



RAPPORT DES ACTIVITÉS DE VÉRIFICATION DU PROJET DE CRÉDITS
COMPENSATOIRES VISANT LA DESTRUCTION DU CH₄ AU LES DE
GRANBY POUR LA PÉRIODE DU 1ER AVRIL 2023 AU 31 MARS 2024

Pour :

COGEN BIOGAZ HY S.E.C.

Monsieur Vincent Marchal
Directeur des opérations
408-85 rue St-Paul Ouest
Montréal (Québec) H2Y 3V4
Téléphone : 514-549-3446
vmarchal@plantecorp.com

Par :

MNP S.E.N.C.R.L., S.R.L.,
1802, rue King Ouest, bureau 300
Sherbrooke (Québec) J1J 0A2
Téléphone : 819-823-1616
www.mnp.ca

18 septembre 2024



MNP
1802, rue King Ouest
Bureau 300
Sherbrooke (Québec) J1J 0A2
www.mnp.ca

Avis de vérification

Aux gestionnaires de :

COGEN BIOGAZ HY S.E.C.

Enviro-accès inc. (Enviro-accès) a été retenue par Cogen Biogaz HY s.e.c. (Cogen Biogaz) afin de vérifier, en tant que tierce partie indépendante, le rapport de projet de crédits compensatoires visant la destruction de CH₄ capté d'un lieu d'enfouissement intitulé « Captage et destruction des biogaz du LES de Granby – LE014 » (Déclaration GES), daté du 19 juillet 2024. Le 9 septembre 2024, l'équipe d'experts en gaz à effet de serre (GES) d'Enviro-accès s'est jointe à MNP S.E.N.C.R.L., s.r.l., (MNP). La plupart des activités de vérification ont été exécutées avant cette date, mais MNP est responsable de la délivrance de ce rapport de vérification.

Cogen Biogaz est responsable de la préparation de la Déclaration GES conformément au *Règlement relatif aux projets de valorisation et de destruction de méthane provenant d'un lieu d'enfouissement admissibles à la délivrance de crédits compensatoires* (Règlement) du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) du Québec. Pour la période du 1^{er} avril 2023 au 31 mars 2024, la quantité totale de réductions d'émissions de GES déclarée par Cogen Biogaz pour le projet de captage et destruction du biogaz du LES de Granby (Projet) est de 8 423 tCO₂éq attribuable au méthane capté et détruit.

Les objectifs de la vérification étaient de confirmer avec un niveau d'assurance raisonnable que la Déclaration GES a été réalisée conformément aux exigences du Règlement pour la période et que la quantité de réductions d'émissions de GES déclarée est exempte d'écart important. Toutes les sources émettant dans l'atmosphère des GES, tels que définis à l'annexe B du Règlement, sont visées. Les types de GES inclus sont le CO₂, le CH₄ et le N₂O.

La vérification a été conduite conformément à la norme ISO 14064-3:2019. La portée de la vérification comprenait le Projet et le scénario de référence, ainsi que les équipements reliés au Projet (système de destruction) prescrits à l'annexe A du Règlement. Les critères de vérification étaient les exigences du Règlement en vigueur au moment de la tenue des activités de vérification.

MNP est tenue d'exprimer un avis sur la Déclaration GES en se basant sur la vérification. Ainsi, l'équipe de vérification a examiné les documents fournis et a exécuté les procédures de collecte de preuves suivantes pour évaluer la Déclaration GES :

- ✓ revue des équipements et des installations;
- ✓ évaluation de la conformité des sources, puits et réservoirs (SPRs) du scénario de référence et du Projet avec les exigences du Règlement;

- ✓ évaluation des méthodologies de calcul des réductions d'émissions de GES utilisées, incluant le traçage des paramètres et des potentiels de réchauffement global utilisés;
- ✓ recalcul de la quantité de réductions d'émissions de GES déclarée;
- ✓ évaluation de la conformité aux exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesure;
- ✓ évaluation de la conformité aux exigences en matière de calibration et d'entretien des instruments servant à la mesure des données GES;
- ✓ retraçage et traçage des données utilisées pour le calcul des réductions d'émissions de GES;
- ✓ évaluation des méthodes d'estimation des données manquantes;
- ✓ évaluation du système d'information GES, soit des politiques, processus et méthodes permettant d'établir, de gérer, de mettre à jour, d'accéder et d'enregistrer les informations GES;
- ✓ évaluation des procédures de contrôle de la qualité des données et des calculs;
- ✓ évaluation de la conformité de la Déclaration GES et de l'application du plan de surveillance.

Les données corroborant la Déclaration GES sont de type historique et proviennent de mesures ou d'estimations effectuées par Cogen Biogaz.

