

Annexe 3 MESURE, COMPTAGE, QUALITE

La présente annexe est une annexe opérationnelle qui s'applique sans préjudice des dispositions du Contrat cadre.

Les termes commençant par une majuscule dans la présente annexe ont le sens qui leur est donné dans les définitions du Contrat cadre.

1 METHODOLOGIE DES MESURES EFFECTUEES AU PORT DE CHARGEMENT

A la demande de l'Opérateur, l'Expéditeur lui fournit les informations suivantes :

- o description détaillée de la méthode de prélèvement et de vaporisation du GNL et caractéristiques du matériel utilisé,
- o description détaillée de la méthode d'analyse chromatographique des constituants majeurs du GNL (hydrocarbures et azote), incluant l'étalonnage et les caractéristiques du matériel utilisé,
- o description détaillée de la méthode d'analyse chromatographique des constituants soufrés du GNL (H₂S, COS, mercaptans, soufre total), incluant l'étalonnage et les caractéristiques du matériel utilisé,
- o description détaillée de la méthode de détection du mercure dans le GNL, incluant l'étalonnage et les caractéristiques du matériel utilisé,
- o description détaillée de la méthode de détection de l'oxygène dans le GNL, incluant l'étalonnage et les caractéristiques du matériel utilisé,
- o traçabilité des produits étalons utilisés pour les mesures, avec certificats.

2 MESURES EFFECTUEES SUR LA CARGAISON AU TERMINAL

2.1 OPERATIONS DE RECONNAISSANCE DE LA CARGAISON

Deux opérations de reconnaissance de la Cargaison sont effectuées par l'Opérateur et l'Expéditeur à bord du Navire, respectivement avant et après Transfert de Cargaison :

- o la reconnaissance de la Cargaison avant Transfert de Cargaison a lieu après émission de l'avis de prêt à transférer et avant ouverture des vannes de traverses gaz et liquide ;
- o la reconnaissance de la Cargaison après Transfert de Cargaison a lieu après purge des traverses et du collecteur liquide et fermeture des vannes de traverses gaz et liquide.

Elles consistent à effectuer des mesures de jaugeage, de température et de pression de ciel dans les cuves du Navire. Un certificat de quantité, intégré au Rapport de Cargaison dont le modèle figure à l'article 7 de la présente annexe, regroupant les résultats de ces mesures, est établi et signé par l'Expéditeur et l'Opérateur à l'issue du Transfert de Cargaison.

Si l'état de remplissage des tuyauteries est différent avant et après Transfert de Cargaison, la variation de volume de Cargaison correspondante doit être prise en compte dans le calcul de la Quantité Transférée. A cet effet, l'Expéditeur soumet à l'Opérateur un calcul des volumes des collecteurs qu'il propose d'utiliser ainsi que la procédure de mise en froid et de purge de ces collecteurs.

Si l'Expéditeur fait fonctionner les machines du Navire au gaz lorsqu'il est connecté au bras gaz, alors l'énergie consommée est soit déterminée par le compteur gaz aux machines du Navire s'il en est équipé, soit forfaitairement par un prélèvement de gaz de 0,10% appliqué à la Quantité Transférée non corrigée de la quantité d'énergie renvoyée sous forme gazeuse (gaz retour), soit :

$$Q_{mach} = 0,001 \times V \times d \times H_m.$$

Ce prélèvement forfaitaire s'applique également en cas de défaillance ou dysfonctionnement du compteur existant, ou en cas d'absence de relevé des index du compteur lors de la reconnaissance de Cargaison.

DOCUMENT NON CONTRACTUEL

En l'absence de l'Expéditeur, et sauf notification contraire de sa part, le Capitaine est habilité à le représenter dans l'ensemble des opérations de reconnaissance de la Cargaison, notamment la signature du certificat de quantité.

2.2 JAUGEAGE ET CALCUL DU VOLUME DE GNL TRANSFERE

Les procédures de jaugeage doivent être conformes aux recommandations de la version en vigueur du *LNG Custody Transfer Handbook* du Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (GIIGNL). Les systèmes de mesure de niveau primaires et secondaires sont à capacité, à flotteur et / ou à micro-ondes ; ils doivent être en accord avec la norme ISO 18132.

