che vengono utilizzate in questo metodo. Nessun arrotondamento viene fatto nel calcolo di K_1 , K_2 e V_{mol} .

2.7.4. Calcolo del Potere Calorifico massico del GNL Scaricato - HmLNG

Metodo di Calcolo

Il calcolo del potere calorifico massico del GNL è determinato in base alla composizione molare, la massa molare e il potere calorifico molare delle diverse componenti. La massa molare e il potere calorifico molare per ogni componente sono incluse nella schedula 1 delle tabelle allegate al presente manuale:

La loro correlazione è:

$$Hm_{LNG} = \frac{\sum_{i=1}^N [x_i * H_i^o(t_1)]}{\sum_{i=1}^N x_i * M}$$

dove:

Hm_{LNG} : potere calorifico massico della miscela [MJ·kg⁻¹];

$H^0_i(t_i)$: potere calorifico massico del componente i , [MJ·kmol⁻¹], alla temperatura di combustione di 15 °C;
 x_i : frazione molare del componente i ;
 M_i : massa molare del componente i [kg·kmol⁻¹].

2.7.5. Calcolo Del Pcs Volumetrico del GNL Scaricato - HvLNG

Metodo di Calcolo

Il calcolo del PCS volumetrico (per condizioni di gas reale) del GNL è determinato dal PCS volumetrico, la composizione molare e dal fattore di somma delle varie componenti e la costante dei gas molare. Il PCS e il fattore di somma per ogni componente sono inclusi nella schedula 1 delle tabella.

La correlazione è illustrata di seguito:

$$Hv_{LNG} = \frac{\sum_{i=1}^N [x_i * Hv_i]}{Z_{mix}}$$

con:

$$Z_{mix} = 1 - \left[\sum_{i=1}^N x_i * \sqrt{b_i} \right]^2$$

dove:

Hv_{LNG} : PCS volumetrico (condizioni di gas reale) della miscela [MJ·m³⁻¹];
 x_i : frazione molare del componente i ;
 Hv_i : PCS volumetrico del componente i , [MJ·m³⁻¹], alle condizioni di 15/15°C & 101.325 kPa;
 Z_i : fattore di compressione alle condizioni di riferimento della misura;
 $\sqrt{b_i}$: fattore di somma del componente i , (a 15°C & 101.325 kPa).

2.7.6. Calcolo dell'Indice di Wobbe del GNL Scaricato - WI

Il metodo di calcolo si basa su un gas reale, con la formula seguente:

$$WI = \frac{Hv_{LNG}}{\sqrt{d}}$$

con:

$$d = \sum_{i=1}^N \left(x_i * \frac{M_i}{M_{air}} \right) * \frac{Z_{air}}{Z_{mix}}$$

dove:

WI : indice di Wobbe della miscela, [MJ·m³⁻¹];
 Hv_{LNG} : PCS volumetrico (in condizioni di gas reale) della miscela;
 d : densità relativa della miscela di gas reali;
 M_i : massa molare del componente i [kg·kmol⁻¹];
 M_{air} : massa molare dell'aria secca (28.9626 kg·kmol⁻¹);
 Z_{mix} : fattore di compressione alle condizioni di riferimento della misura;
 Z_{air} : fattore di compressione in condizioni di gas reale dell'aria secca, a 288.15K & 101.325 kPa (0.99958).

2.7.7. Calcolo dell'Energia del Gas Ritorno alla Nave Metaniera

Il calcolo dell'energia di ritorno alla Nave Metaniera E_{NG} si basa sui seguenti valori:

il volume del gas V_{NG}

il PCS volumetrico del gas di ritorno H_{NG}

Dato che il Terminale non fornisce la misura del PCS volumetrico per il gas di ritorno, il valore determinato sarà 33,995 MJ·m⁻³ in condizioni standard, come specificato per condizioni reali del gas, equivalente ad una qualità del novanta per cento (90%) in metano e del dieci per cento (10%) in azoto.

2.7.8. Calcolo del Volume del Gas di Ritorno – VNG

Il volume del gas naturale trasferito viene calcolato come differenza dal volume di GNL trasferito sulla base di:

- la temperatura della fase gas
- la pressione della fase gas

Tra due ispezioni del carico l'evaporazione naturale viene considerata insieme al volume di GNL trasferito, se viene misurato un corrispondente calo del livello di GNL.