MNP conclut, avec un niveau d'assurance raisonnable, que la Déclaration GES pour la période du 1er avril 2023 au 31 mars 2024 de Cogen Biogaz pour son projet de captage et destruction du biogaz au LES de Granby est conforme aux critères de vérification et que la quantité de réductions d'émissions GES déclarée est exempte d'écarts importants.

L'avis de vérification fourni par MNP est donc positif.



Manon Laporte

Directrice générale, Services et audits GES

MNP S.E.N.C.R.L., s.r.l.

Numéro d'accréditation au Conseil canadien des normes : 1009-7/2

Le 18 septembre 2024

TABLE DES MATIÈRES

1.	SOMMAIRE DES INFORMATIONS SUR LA VÉRIFICATION.....	1
1.1	Information sur l'organisme de vérification	1
1.2	Information sur l'équipe de vérification affectée au mandat.....	1
1.3	Information sur les activités de vérification.....	2
1.4	Information sur le projet vérifié.....	3
2.	MÉTHODOLOGIE ET RÉSULTATS DE LA VÉRIFICATION.....	4
2.1	Non-conformités non résolues issues des vérifications précédentes	4
2.2	Inspection visuelle des équipements et installations	4
2.3	Revue des sources, puits et réservoirs inclus au Projet et au scénario de référence.....	5
2.4	Méthodologies de calculs des réductions d'émissions de GES.....	5
2.5	Recalcul de la quantité de réductions d'émissions de GES déclarées.....	5
2.6	Échantillonnage, analyse et mesure.....	5
2.7	Calibration et entretien des instruments.....	6
2.8	Retraçage et traçage des données.....	6
2.9	Estimation des données manquantes	7
2.10	Évaluation du système d'information GES.....	7
2.11	Évaluation des procédures de contrôle de la qualité des données et des calculs	7
2.12	Conformité de la Déclaration GES et application du plan de surveillance.....	8
2.13	Faits découverts après la vérification.....	8
3.	CONCLUSIONS DE LA VÉRIFICATION.....	9
3.1	Sommaire des écarts résiduels	9
3.2	Sommaire des non-conformités.....	9
3.3	Sommaire des opportunités d'amélioration	9

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Résolution des non-conformités identifiées lors de vérifications précédentes.....	4
Tableau 2 : Résultats du retraçage et du traçage des données.....	6
Tableau 3 : Sommaire des écarts résiduels constatés sur les réductions d'émissions de GES.....	9

ANNEXES

ANNEXE I	DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET DE LA SITUATION AU NIVEAU DES CONFLITS D'INTÉRÊTS
ANNEXE II	PERSONNES INTERVIEWÉES
ANNEXE III	PLAN DE VÉRIFICATION
ANNEXE IV	DÉCLARATION GES DU PROJET DE CAPTAGE ET DESTRUCTION DU BIOGAZ AU LES DE GRANBY POUR LA PÉRIODE DU 1ER AVRIL 2023 AU 31 MARS 2024

1. SOMMAIRE DES INFORMATIONS SUR LA VÉRIFICATION

1.1. Information sur l'organisme de vérification

Nom et coordonnées	MNP S.E.N.C.R.L., s.r.l., 1802, rue King Ouest, bureau 300 Sherbrooke (Québec) J1J 0A2 Tél. : 819-823-1616
Représentant	Manon Laporte, B.Sc., MBA <i>Directrice générale, Services et audits GES</i> manon.laporte@mnp.ca
Organisme d'accréditation	Conseil canadien des normes 55, rue Metcalfe, bureau 600 Ottawa (Ontario) K1P 6L5 Tél. : 613-238-3222 Fax : 613-569-7808
Numéro d'accréditation	1009-7/2
Date d'accréditation	29 juillet 2011
Période de validité de l'accréditation	Jusqu'au 29 juillet 2027
Domaine d'activité inclus à la portée de l'accréditation	G3 SF Décomposition des déchets, manipulation et élimination

1.2. Information sur l'équipe de vérification et l'examineur indépendant affectés au mandat

Vérificatrice en chef et experte technique	Melissa Windsor, B.Sc.A 1802, rue King Ouest, bureau 300 Sherbrooke (Québec) J1J 0A2 Tél. : 819-823-1616 melissa.windsor@mnp.ca
Examinatrice indépendante	Vickie-Lisa Angers, ing., M.Env. 1802, rue King Ouest, bureau 300 Sherbrooke (Québec) J1J 0A2 Tél. : 819-823-1616 vickie.angers@mnp.ca