Le volume de GNL transféré, exprimé en mètres-cubes, est déterminé par différence entre les volumes de GNL contenus dans les cuves du navire avant et après Transfert de Cargaison. Chaque cuve du Navire doit être équipée de deux (2) systèmes de jaugeage, un système principal dédié aux opérations de reconnaissance de la Cargaison et un système de secours. L'erreur maximale admissible des systèmes de jaugeage primaire et secondaire ne doit pas dépasser ± 5 mm. Les systèmes de jaugeage primaire et secondaire devront être identifiés lors de la reconnaissance de la Cargaison avant Transfert de Cargaison sans modification pendant le cours de celui-ci. En cas de défaillance du système de jaugeage principal, le système de secours est utilisé ; si son erreur maximale admissible dépasse ± 5 mm, notamment sur un Navire ancien, l'Expéditeur et l'Opérateur conviennent, d'un commun accord, d'une erreur maximale admissible supérieure à ± 5 mm.

L'incertitude totale sur la mesure du volume du GNL transféré résultant de l'incertitude de mesure du système de jaugeage, des tables de jauge et des tables de correction associées à chacune des cuves du Navire doit être inférieure à 0,3%, conformément à la Directive de l'Union Européenne N° 71/349/CEE du 12 octobre 1971 transposée en droit français.

2.3 DETERMINATION DE LA TEMPERATURE DU GNL ET DE LA PHASE GAZ

Chaque cuve du Navire doit être équipée de sondes de température placées de telle sorte qu'à tout moment au moins une sonde soit située dans le liquide et une dans la phase gaz, les autres sondes étant régulièrement réparties sur la hauteur de la cuve. La température du GNL avant Transfert de Cargaison est déterminée comme la moyenne arithmétique des mesures des sondes de température immergées dans le liquide. La température de la phase gaz après Transfert de Cargaison est déterminée comme la moyenne arithmétique des mesures des sondes de température situées au-dessus de la phase liquide. L'erreur globale de mesure de température, comprenant les erreurs des éléments du système de mesure de la température, ne doit pas dépasser les valeurs du tableau suivant conformément à la norme ISO 8310.

	erreur globale de la chaîne de mesure
GNL (phase liquide)	$\pm 0,2$ °C
Gaz naturel (phase gazeuse)	$\pm 1,5$ °C

2.4 DETERMINATION DE LA PRESSION DES CUVES DU NAVIRE

Les procédures de mesure doivent être conformes aux recommandations de la version en vigueur du *LNG Custody Transfer Handbook* du GIIGNL.

Chaque cuve du Navire doit être équipée d'au moins une sonde de pression en contact avec la phase gaz. La pression moyenne des cuves est déterminée avant et après Transfert de Cargaison comme la moyenne arithmétique des mesures lues dans chaque cuve. L'erreur maximale admissible du système de mesure de pression absolue ne doit pas dépasser ± 10 mbar ou ± 1 % de l'échelle de mesure allant de 800 mbar à 1400 mbar.

3 MESURES EFFECTUÉES AU TERMINAL

3.1 ECHANTILLONNAGE DU GNL ET PRELEVEMENT DU GAZ RETOUR

Echantillonnage en ligne du GNL : L'Opérateur utilise une méthode d'échantillonnage intermittente dit « en ligne », au sens de la Norme Européenne EN 12838 du GNL et de la norme ISO 8943 de 2007, consistant à :

- prélever et vaporiser en continu du GNL durant le régime nominal de transfert (i.e. hors début et fin de Transfert de Cargaison) ;
le prélèvement est réalisé au moyen d'un tube de Pitot isolé (par maintien sous vide ou re-circulation de GNL) situé au centre de la conduite de transfert, après les bras de transfert ; la canne de transfert, respectant la norme ISO 8943, permet de maintenir le GNL sous-refroidi jusqu'à ce qu'il soit vaporisé dans un vaporisateur électrique, par effet Joule, à température régulée ;
- transférer le gaz vaporisé à pression et débit stabilisés vers un chromatographe par une tuyauterie adaptée et tracée ; et
- effectuer des analyses chromatographiques à intervalle régulier (a minima trois (3) analyses par Heure).