Fuori dalle ispezioni del carico (prima e dopo), questa evaporazione non viene considerata, ma viene assorbita dal Terminale.

Metodo di calcolo

Il calcolo del volume di gas di ritorno alla Nave Metaniera tra due ispezioni del carico, corrispondente al volume geometrico del GNL scaricato, deve essere eseguito sotto specifiche condizioni di pressione e temperatura: 101.325 kPa e 15 °C rispettivamente. Il volume deve essere corretto in base alle condizioni di temperatura e pressione della fase gas della Nave Metaniera.

Condizioni standard (101.325 kPa; 15 °C).

$$V_{NG} \approx V_{LNG} * \frac{288.15}{273.15 + t} * \frac{P}{1013.25}$$

V_{LNG} : Volume di gas alle condizioni osservate di pressione e temperatura. Nessun arrotondamento è fatto nel calcolo del volume del gas di ritorno.

P: Pressione assoluta osservata, espressa in mbar, nei serbatoi della Nave Metaniera. Per i calcoli, le misure sono approssimate al più vicino mbar.

t: Temperatura osservata della fase vapore, in gradi Celsius. Il valore è uguale alla media delle temperature indicate dai misuratori di temperatura non immerse nel GNL all'interno dei serbatoi della Nave Metaniera. Per i calcoli le temperature sono precise al decimo di grado (0.1 °C).

Unità di misura e arrotondamento

Il volume del gas di ritorno V_{NG} è espresso in metri cubi [m³] come specificato in condizioni standard di pressione e temperatura (101.325 kPa.; 15 °C), non viene effettuato nessun arrotondamento per i calcoli di energia del gas di ritorno.

2.7.9. Calcolo dell'Energia Netta Scaricata (formule e arrotondamenti per effettuare il calcolo)

Metodo di calcolo

In sintesi, l'energia netta scaricata è espressa secondo la formula (condizioni standard (1013,25 mbar; 15° C)):

$$E_{LNG} = V_{LNG} \left[(\rho_{LNG} * H_{LNG}) - \left(\frac{288.15}{273.15 + t} * \frac{P}{1013.25} * H_{NG} \right) \right]$$

Unità di misura e arrotondamenti

Tutti i calcoli relativi all'energia netta scaricata vengono eseguiti senza arrotondamenti e vengono utilizzati i seguenti dati di input:

V_{LNG} : espresso in [m³] alla terza cifra decimale

ρ_{LNG} : espressa in kg/m³ senza arrotondamenti nei calcoli; nessun arrotondamento nel calcolo di K1, K2

V_{mol} la composizione molare del GNL è arrotondata alla quinta cifra decimale o se è una percentuale molare alla terza; la temperatura del GNL in °C è data alla prima cifra decimale

H_{LNG} : PCS massico del GNL espresso in [MJ·kg⁻¹] senza arrotondamenti nei calcoli. La composizione molare del GNL è data alla quinta cifra decimale o alla terza in caso di percentuali molari.

t: temperatura del gas di ritorno espresso in [°C] e arrotondata alla prima cifra decimale

P: pressione del gas di ritorno espresso in bar alla terza cifra decimale o in mbar arrotondati all'unità

H_{NG} : PCS volumetrico del gas di ritorno espresso in [MJ·m⁻³] senza arrotondamenti nei calcoli. La composizione molare del GNL è arrotondata alla quinta cifra decimale o alla terza in caso di percentuale molare.

E_{NG} : energia netta scaricata espresso in GJ senza arrotondamenti

Conversioni:

Da MJ a MMBtu (ASTM E380-72) :

1 MMBtu (T di combustione di riferimento) = 1055.056 MJ (T di combustione di riferimento).

1 kJ·mol⁻¹ = 0,00423 MJ·m⁻³

1 kJ/Sm³_{15°/15°} = 0.0002775 kWh/ Sm³_{25°/15°} e 1 kWh/ Sm³_{25°/15°} = 3603.6 kJ/Sm³_{15°/15°}.