1.3. Information sur les activités de vérification

Objectifs	Exprimer une opinion sur la conformité de la Déclaration GES par rapport aux exigences du <i>Règlement relatif aux projets de valorisation et de destruction de méthane provenant d'un lieu d'enfouissement admissibles à la délivrance de crédits compensatoires</i> (ci-après le Règlement). Déterminer si la quantité de réductions d'émissions de GES déclarée est exempte d'écarts importants.
Période de la tenue des activités	5 juillet au 18 septembre 2024
Date de la visite	Une visite de site n'était pas requise puisqu'une visite a été réalisée le 29 août 2023 dans le cadre de la vérification pour la période de déclaration 2022. Une rencontre virtuelle a tout de même eu lieu en date du 17 juillet 2024.
Niveau d'assurance	Raisonnable
Critères de vérification	Exigences du Règlement en vigueur au moment de réaliser le mandat
Norme de vérification	ISO 14064-3:2019 — <i>Spécifications et lignes directrices pour la vérification et la validation des déclarations des gaz à effet de serre</i>
Seuil d'importance relative	5 % des réductions d'émissions de GES totales déclarées
Sources d'émissions visées	Tous les SPRs mentionnés à l'annexe B du Règlement
Types de GES	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O
Période couverte	1 ^{er} avril 2023 au 31 mars 2024
Conservation des documents	Tous les documents fournis initialement par Cogen Biogaz ou recueillis lors des activités de vérification (photocopies, photos, notes des vérificateurs, fichiers électroniques, correspondances électroniques ou autres) sont conservés sous format électronique sur un serveur sécurisé ou dans un classeur à accès restreint si seulement une copie papier est disponible. L'ensemble de ces documents sera conservé pour une durée minimale de sept années. Les dossiers de vérification peuvent être fournis sur demande écrite pour des motifs raisonnables et avec le consentement écrit de Cogen Biogaz.
Absence de conflits d'intérêts	Une série d'exigences concernant les conflits d'intérêts entre le promoteur du projet, ses dirigeants, l'organisme de vérification et l'équipe de vérification. Ainsi, une évaluation des risques pour l'impartialité a été réalisée par l'équipe de vérification afin d'évaluer les conflits d'intérêts (réels et potentiels) entre elle-même, l'organisme de vérification et le promoteur. Une déclaration d'absence de conflit d'intérêts est disponible en annexe.

1.4. Information sur le projet vérifié

Nom du promoteur	Cogen Biogaz HY s.e.c.
Informations sur le site vérifié	LES de Granby – LE014 702 Route 137 Sud Sainte-Cécile de Milton (Québec) J0E 2C0
Nom et coordonnées de la personne contact	Vincent Marchal <i>Directeur des opérations</i> Tél. : 514-549-3446 vmarchal@plantecorp.com
Infrastructures physiques, activités et technologies	Captage et destruction de biogaz d'un lieu d'enfouissement sanitaire. La destruction du biogaz est principalement effectuée par deux génératrices, mais le site possède également deux torchères, soit les torchères #1 et #2, afin de prendre le relais en cas de problème au niveau des génératrices.
Réductions d'émissions de GES déclarées pour la période vérifiée	8 423 tCO ₂ éq

2. MÉTHODOLOGIE ET RÉSULTATS DE LA VÉRIFICATION

2.1. Non-conformités non résolues issues des vérifications précédentes

Deux non-conformités avaient été soulevées lors de la dernière vérification.

Le tableau suivant présente le détail des non-conformités et leur état d'avancement.

Tableau 1 : État d'avancement des non-conformités identifiées lors de vérifications précédentes

Non-conformité	État d'avancement
<i>NC 1 (2022-2023) : Pour les mois d'avril à août inclusivement, à l'exception des périodes du 18 avril au 25 mai et du 15 au 19 juillet, Cogen Biogaz n'a pas suivi l'état de fonctionnement de la torchère #2 avec enregistrement au moins une fois par heure, ce qui n'est pas conforme à l'article 31 du Règlement.</i>	Cogen Biogaz a suivi l'état de fonctionnement de la torchère #2 pour l'ensemble de la période, à l'exception d'une période pendant laquelle la torchère était en réparation et cadénassée. Cette non-conformité est donc résolue pour la période de déclaration du 1^{er} avril 2023 au 31 mars 2024.
<i>NC 2 (2022-2023) : Cogen Biogaz n'a pas produit sa Déclaration GES (rapport de projet) au plus tard 4 mois suivant la fin de la période de déclaration, ce qui n'est pas conforme à l'article 36 du Règlement.</i>	Pour la période terminant le 31 mars 2024, Cogen Biogaz a produit sa Déclaration GES avant le 31 juillet 2024, soit 4 mois suivant la fin de la période de déclaration. Cette non-conformité est donc résolue pour la période de déclaration du 1^{er} avril 2023 au 31 mars 2024.

2.2. Revue des équipements et installations

Aucune visite du site de captage et de destruction du gaz d'enfouissement n'a été effectuée puisqu'une telle visite a été réalisée dans le cadre d'une vérification effectuée au cours des deux périodes de déclaration précédentes.