Echantillonnage en bouteille du GNL : En parallèle de l'échantillonnage en ligne peuvent être réalisés des prélèvements périodiques de GNL à l'état gazeux par bouteilles-échantillons. Les systèmes de prélèvement et transfert du gaz évaporé jusqu'aux bouteilles-échantillons sont les mêmes que pour l'échantillonnage en ligne. A chaque Transfert de Cargaison, trois prélèvements (un pour l'Expéditeur, un pour l'Opérateur et un pour un laboratoire indépendant) sont échantillonnés simultanément et en parallèle à mi-transfert en bouteilles, conservées sous scellé par l'Opérateur pendant deux (2) semaines après le Transfert de Cargaison. L'analyse des échantillons en bouteille n'est réalisée que sur demande expresse et aux frais de l'Expéditeur et ne s'applique qu'aux mesures des constituants majeurs.

Prélèvement du gaz retour : Le gaz retour renvoyé par le Terminal au Navire ou par le Navire au Terminal est prélevé directement dans la canalisation du retour gaz de manière intermittente dit « en ligne » durant le régime nominal de transfert (i.e. hors début et fin de Transfert de Cargaison) ; il est transféré vers un chromatographe pour des analyses à intervalle régulier (a minima trois (3) par Heure).

Si la ligne d'échantillonnage du GNL (canne de prélèvement et vaporiseur) est hors service rendant impossible l'analyse, l'Expéditeur et l'Opérateur conviennent, d'un commun accord, d'une méthode pour estimer le GNL transféré, comme par exemple :

- étude de vieillissement GNL (dans le cas d'un Déchargement), ou
- moyenne compositionnelle des trois (3) dernières Cargaisons de ce même GNL livrées précédemment.

Si la ligne d'échantillonnage du gaz retour ou le chromatographe destiné à analyser ce gaz est défaillant, l'Expéditeur et l'Opérateur conviennent, d'un commun accord, d'utiliser la méthode empirique préconisée par la version en vigueur du *LNG Custody Transfer Handbook* du GIIGNL pour déterminer la composition molaire moyenne du gaz retour.

3.2 ANALYSE DES CONSTITUANTS, AJUSTAGE ET CONTROLE DES CHROMATOGRAPHES

3.2.1 ANALYSE DES CONSTITUANTS MAJEURS DU GNL ET DU GAZ RETOUR

Les constituants majeurs du GNL et du gaz retour sont analysés par chromatographie en phase gazeuse conformément à la norme ISO 6974 (partie 5). A minima, trois (3) analyses par Heure sont réalisées ; elles sont validées et normalisées. La composition du GNL et du gaz retour est déterminée, pour chaque constituant, comme la moyenne arithmétique des analyses obtenues durant le régime nominal durant le Transfert de Cargaison (i.e. hors début et fin du Transfert de Cargaison).

Si le chromatographe est hors service après le premier tiers des opérations de transfert de cargaison en régime permanent, les analyses chromatographiques réalisées pendant ce premier tiers seront celles utilisées pour la reconnaissance de la Cargaison.

Si le chromatographe est hors service ou dérive pendant le premier tiers des opérations de transfert de cargaison en régime permanent, trois (3) prélèvements en bouteille à double ogive seront échantillonnés en parallèle à intervalle régulier ; les analyses chromatographiques d'une bouteille de chacun des prélèvements seront ensuite réalisés dès que le chromatographe sera à nouveau opérationnel et ajusté conformément aux procédures en vigueur.

3.2.2 AJUSTAGE ET CONTROLE DES CHROMATOGRAPHES D'ANALYSE DES CONSTITUANTS MAJEURS

En dehors des phases de Transfert de Cargaison, les chromatographes sont constamment balayés au gaz vecteur. Le chromatographe en phase gazeuse est ajusté en réalisant au moins cinq (5) analyses consécutives avec un gaz de référence répondant à la norme ISO 6141 en vigueur, les trois (3) dernières analyses étant conservées pour déterminer les nouveaux facteurs de réponse de chaque constituant de ce gaz. Cet ajustage est réalisé chaque année, ou à la suite d'un contrôle ayant révélé une non-conformité, ou après une action de maintenance ayant nécessité l'arrêt de l'instrument. Le contrôle en service des chromatographes est effectué à partir d'un gaz étalon certifié COFRAC (ou équivalent), a minima une fois par trimestre et avant chaque ajustage.