2.8. CERTIFICATO E REPORT DI DISCARICA

Per la redazione del certificato e del report di discarica i riferimenti termodinamici sono 15° e 1,01325 bara per la misura e 25° e 1,01325 bara per la combustione mentre l'unità di misura dell'energia è il kWh o suoi multipli, pertanto è necessario che i valori siano convertiti come di seguito dettagliati utilizzando i seguenti fattori di conversione:

- $1 \text{ kJ/Sm}^3_{15^\circ/15^\circ} = 0.0002775 \text{ kWh/ Sm}^3_{25^\circ/15^\circ}$
- $1 \text{ kWh/ Sm}^3_{25^\circ/15^\circ} = 3603.6 \text{ kJ/Sm}^3_{15^\circ/15^\circ}$

V_{LNG} Prima della discarica: in [m³] alla terza cifra decimale

V_{LNG} dopo la discarica: in [m³] alla terza cifra decimale

V_{LNG} scaricato: in [m³] alla seconda cifra decimale

Temperatura del GNL prima della Discarica : in [°C] alla prima cifra decimale

Pressione delle Cisterne dopo la Discarica : in [mbar] arrotondato all'unità

Temperatura del Gas dopo la discarica: in [°C] alla prima cifra decimale

Composizione del GNL: in [mol %] alla terza cifra decimale

Composizione del Gas di Ritorno: in [mol %] alla terza cifra decimale

Indice di Wobbe: in [kWh·m⁻³ @ 25/15°C & 101.325 kPa] alla seconda cifra decimale

PCS volumetrico e massico: in [kWh·kg⁻¹ @ 25°C] o per [m³ 25/15°C & 101.325 kPa] alla seconda cifra decimale

Densità del GNL: in [kg·m⁻³] alla terza cifra decimale

Densità del GNL in fase Gassosa: in [kg·m⁻³] alla terza cifra decimale

Densità specifica del GNL Gassoso: adimensionale, alla terza cifra decimale

Quantità di Energia di Ritorno alla Nave Metaniera: in [MWh @ 25°C] arrotondato all'unità (nessuna cifra dopo la virgola) e [MMBtu] alla seconda cifra decimale

Quantità dell'Energia Netta Scaricata: in [MWh @ 25°C] arrotondato all'unità (nessuna cifra dopo la virgola) e [MMBtu] alla seconda cifra decimale

2.9. Valori specifici dei componenti della miscela di gas naturale

- HV_i : PCS volumetrico (15/15°C & 101.325 kPa) del componente *i*
 HM_i : PCS molare (15°C) del componente *i*
 M_i : massa molare del componente *i*
 √b_i : fattore di somma (15°C & 101.325 kPa) del componente *i*

COMPONENTE	PROPRIETA'			
	HV_i [MJ/m ³]	HM_i [kJ/mol]	M_i [kg/kmol]	$\sqrt{b_i}$
Metano (CH ₄)	37.706	891.56	16.043	0.0447
Etano (C ₂ H ₆)	66.07	1,562.14	30.070	0.0922
Propano (C ₃ H ₈)	93.94	2,221.10	44.097	0.1338
n-Butano (nC ₄ H ₁₀)	121.79	2,879.76	58.123	0.1871
iso-Butano (iC ₄ H ₁₀)	121.40	2,870.58	58.123	0.1789

Allegato 8: Manuale di qualità e misura del GNL e gas

n-Pentano (nC ₅ H ₁₂)	149.66	3,538.60	72.150	0.2510
Iso-Pentano (nC ₅ H ₁₂)	149.36	3,531.68	72.150	0.2280
Azoto (N ₂)	-		28.0135	0.0173
Diossido di Carbonio (CO ₂)	-		44.010	0.0748

Ref. : ISO 6976:1995

2.10. Volumi Molari dei componenti

COMPONENTE	VOLUME MOLARE, l/mol						
	118 K	116 K	114 K	112 K	110 K	108 K	106 K
CH ₄	0.038817	0.038536	0.038262	0.037995	0.037735	0.037481	0.037234
C ₂ H ₆	0.048356	0.048184	0.048014	0.047845	0.047678	0.047512	0.047348
C ₃ H ₈	0.062939	0.062756	0.062574	0.062392	0.062212	0.062033	0.061855
iC ₄ H ₁₀	0.078844	0.078640	0.078438	0.078236	0.078035	0.077836	0.077637
nC ₄ H ₁₀	0.077344	0.077150	0.076957	0.076765	0.076574	0.076384	0.076194
iC ₅ H ₁₂	0.092251	0.092032	0.091814	0.091596	0.091379	0.091163	0.090948
nC ₅ H ₁₂	0.092095	0.091884	0.091673	0.091462	0.091252	0.091042	0.090833
N ₂	0.050885	0.049179	0.047602	0.046231	0.045031	0.043963	0.043002

Ref. : N.B.S. - Technical note 1030 December 1980.