Lors de la rencontre réalisée par vidéoconférence avec le responsable de la Déclaration GES de Cogen Biogaz, il a été confirmé qu'aucun changement majeur pouvant avoir un impact significatif sur les émissions de GES n'a été apporté à l'installation par rapport à la dernière vérification. De plus, le fonctionnement des équipements a été vérifié par une extraction de données effectuée lors de cette rencontre virtuelle ainsi que par la visite du technicien de Tetra Tech lors des calibrations réalisées le 26 mars 2024.

MNP conclut que l'installation de captage et de destruction utilisée par Cogen Biogaz fonctionnait conformément aux exigences du Règlement durant la période du 1^{er} avril 2023 au 31 mars 2024.

2.3. Revue des sources, puits et réservoirs inclus au Projet et au scénario de référence

Une revue des sources d'émission et des changements apportés aux opérations a été réalisée avec la collaboration du responsable de la Déclaration GES de Cogen Biogaz.

Aucun changement majeur pouvant avoir un impact significatif sur les réductions d'émissions de GES n'a été apporté au système de captage et de destruction du lieu d'enfouissement par rapport à la dernière vérification effectuée par l'équipe d'Enviro-accès qui s'est jointe à MNP.

MNP conclut que Cogen Biogaz a considéré l'ensemble des sources, puits et réservoirs (SPR) visés à l'annexe B du Règlement.

2.4. Méthodologies de calculs des réductions d'émissions de GES

MNP a revu l'ensemble des méthodologies utilisées et appliquées par Cogen Biogaz pour le calcul des réductions d'émissions de GES du Projet.

Puisque le système est construit afin de ne pas soutirer de gaz qui ne sera pas détruit, Cogen Biogaz ne vérifie pas le fonctionnement des dispositifs de destruction dans sa routine de calcul des réductions d'émissions de GES. Les données brutes sont tout de même disponibles pour l'ensemble des dispositifs de destruction.

Aucune non-conformité n'a été relevée.

MNP conclut que Cogen Biogaz a calculé les réductions d'émissions de GES conformément au chapitre V du Règlement.

2.5. Recalcul de la quantité de réductions d'émissions de GES déclarées

MNP a effectué un recalcul de la quantité de réductions d'émissions de GES déclarée pour le Projet.

Aucun écart n'a été constaté.

MNP conclut que les calculs des réductions d'émissions de GES sont exempts d'écarts importants.

2.6. Échantillonnage, analyse et mesure

Les fréquences d'échantillonnage ainsi que les méthodologies d'analyse et de mesure utilisées ont été examinées pour toutes les sources d'émission incluses à la portée de la vérification.

MNP conclut que Cogen Biogaz a respecté les fréquences d'échantillonnage ainsi que les méthodologies d'analyse et de mesure prévues au Règlement.

2.7. Calibration et entretien des instruments

Les rapports de calibration du débitmètre et de l'analyseur de méthane servant à la mesure des paramètres utilisés dans les calculs effectués pour déterminer les réductions d'émissions de GES déclarées ont été examinés.

MNP conclut que la calibration et l'entretien des équipements servant à la mesure des paramètres utilisés dans les calculs des réductions d'émissions de GES sont effectués conformément aux exigences du chapitre V du Règlement.

2.8. Retraçage et traçage des données

Le retraçage et le traçage des données utilisées pour calculer les réductions d'émissions de GES du Projet (100 % du méthane capté et détruit) a été fait. Les types de données et les résultats obtenus sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 2 : Résultats du retraçage et du traçage des données

Sources d'émission de GES	Données	Observations
Destruction du CH ₄ issu du lieu d'enfouissement	✓ Débit du gaz d'enfouissement dirigé vers la torche ✓ Concentration de CH₄ dans le gaz d'enfouissement ✓ Pression et température de référence pour le débitmètre ✓ Efficacité du dispositif de destruction du CH₄ des génératrices et des torchères ✓ Facteur d'oxydation du CH₄ par les bactéries au sol	Une différence a été observée entre le débit de CH ₄ utilisé pour les calculs pour la journée du 21 avril 2023 et le débit retracé à partir des données brutes. Cette différence entraîne un écart non-significatif de 10,1 tCO ₂ eq, soit une surestimation de 0,1 % des réductions d'émissions déclarées. Une autre différence a été notée entre l'efficacité de destruction déclarée et celle retracée. Puisque les génératrices ont été utilisées en majorité et les torchères en relègue, le taux de destruction le plus faible (génératrices) a été utilisé par Cogen Biogaz afin de respecter le principe de prudence. Toutefois, les torchères ont parfois été utilisées lors d'arrêts des génératrices, ce qui entraîne un écart d'un maximum de -164,2 tCO ₂ eq, soit une sous-estimation de 1,9 % des réductions d'émissions déclarées.

Cogen Biogaz a été avisé de ces différences le 18 septembre 2024 et a décidé de ne pas effectuer de correction.

MNP conclut que les données servant aux calculs des réductions d'émissions de GES déclarées sont exemptes d'écarts importants.