3.2.3 ANALYSE DES ÉLÉMENTS TRACES

Les composés soufrés sont analysés selon la norme ISO 19739 et le mercure selon la norme ISO 6978 partie II. Les méthodes décrites dans ces normes peuvent être adaptées en fonction des appareils de mesure disponibles sur le marché et des préconisations des fournisseurs de ces appareils.

Lorsque les matériels de contrôle des éléments traces contenus dans le GNL sont défectueux après le premier tiers des opérations de transfert de cargaison en régime permanent, les analyses réalisées pendant ce premier tiers seront celles utilisées pour la reconnaissance de la Cargaison.

Si les matériels de contrôle des éléments traces sont hors service pendant le premier tiers du Transfert de Cargaison en régime permanent :

- dans le cas d'un Déchargement, les valeurs retenues sont celles des derniers Déchargements de ce même GNL livré précédemment au Terminal ou bien celles au Chargement s'il s'agit de la première livraison de ce type de GNL,
- dans le cas d'un Rechargement, les valeurs retenues sont la moyenne pondérée des valeurs des GNL déchargés ayant servis au Rechargement.

3.3 DETERMINATION DU POUVOIR CALORIFIQUE SUPERIEUR, DE L'INDICE DE WOBBE ET DE LA MASSE VOLUMIQUE

Les calculs de PCS et d'Indice de Wobbe sur une base volumique sont établis pour un gaz réel selon la méthode préconisée par la norme ISO 6976 en vigueur, au sens de laquelle les conditions de référence sont les suivantes :

- conditions de mesurage volumique : 0 °C et 1,01325 bar absolu (conditions dites « normales ») ;
- conditions de combustion : 0 °C et 1,01325 bar absolu.

Les calculs de PCS sur une base massique sont établis selon la même méthode et dans les mêmes conditions de combustion de référence.

La masse volumique du GNL est calculée selon la méthode révisée de KLOSEK MC KINLEY (parue en décembre 1980 dans la *Technical note 1030 – National Bureau of Standards*, décrite dans le *LNG Custody Transfer Handbook* du GIIGNL), en prenant en compte :

- la température moyenne du GNL transféré,
- la composition moyenne du GNL déterminée durant le Transfert de Cargaison,
- la masse molaire de chaque constituant telle que définie dans la norme ISO 6976 en vigueur,
- le volume molaire de chaque constituant et les facteurs de correction K1 et K2 tels que décrits dans la *Technical note 1030 – National Bureau of Standards*, publiée en décembre 1980.

4 DETERMINATION DE LA QUANTITE TRANSFEREE

La Quantité Déchargée est calculée selon la formule suivante :

$$E = [(V \times d \times H_m) - Q_r - Q_{mach}] / 3600$$

La Quantité Rechargée est calculée selon la formule suivante :

$$E = [(V \times d \times H_m) - Q_r + Q_{mach}] / 3600$$

- où
- E est la Quantité Transférée, exprimée en MWh (mégawattheure),
 - V est le volume de GNL transféré, exprimé en m³ (mètres-cubes), mesuré et calculé conformément à l'article 2.1 de la présente annexe,
 - d est la masse volumique des échantillons de GNL, en kg/m³ (kilogrammes par mètre-cube de GNL), calculée conformément à l'article 3.1 de la présente annexe,
 - H_m est le PCS massique du GNL, exprimé en MJ/kg, déterminé à partir de la mesure moyenne de la composition du GNL conformément à l'article 3.1 de la présente annexe,
 - Q_{mach} est la quantité d'énergie utilisée par le Navire pour le fonctionnement de ses machines pendant le Transfert de Cargaison,
 - Q_r est la quantité d'énergie renvoyée par le Terminal au Navire pendant le Déchargement ou renvoyé par le Navire pendant le Rechargement, exprimée en MJ, calculée selon la formule suivante :
$$Q_r = V \times \{273,15 / (273,15 + T)\} \times \{p / 1013,25\} \times H_v$$
où
 - T est la température du retour gaz, exprimée en °C (degrés Celsius), mesurée en fin de Déchargement ou en début de Rechargement, puis calculée conformément à l'article 2.1 de la présente annexe,
 - p est la pression moyenne des cuves du Navire en fin de Déchargement ou en début de Rechargement, exprimée en mbar (millibar), mesurée et calculée conformément à l'article 2.1 de la présente annexe,
 - H_v est le PCS volumique du gaz retour, exprimé en MJ/m³, déterminé à partir de la mesure moyenne de la composition du gaz retour conformément à l'article 3.1 de la présente annexe.