Fattore di correzione del volume - k₁ x 10⁻³

PM della MISCELA g/mol	RIDUZIONE DEL VOLUME, l/mol						
	105 K	110 K	115 K	120 K	125 K	130 K	135 K
16	-0.007	-0.008	-0.009	-0.010	-0.013	-0.015	-0.017
17	0.165	0.180	0.220	0.250	0.295	0.345	0.400
18	0.340	0.375	0.440	0.500	0.590	0.700	0.825
19	0.475	0.535	0.610	0.695	0.795	0.920	1.060
20	0.635	0.725	0.810	0.920	1.035	1.200	1.390
21	0.735	0.835	0.945	1.055	1.210	1.370	1.590
22	0.840	0.950	1.065	1.205	1.385	1.555	1.800
23	0.920	1.055	1.180	1.330	1.525	1.715	1.950
24	1.045	1.155	1.280	1.450	1.640	1.860	2.105
25	1.120	1.245	1.380	1.550	1.750	1.990	2.272

Ref. : N.B.S. - Technical note 1030 December 1980.

Fattore di correzione del volume - k₂ x 10⁻³

PM della MISCELA g/mol	RIDUZIONE DEL VOLUME, l/mol						
	105 K	110 K	115 K	120 K	125 K	130 K	135 K
16	-0.010	-0.015	-0.024	-0.032	-0.043	-0.058	-0.075
17	0.240	0.320	0.410	0.600	0.710	0.950	1.300
18	0.420	0.590	0.720	0.910	1.130	1.460	2.000
19	0.610	0.770	0.950	1.230	1.480	1.920	2.400
20	0.750	0.920	1.150	1.430	1.730	2.200	2.600
21	0.910	1.070	1.220	1.630	1.980	2.420	3.000
22	1.050	1.220	1.300	1.850	2.230	2.680	3.400
23	1.190	1.370	1.450	2.080	2.480	3.000	3.770
24	1.330	1.520	1.650	2.300	2.750	3.320	3.990
25	1.450	1.710	2.000	2.450	2.900	3.520	4.230

Ref. : N.B.S. - Technical note 1030 December 1980.

3. MISURE E TEST PER L'ESPORTAZIONE DEL GAS AL PUNTO DI RICONSEGNA

3.1. Consegna del Gas

Per misurare accuratamente il gas che dopo la rigassificazione entra nella rete, viene fornito un sistema di misurazione completo. Il sistema di misurazione si trova sul Terminale, ed è costruito nel rispetto delle norme vigenti e dei requisiti stabiliti dalla legislazione nazionale e internazionale e dalla direttiva UE 2004/22 / CE sugli strumenti di misura (MID) applicabili alla misura fiscale del gas naturale. La MID è stata recepita in Italia con il decreto legislativo n ° 22 del 2 febbraio 2007.

3.1.1. Misurazione del Volume

Il gas esportato viene misurato fiscalmente mediante misuratori a ultrasuoni con un backup del 100%.

3.1.2. Misura della Qualità

L'analizzatore esegue una misurazione continua dei componenti definiti entro limiti praticabili.

Due gascromatografi in linea (uno in funzione/l'altro in standby) sono installati sulla linea comune di esportazione a valle della misura, per verificare che la qualità del gas esportato nella rete sia totalmente in conformità con le specifiche del punto di entrata. Il sistema deve essere auto-calibrante e, tramite misurazione diretta o calcolo, fornisce un'accurata analisi della composizione del gas esportato, la sua densità, l'indice di Wobbe e il relativo PCS. Il ciclo di analisi di ogni gas cromatografo è di cinque (5) minuti.