2.9. Estimation des données manquantes

Les méthodes utilisées par Cogen Biogaz pour le remplacement des données manquantes ont été examinées.

Une différence a été observée entre la valeur de remplacement déclarée pour la période du 8 février 2024 18h30 au 9 février 2024 12h34 et celle retracée par MNP. Cogen Biogaz a été avisé de cette différence le 18 septembre 2024 et a décidé de ne pas effectuer de correction. Cette différence entraîne un écart non-significatif de -0,06 tCO₂éq, soit une sous-estimation de 0,0007 % des réductions d'émissions déclarées.

Aucun autre écart n'a été soulevé pour les cinq autres périodes de données manquantes.

MNP conclut que Cogen Biogaz a remplacé les données manquantes conformément aux exigences de l'article 23 du Règlement.

2.10. Évaluation du système d'information GES

Lors de la rencontre, une entrevue avec le personnel a été effectuée afin d'identifier et d'évaluer les politiques, les processus et les méthodes permettant d'établir, de gérer, de mettre à jour, d'accéder et d'enregistrer les informations servant à la Déclaration GES. L'équipe de vérification a confirmé que les données et les informations servant à la Déclaration GES sont conservées pour un minimum de sept ans.

MNP conclut donc que les procédures de conservation et d'accès aux informations sont conformes aux exigences de l'article 10 du Règlement et que le système d'information GES est adéquat.

2.11. Évaluation des procédures de contrôle de la qualité des données et des calculs

Cogen Biogaz a mis en place bon nombre de contrôles qui permettent d'assurer la qualité des données servant aux calculs des réductions d'émissions de GES déclarées ainsi que celle des calculs eux-mêmes. Entre autres, Cogen Biogaz a automatisé ses calculs des réductions d'émissions afin de traiter les grosses quantités de données et fait un suivi journalier pour identifier les données de débit ou de teneur en méthane aberrantes.

MNP conclut que les procédures de contrôle de la qualité des données et des calculs sont suffisantes pour les besoins de la déclaration.

2.12. Conformité de la Déclaration GES et application du plan de surveillance

La Déclaration GES de Cogen Biogaz et l'application du plan de surveillance ont été revues.

Aucun écart ou non-conformité n'a été identifié dans la Déclaration GES et une seule version a été soumise. Toutefois, Cogen Biogaz pourrait bonifier son registre d'entretien afin d'y inclure davantage d'information sur l'entretien des torchères et des instruments de mesure (OA 1).

MNP conclut que la Déclaration GES ainsi que l'application du plan de surveillance sont conformes aux exigences du Règlement.

2.13. Faits découverts après la vérification

Tel que stipulé à la section 10 de la norme ISO 14064-3:2019, si des écarts importants sont découverts après la vérification, MNP devrait en être informée par écrit dans les meilleurs délais. Au besoin, le rapport de vérification sera rectifié et un nouvel avis de vérification pourrait être émis.

3. CONCLUSIONS DE LA VÉRIFICATION

3.1. Sommaire des écarts résiduels

Le tableau suivant présente le sommaire des écarts résiduels constatés pour la Déclaration GES du 1er avril 2023 au 31 mars 2024 du Projet de Cogen Biogaz.

Tableau 3 : Sommaire des écarts résiduels constatés sur les réductions d'émissions de GES

Description	Écart				Effet sur la Déclaration GES
Différence entre le débit de CH ₄ utilisé pour les calculs et retracé pour le 21 avril 2023	10,1	tCO ₂ éq	0,1	%	Surestimation
Écart maximal entre l'efficacité de destruction déclarée et celle calculée	-164,2	tCO ₂ éq	-1,9	%	Sous-estimation
Différence entre la valeur de remplacement déclarée pour la période du 8 février au 9 février 2024 et celle retracée	-0,06	tCO ₂ éq	-0,0007	%	Sous-estimation
Écart total net :	-154,2	tCO₂éq	-1,8	%	Sous-estimation
Écart total absolu :	174,4	tCO ₂ éq	2,0	%	-

L'écart total net est de -154,2 tCO₂éq, soit une sous-estimation de 2,0 % des réductions d'émissions de GES déclarées et incluses à la portée de la vérification, ce qui est sous le seuil d'importance relative.

3.2. Sommaire des non-conformités

Aucune non-conformité n'a été identifiée.