La méthode de détermination de l'énergie transférée est détaillée dans une note technique (« Transfert de cargaison - Calculs et arrondis ») mise à la disposition de l'Expéditeur et de ses sous-traitants sur le site Internet de l'Opérateur.

5 REDRESSEMENT, VERIFICATION ET UTILISATION DES MESURES EFFECTUEES SUR LE TERMINAL

5.1 REDRESSEMENT DES MESURES PAR L'OPERATEUR

En cas d'arrêt ou de mauvais fonctionnement d'un élément du Dispositif de Mesurage Cargaison ou du Dispositif de Mesurage Gaz, ou de constat de non-conformité d'un élément de ces dispositifs par rapport aux normes réglementaires en vigueur, l'Opérateur effectue un redressement sur la période commençant à la date de la dernière vérification où l'élément considéré a été constaté conforme et finissant à la date où le dit élément a été remis en conformité. L'Opérateur informe l'Expéditeur du redressement effectué. Sous réserve du respect des obligations de confidentialité de l'Opérateur, celui-ci fournit à l'Expéditeur, à sa demande, les éléments justificatifs de ce redressement.

5.2 VERIFICATION ET CORRECTION DES MESURES A LA DEMANDE DE L'EXPEDITEUR

L'Expéditeur a le droit d'assister aux mesures effectuées sur le Terminal. Il peut demander la vérification de tout élément ou ensemble d'éléments du Dispositif de Mesurage Cargaison et du Dispositif de Mesurage Gaz, soit par l'Opérateur, soit par un expert désigné d'un commun accord.

Si la vérification montre que la précision de l'élément ou de l'ensemble d'éléments vérifié conduit à une incertitude sur le calcul de la Quantité Transférée inférieure ou égale à un pourcent (1%), et sous réserve que la précision des dispositifs de mesure du Navire soit conforme à l'article 2 de la présente annexe, les mesures ne sont pas corrigées, et les frais de vérification sont supportés par l'Expéditeur.

DOCUMENT NON CONTRACTUEL

Par contre, si la vérification révèle une incertitude sur le calcul de la Quantité Transférée strictement supérieure à un pourcent (1%), et à défaut d'accord différent entre l'Opérateur et l'Expéditeur, les Quantités Transférées sont corrigées sur la moitié de la période séparant le jour de la vérification du jour du dernier ajustage effectué par l'Opérateur.

5.3 UTILISATION DES MESURES PAR L'OPERATEUR

L'Opérateur peut utiliser librement les mesures qu'il réalise dans le cadre du Contrat, dans la limite de ses obligations de confidentialité. Il fournit ces mesures à l'Expéditeur à sa demande et dans la mesure où elles sont directement utilisées pour la détermination des Quantités Transférées et des Quantités Journalières Emises.

6 UNITES ET ARRONDIS

6.1 UNITÉS ET ARRONDIS

Les calculs et leurs arrondis sont effectués en Unités Internationales telles que définies dans la norme ISO 80000-1.

Les méthodes de calculs de l'énergie transférée et les règles d'arrondis sont détaillées dans une note technique (« Transfert de cargaison - Calculs et arrondis ») mise à la disposition de l'Expéditeur et de ses sous-traitants le site Internet de l'Opérateur.

Le tableau ci-dessous indique les arrondis à utiliser pour l'affichage des résultats de calcul dans le Rapport de Cargaison (cf. article 7 de la présente annexe) :