I punti di campionamento manuali consentono la verifica della composizione del GN (gas) in un laboratorio analisi in caso di contesa o indisponibilità dell'analizzatore di linea, in accordo ai requisiti richiesti dal Gestore della Rete. In caso di indisponibilità dell'analizzatore o di un suo malfunzionamento, il flowmeter misura il flusso (vedere par. 4.0.3 sotto) sulla base degli ultimi dati disponibili "buoni", che possono risalire fino a nove (9) Giorni prima (e comunque in accordo al Manuale operativo in essere tra SRG e OLT Offshore). Per periodi di indisponibilità più lunghi, viene utilizzato il campionamento manuale, in accordo con le parti in causa.

I gascromatografi sono conformi ai requisiti del Codice di Rete SRG (capitolo 11 "Qualità del gas").

3.1.3. Flow Computer

Ciascun flusso di misura fiscale ha dei flowcomputer digitali dedicati che comunicano con i loro rispettivi flowmeter tramite un'interfaccia Fieldbus e scaricano i dati ricevuti dai gas cromatografi e dagli strumenti di campo per il calcolo in continuo dei seguenti valori:

Flusso volumetrico;

Totalizzatore del flusso volumetrico;

Flusso e totalizzatore di flusso massico
Direzione di flusso;
Energia totale;
Calcolo del potere calorifico;
Composizione del gas;
Densità (in accordo alla ISO 6976);
Fattore di compressibilità;
Temperatura di processo;
Pressione di processo.

Il flow computer fornisce calcoli per il flusso di gas alle "condizioni di riferimento" (come previste da ISO 13443 – pressione 101,325 kPa, temperatura 288.15 K). Il flow computer usa l'input dal flowmeter a ultrasuoni per restituire la pressione, la temperatura e il fattore di compressibilità in accordo alla ISO 12213.

3.1.4. Accuratezza complessiva del sistema di misura

L'incertezza complessiva è in accordo alla ISO 5168.

3.1.5. Sistema di supervisione delle misure fiscali (EMMS)

L'EMMS ridondante al 100% provvede all'interfaccia, l'acquisizione, l'elaborazione, lo stoccaggio e il reporting dei dati di flusso e qualità del gas. L'EMMS controlla e valida i dati di composizione provenienti dagli analizzatori.

3.1.6. Uso del sistema di misura fiscale del fuel gas

Qualsiasi fuel gas usato all'interno del Terminale viene misurato fiscalmente. Il sistema di misura fiscale consiste di 2 linee di misura parallele (2x100%) equipaggiati di sistemi di misura e in accordo ai requisiti della legge italiana in materia di misura fiscale.

3.1.7. Taratura

La taratura dei flow computer viene realizzata in accordo agli standard di SRG.

4. Bilanciamento dello stoccaggio

Il bilanciamento dello stoccaggio viene effettuato quando necessario e in accordo alle autorizzazioni e ai requisiti dell'autorità italiana in materia fiscale.

5. Modifica dei valori e dei riferimenti tecnici del presente manuale

Per oggettive ragioni operative e tecniche, nonché in conseguenza di sopravvenuti mutamenti normativi o regolatori, il Gestore potrà modificare uno o più valori e riferimenti tecnici riportati nel presente manuale ovvero introdurre nuovi parametri con effetto retroattivo anche sugli impegni già assunti dagli Utenti.

6. Definizioni e standard di riferimento

6.1. Lista degli acronimi

API	:	American Petroleum Institute
ASTM	:	ASTM International - formerly American Society for Testing and Materials
ATG	:	Automatic tank gauge – <i>misuratore automatico del livello nel serbatoio</i>
ATT	:	Automatic tank thermometer - <i>misuratore automatico di temperatura nel serbatoio</i>
BOG	:	Boil-off gas
CCT	:	Closing Custody Transfer – <i>misurazione di fine scarica</i>
COS	:	Solfuro di carbonio
CP/FP	:	Constant Pressure, Floating Piston – <i>referito ai cilindri per campione di gas</i>
CTS	:	Custody Transfer System
CTMS	:	Custody Transfer Measurement System
D	:	Punto di rugiada
Dr	:	Densità relativa
EN	:	Euro Norm
ISO	:	International Standards Organization
FAT	:	Factory Acceptance Test – <i>normalmente effettuato nella sede del fornitore</i>
GCV	:	Gross Calorific Value – <i>vedi PCS</i>
GPA	:	Gas Producers Association
EMC	:	Electromagnetic compatibility – <i>compatibilità elettromagnetica</i>
GC	:	Gasromatografo