3.3. Sommaire des opportunités d'amélioration

L'opportunité d'amélioration suivante a été identifiée :

- OA 1** *Cogen Biogaz pourrait bonifier son registre d'entretien afin d'y inclure davantage d'information sur l'entretien des torchères et des instruments de mesure.*

ANNEXES

ANNEXE I DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET DE LA SITUATION AU NIVEAU DES CONFLITS D'INTÉRÊTS

Nom et coordonnées de l'organisme de vérification



Bureau de Sherbrooke
1802, rue King Ouest, bureau 300
Sherbrooke (Québec) J1J 0A2
Téléphone : 819-823-1616
www.mnp.ca

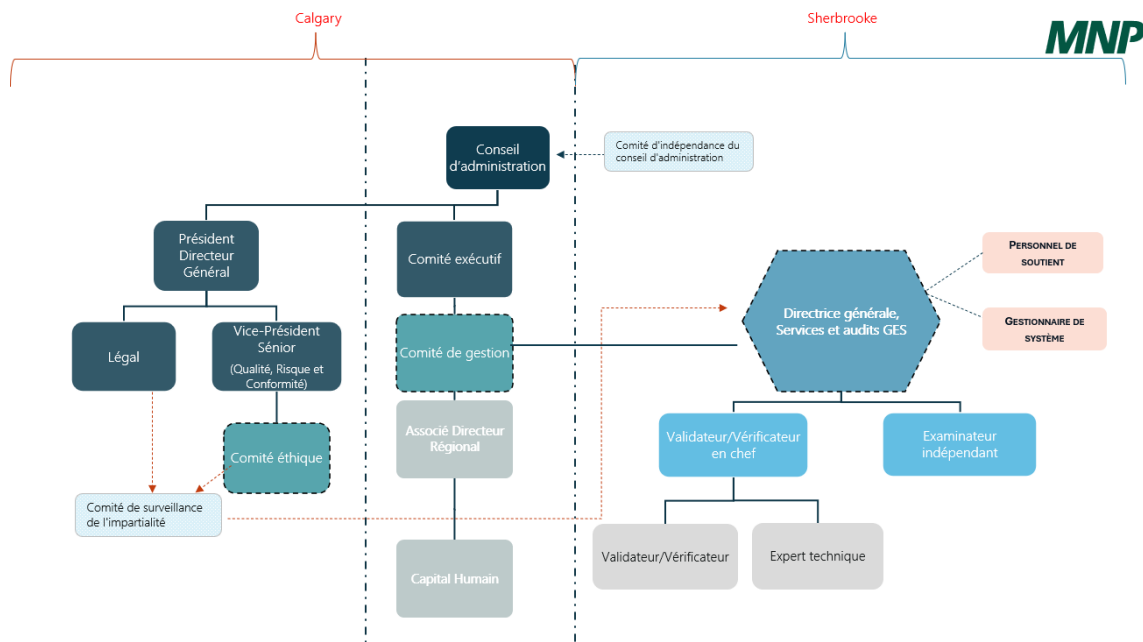
Domaines d'activités inclus à la portée de l'accréditation

MNP est un organisme accrédité selon la norme ISO 14065:2020 par le Conseil canadien des normes dans le cadre du Programme d'accréditation pour les gaz à effet de serre (PAGES). Le tableau suivant présente les domaines d'activités inclus à la portée de l'accréditation de MNP.

Domaines d'activités	
Organisation	
G1 S1.1	Général : Service
G1 S2	Procédés généraux de fabrication
G1 S3.1	Production d'énergie et transferts d'électricité : Production d'énergie
G1 S3.2	Production d'énergie et transferts d'électricité : Transferts d'électricité
G1 S4	Activité minière et extraction de minéraux
G1 S5	Production de métaux
G1 S6	Industrie chimique
G1 S7	Extraction de pétrole et de gaz, production et raffinage, y compris les produits pétrochimiques
G1 S8	Manutention et élimination des déchets
G1 S9	Agriculture, foresterie et changement d'affectation des terres (AFOLU)
Projet - Validation	
G2 SA.1	Réduction des émissions de GES provenant de la combustion de carburants : Production d'énergie renouvelable
G2 SA.3	Réduction des émissions de GES provenant de la combustion de carburant : Transport
G2 SC	Réduction et élimination des émissions de GES provenant de l'agriculture, de la foresterie et des autres utilisations des terres (AFOLU)
G2 SF	Décomposition des déchets, manipulation et élimination
VCS 14	Agriculture, foresterie, utilisation des terres
Projet - Vérification	
G3 SA.1	Réduction des émissions de GES provenant de la combustion de carburants : Production d'énergie renouvelable
G3 SA.3	Réduction des émissions de GES provenant de la combustion de carburant : Transport
G3 SB	Réduction des émissions de GES provenant de procédés industriels (non-combustion, réactions chimiques, émissions chimiques fugitives, torchage et éventage du pétrole, etc.)
G3 SC	Réduction et élimination des émissions de GES provenant de l'agriculture, de la foresterie et d'autres utilisations des terres (AFOLU)
G3 SF	Décomposition des déchets, manipulation et élimination
VCS 14	Agriculture, foresterie, utilisation des terres
Programme de réglementation des carburants propres (RCP)	
2	Combustibles renouvelables/Biocombustibles/Combustibles à faible intensité en carbone (IC)

Organigramme de l'organisme de vérification

La figure suivante présente l'organigramme pour les activités de vérification de MNP.