Grandeur	Unité	Arrondi
Volume (sauf GNL brut et net transféré)	m ³ (mètre-cube)	0,001
Volume de GNL brut et net transféré	m ³ (mètre-cube)	0,1
Température du GNL et du gaz retour	°C (degré Celsius)	0,1
Pression des cuves du Navire	mbar (millibar)	1
Composition du GNL et du gaz retour	% molaire	0,001
Masse de GNL	kg (kilogramme)	0,1
PCS massique	MJ/kg (Mégajoule par kilogramme) ou kWh/kg (kilowattheure par kilogramme)	0,01
PCS volumique	MJ/m ³ (Mégajoule par mètre-cube) ou kWh/m ³ (kilowattheure par mètre-cube)	0,01
Indice de Wobbe	MJ/m ³ (Mégajoule par mètre-cube) ou kWh/m ³ (kilowattheure par mètre-cube)	0,01
Masse volumique	kg/m ³ (kilogramme par mètre-cube)	0,1
Quantité d'énergie renvoyée au Navire ou au Terminal	MJ (Mégajoule) ou kWh (kilowattheure)	1
Quantité d'énergie transférée	MJ (Mégajoule) ou kWh (kilowattheure)	1

Toute quantité d'énergie exprimée en MWh (mégawattheure) est arrondie à trois (3) décimales significatives selon les règles décrites ci-dessous.

Toute quantité d'énergie exprimée en kWh (kilowattheure) est arrondie à zéro (0) décimale significative selon les règles suivantes :

- o une décimale non significative égale zéro (0), un (1), deux (2), trois (3) ou quatre (4) n'incrémente pas la décimale significative ;
- o une décimale non significative égale à cinq (5), six (6), sept (7), huit (8) ou neuf (9) incrémente la décimale significative.

En cas de litige, seule la quantité d'énergie exprimée en MWh (mégawattheure) fait foi.

6.2 CONVERSION D'UNITÉ

Une quantité d'énergie exprimée en kWh (kilowattheure) à 25°C PCS est convertie en quantité d'énergie exprimée en MWh (mégawattheure) à 0°C PCS en multipliant cette quantité d'énergie par un virgule zéro zéro vingt-six (1,0026), conformément aux prescriptions de la norme NF ISO 13443, et en divisant le produit de cette multiplication par mille (1000).

Une quantité d'énergie exprimée en MWh (mégawattheure) à 0°C PCS est convertie en quantité d'énergie exprimée en kWh (kilowattheure) à 25°C PCS en multipliant cette quantité d'énergie par mille (1000) et en divisant le produit de cette multiplication par un virgule zéro zéro vingt-six (1,0026), conformément aux prescriptions de la norme NF ISO 13443.

Une quantité d'énergie exprimée en Wh (wattheure) est convertie en quantité d'énergie exprimée en J (joule) en multipliant cette quantité d'énergie par 3600.

Une quantité d'énergie exprimée en Btu (British Thermal Unit) est convertie en quantité d'énergie exprimée en J (joule) en multipliant cette quantité d'énergie par 1055,056.

7 RAPPORT DE CARGAISON ET CERTIFICATS

7.1 CERTIFICAT DE CHARGEMENT

A l'appareillage au Port de Chargement, l'Expéditeur adresse à l'Opérateur un Certificat de Chargement indiquant les caractéristiques du GNL mesurées au Chargement d'une part, et attendues au Déchargement d'autre part. Ce certificat est envoyé par courrier électronique conjointement au Terminal et à l'interlocuteur opérationnel de l'Opérateur figurant aux Conditions Particulières.

L'Expéditeur doit s'assurer que les méthodes utilisées pour la détermination des caractéristiques du GNL mesurées au Chargement respectent les normes internationales en vigueur (ISO, GPA, CEN, ASTM). L'Opérateur peut exiger de l'Expéditeur que ces caractéristiques soient validées par une société de contrôle indépendante. Les frais correspondants sont alors à la charge de l'Expéditeur.

Le Certificat de Chargement indique :

- le nom de l'Expéditeur ;
- le nom du Navire ;
- le numéro du voyage ;
- le nom du Port de Chargement (et le nom de l'appontement si nécessaire) ;
- la date du Chargement ;
- la destination du GNL ;
- le numéro de référence de la Cargaison ;
- la composition moyenne du GNL chargé en % molaire ainsi que sa teneur en impuretés :
 - le soufre total en mg(S)/m³(n)
 - le soufre dans le H₂S en mg(S)/m³(n)
 - le soufre dans H₂S+CO₂ en mg(S)/m³(n)
 - les mercaptans en mg(S)/m³(n)
 - le dioxyde de carbone en ppm
 - le mercure en ng/m³(n)
 - la teneur en oxygène en ppmv
 - la température du point de rosée hydrocarbures en °C
- le volume total avant et après Chargement ;
- la température moyenne du GNL chargé ;
- la pression de cuve après Chargement.