GCU	:	Gas combustion unit
GIIGNL	:	Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquefie
GNG	:	Gaseous natural gas
H2S	:	Solfuro di idrogeno
IACS	:	International Association of Classification Societies
IAPH	:	International Association of Ports and Harbours
ICS	:	International Chamber of Shipping
IEC	:	International Electrotechnical Commission
IGC Code	:	International Gas Carrier Code
IMO	:	International Maritime Organisation
ISGOTT	:	International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals
ISO	:	International Organization for Standardization
MOLAS	:	Models Of LNG Ageing During Ship Transportation
MPMS	:	Manual of Petroleum Measurement Standards
MSDS	:	Material safety data sheet – <i>schede di sicurezza dei materiali</i>
N ₂	:	Azoto
NBS	:	National Bureau of Statistics (US)
NG	:	Gas Naturale
OBQ	:	On board quantity – <i>quantità a bordo</i>
OCT	:	Opening Custody Transfer – <i>misure di inizio scarica</i>
PCS	:	Potere Calorifico Superiore
SAT	:	Site Acceptance Test – <i>effettuato a bordo del terminale</i>
SRG	:	Snam Rete Gas
WI	:	Indice di Wobbe
Z	:	Compressibilità

6.2. Lista degli standard di riferimento con titoli per esteso

Misura

ISO 10976 Refrigerated light hydrocarbon fluids – Measurement of cargoes onboard LNG carriers

ISO 5725-1 Accuracy (Trueness and precision) of measurement methods and results - Part 1: General Principles and definitions

ISO 18132-1 Refrigerated hydrocarbon and non-petroleum based liquefied gaseous fuels -- General requirements for automatic tank gauges -- Part 1: Automatic tank gauges for liquefied natural gas on board marine carriers and floating storage.

ISO 8311 Refrigerated light hydrocarbon fluids – Calibration of membrane tanks and independent prismatic tanks in ships – Physical measurement.

ISO 8943 Refrigerated light hydrocarbon fluids -- Sampling of liquefied natural gas -- Continuous and intermittent methods.

ISO 10715 Natural gas – Sampling guidelines

Analisi

ISO 6326-4 Natural gas -- Determination of sulphur compounds -- Part 4: Gas chromatographic method using a flame photometric detector for the determination of hydrogen sulfide, carbonyl sulfide and sulphur-containing odorants **N.B. – questo standard è stato revisionato dalla [ISO 19739](#) - vedi sotto**

ISO 19739 Natural gas – Determination of sulphur compounds using gas chromatography

ISO 6974 ISO 6974 comprises 6 parts, parts 1 and 2 being guidelines and measuring-system characteristics and statistics for processing of data, parts 3 to 6 being the test methods.

ISO 6974-1 BS EN ISO 6974-1 Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography. Guidelines for tailored analysis

ISO 6974-2 BS EN ISO 6974-2 Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography. Measuring-system characteristics and statistics for processing of data

ISO 6974-3 BS EN ISO 6974-3 Natural gas. - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography. Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and hydrocarbons up to C8 using two packed columns

ISO 6974-4 BS EN ISO 6974-4 Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography. Determination of nitrogen, carbon dioxide and C1 to C5 and C6+ hydrocarbons for a laboratory and on-line measuring system using two columns

ISO 6974-5 BS EN ISO 6974-5 Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography. Determination of nitrogen, carbon dioxide and C1 to C5 and C6+ hydrocarbons for a laboratory and on-line process application using three columns

ISO 6974-6 BS EN ISO 6974-6 Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography. Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and C1 to C8 hydrocarbons using three capillary columns.

ISO 10715 Natural gas - Sampling guidelines

UNI EN ISO 10715 Norma Italiana Gas Naturale – Linea guida per il campionamento.

GPA 2261 Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography

ASTM D1945 -03 Standard Test Method For Analysis of Natural gas by Gas Chroma