Équipe de vérification et examinateur indépendant

Le tableau qui suit présente les noms et coordonnées des membres de l'équipe de vérification et de l'examineur indépendant affectés au mandat.

Rôle	Nom	Coordonnées
Vérificatrice en chef et experte technique	Melissa Windsor, B.Sc.A	1802, rue King Ouest, bureau 300 Sherbrooke (Québec) J1J 0A2 Tél. : 819-823-1616 melissa.windsor@mnp.ca
Examinatrice indépendante	Vickie-Lisa Angers, ing., M.Env.	1802, rue King Ouest, bureau 300 Sherbrooke (Québec) J1J 0A2 Tél. : 819-823-1616 vickie.angers@mnp.ca

Organisme de vérification

MNP S.E.N.C.R.L., s.r.l. déclare que les exigences des articles 44 et 45 du *Règlement relatif aux projets de valorisation et de destruction de méthane provenant d'un lieu d'enfouissement admissibles à la délivrance de crédits compensatoires* concernant les conflits d'intérêts sont satisfaites et que les activités de vérification ont été réalisées conformément à celui-ci de même qu'à la norme ISO 14064-3:2019.



Date : 18 septembre 2024

MNP S.E.N.C.R.L., s.r.l.

Manon Laporte, B.Sc., MBA

Directrice générale, Services et audits GES

Vérificatrice en chef

En tant que vérificatrice en chef, je déclare être compétente et avoir participé à toutes les activités du processus de vérification qui ont été réalisées conformément au *Règlement relatif aux projets de valorisation et de destruction de méthane provenant d'un lieu d'enfouissement admissibles à la délivrance de crédits compensatoires* et à la norme ISO 14064-3:2019.

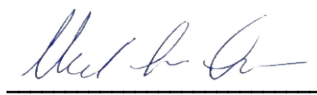


Date : 18 septembre 2024

Melissa Windsor, B.Sc.A

Examinatrice indépendante

En tant qu'examinatrice indépendante, je déclare également être compétente et m'être assurée que toutes les étapes du processus de vérification ont été complétées dans le respect des exigences du *Règlement relatif aux projets de valorisation et de destruction de méthane provenant d'un lieu d'enfouissement admissibles à la délivrance de crédits compensatoires* et de la norme ISO 14064-3:2019 et que les preuves recueillies par l'équipe de vérification sont suffisantes pour supporter l'opinion donnée dans l'avis de vérification avec un niveau d'assurance raisonnable.



Date : 18 septembre 2024

Vickie-Lisa Angers, ing., M.Env.

Ordre des ingénieurs du Québec: 6008314

ANNEXE II PERSONNES INTERVIEWÉES

Nom	Rôle/Responsabilité	Sujet(s) abordé(s)
Guillaume Nachin	➤ Consultant (Tetra Tech)	- Changements apportés aux opérations - Méthodologies de calcul - Contenu du rapport - Calibration des instruments - Contrôle de la qualité - Conservation des données
Kevin Amirault	➤ Opérateur	- Changements apportés aux opérations - Extraction des données brutes - Contrôle de la qualité - Conservation des données

ANNEXE III PLAN DE VÉRIFICATION



PLAN DE VÉRIFICATION DU RAPPORT DE PROJET DE CAPTAGE ET DE
DESTRUCTION DU BIOGAZ DE COGEN BIOGAZ HY S.E.C. POUR LA PÉRIODE
DU 1ER AVRIL 2023 AU 31 MARS 2024

Pour :

Cogen Biogaz HY s.e.c.

Monsieur Vincent Marchal
Directeur des opérations
408-85 rue St-Paul Ouest
Montréal (Québec) H2Y 3V4
Tél.: 514-549-3446
vmarchal@plantecorp.com

18 septembre 2024

RENSEIGNEMENTS SUR LE MANDAT

A. Information sur l'organisme de vérification

Nom et coordonnées	MNP S.E.N.C.R.L., s.r.l., 1802, rue King Ouest, bureau 300 Sherbrooke (Québec) J1J 0A2 Tél. : 819-823-1616
Représentant	Manon Laporte, B.Sc., MBA <i>Directrice générale, Services et audits GES</i> manon.laporte@mnp.ca
Organisme d'accréditation	Conseil canadien des normes 55, rue Metcalfe, bureau 600 Ottawa (Ontario) K1P 6L5 Tél.: 613-238-3222 Fax: 613-569-7808
Numéro d'accréditation	1009-7/2
Date d'accréditation	29 juillet 2011
Domaine d'activité inclus à la portée de l'accréditation	G3 SF Décomposition des déchets, manipulation et élimination