7.2 RAPPORT DE CARGAISON

A l'issue du Transfert de Cargaison, un Rapport de Cargaison est établi par l'Opérateur et adressé à l'Expéditeur conformément au formulaire présenté ci-après.

RAPPORT DE CARGAISON: Certificat de Qualité

CARGO REPORT: Certificate of Quality

Date de l'opération / Transfer date : jj/mm/aaaa

Type d'opération / Transfer operation : **DECHARGEMENT** / Unloading

Nom du navire / Vessel Name : LNG carrier name

Références ELENGY

N° d'escale
Ship Call Number

xxxxx

Références Company

N° de cargaison
Cargo Number

yyyyy

Tous les calculs sont effectués conformément au contrat d'accès aux terminaux exploités par Elengy, dans les conditions de référence suivantes : [PCS à 0°C ; V(0°C ; 101325 Pa)]. All calculations are made according to Elengy-operated LNG terminals access contract, with the following reference conditions: [GHV at 0°C ; V(0°C ; 101325 Pa)].

Analyse / Analysis	GNL / LNG	Gaz retour / Return gas	
Azote / Nitrogen (N ₂)	x.xxx	x.xxx	%mol
Méthane / Methane (CH ₄)	xx.xxx	xx.xxx	%mol
Ethane / Ethane (C ₂ H ₆)	x.xxx	x.xxx	%mol
Propane / Propane (C ₃ H ₈)	x.xxx	x.xxx	%mol
Iso Butane / Iso-butane (iC ₄ H ₁₀)	x.xxx	x.xxx	%mol
Normal butane / n-butane (nC ₄ H ₁₀)	x.xxx	x.xxx	%mol
Neo-pentane / Neo-pentane (neoC ₅ H ₁₂)	x.xxx	x.xxx	%mol
Iso-pentane / Iso-pentane (iC ₅ H ₁₂)	x.xxx	x.xxx	%mol
Normal pentane / n-pentane (nC ₅ H ₁₂)	x.xxx	x.xxx	%mol
Hexanes plus / Hexanes plus (C ₆₊)	x.xxx	x.xxx	%mol
Dioxyde de carbone / Carbon dioxide (CO ₂)	x.xxx	x.xxx	%mol

Impuretés / Trace elements	GNL / LNG	
Sulfure d'hydrogène / Hydrogen sulfide (H ₂ S)	x.x	mg(S)/m ³ (n)
Mercaptans / Mercaptans (RSH)	x.x	mg(S)/m ³ (n)
Oxy sulfure de carbone + Sulfure d'hydrogène (COS + H ₂ S) Carbonyl sulfide + Hydrogen sulfide	x.x	mg(S)/m ³ (n)
Soufre total (S) / Total sulfur	x.x	mg(S)/m ³ (n)
Mercure / Mercury (Hg)	x.x	ng/m ³ (n)

Caractéristiques sous forme gaz / Characteristics in gas state [0°C ; 101325 Pa]	GNL / LNG	Gaz retour / Return gas	
PCS massique / GHV (mass)	xx.xx	xx.xx	kWh/kg
PCS volumique / GHV (volumetric)	xx.xx	xx.xx	kWh/m ³ (n)
PCI volumique / LHV (volumetric)	xx.xx	xx.xx	kWh/m ³ (n)
Indice de Wobbe / Wobbe index	xx.xx	xx.xx	kWh/m ³ (n)
Masse volumique / Density	x.xxx	xx.xx	kg/m ³ (n)
Densité / Relative density	x.xxx	x.xxx	-

Caractéristiques sous forme liquide / Characteristics in liquid state	GNL / LNG	Gaz retour / Return gas	
Température du GNL réel / Real LNG temperature	-xxx.x	-160.0	°C
PCS volumique / GHV (volumetric)	x xxx.xx	x xxx.xx	kWh/m ³ _{LNG}
Masse volumique / Density	xxx.x	xxx.x	kg/m ³ _{LNG}
Facteur d'expansion / Expansion factor	xxx.x	xxx.x	-