B. Information sur l'équipe de vérification et l'examineur indépendant affectés au mandat

Vérificatrice en chef et experte technique	Melissa Windsor, B.Sc.A 1802, rue King Ouest, bureau 300 Sherbrooke (Québec) J1J 0A2 Tél. : 819-823-1616 melissa.windsor@mnp.ca
Examinatrice indépendante	Vickie-Lisa Angers, ing., M.Env. 1802, rue King Ouest, bureau 300 Sherbrooke (Québec) J1J 0A2 Tél. : 819-823-1616 vickie.angers@mnp.ca

C. Information sur les activités de vérification

Objectifs	Exprimer une opinion sur la conformité du rapport de projet par rapport aux exigences du <i>Règlement relatif aux projets de valorisation et de destruction de méthane provenant d'un lieu d'enfouissement admissibles à la délivrance de crédits compensatoires</i> (ci-après le Règlement). Déterminer si la quantité de réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES) déclarée est exempte d'écarts importants.
Niveau d'assurance	Raisonnable
Critères de vérification	Exigences du Règlement en vigueur au moment de réaliser le mandat
Norme de vérification	ISO 14064-3:2019 — <i>Spécifications et lignes directrices pour la vérification et la validation des déclarations des gaz à effet de serre</i>
Seuil d'importance relative	5 % du total des réductions d'émissions incluses à la portée de la vérification
Sources d'émissions visées	Toute source émettant à l'atmosphère des GES mentionnés au Règlement
Types de GES	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O
Période couverte	1 ^{er} avril 2023 au 31 mars 2024
Échéancier prévu	4 semaines à la suite de la réception des données

D. Information sur le promoteur de projet et le projet vérifié

Nom de l'entreprise	Cogen Biogaz HY s.e.c.
Nom et coordonnées du site vérifié	LES de Granby 702 Route 137 Sud Sainte-Cécile de Milton (Québec) J0E 2C0
Nom et coordonnées de la personne contact	Vincent Marchal Directeur des opérations Tél.: 514-549-3446 vmarchal@plantecorp.com
Périmètre organisationnel	L'installation et les équipements de l'établissement visés par le Règlement. Toutes les sources de GES visées dans le cadre du Règlement.
Infrastructures physiques, activités et technologies	Système de captage et de destruction de gaz d'enfouissement
Projet	Tel que prescrit à la figure 1 et au tableau 1 de l'annexe B du Règlement
Scénario de référence	Tel que prescrit à la figure 1 et au tableau 1 de l'annexe B du Règlement
Réductions d'émissions déclarées pour la période vérifiée	8 423 tCO ₂ eq

Note: Le plan de vérification peut être révisé au besoin pendant les activités de vérification si toute erreur, omission ou déclaration trompeuse est trouvée importante par l'équipe de vérification. Dans un tel cas, l'échantillonnage pourrait être augmenté et le plan de vérification révisé sera communiqué au client.

DOCUMENTATION ET ENREGISTREMENTS REQUIS

Voici une liste non exhaustive des éléments de preuves et de la documentation nécessaire à la vérification :

- Chiffrer de calculs présentant l'ensemble des calculs des réductions d'émissions de GES;
- Rapport de projet incluant les annexes et présentant l'ensemble des informations requises par le Règlement;
- Preuves appuyant les données utilisées pour le calcul des réductions issues de la destruction du gaz d'enfouissement (GE) :
 - Extractions du système de mesure en continu indiquant les lectures de débitmètres des volumes de GE envoyé aux dispositifs de destruction et de valorisation
 - Preuves appuyant vers quel dispositif de destruction et de valorisation est envoyé le GE
 - Extractions du système de mesure en continu indiquant les lectures de température et de pression du gaz d'enfouissement, si le débitmètre n'effectue pas la correction (ajustement aux conditions de référence)
 - Extractions du système de mesure en continu indiquant les lectures des analyseurs de CH₄ du GE envoyé aux dispositifs de destruction et de valorisation
 - Preuve du recouvrement des lieux d'enfouissement par une géomembrane conforme aux exigences du Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles (chapitre Q-2, r. 19), si applicable
- Preuves appuyant la consommation de combustibles d'appoint (ex. propane, gaz naturel, etc.), si applicable;
- Preuves d'entretien, de calibration et de précision des instruments utilisés pour les mesures de données GES, débitmètres et analyseurs de CH₄:
 - Registre d'entretien et de suivi de tous les instruments de mesure
 - Certificat d'étalonnage ou rapport de vérification de la précision de l'étalonnage du débitmètre et de l'analyseur de méthane dans les 3 mois précédant la fin de la période de déclaration
 - Certificat d'étalonnage valide pour les appareils de référence (sauf si le débitmètre est vérifié par tube de Pitot et/ou l'analyseur est étalonné par le fabricant ou un tiers certifié par le fabricant)
 - Manuel des fabricants indiquant la fréquence minimale d'entretien, de nettoyage et d'inspection pour le débitmètre et l'analyseur de méthane
- Preuves appuyant la quantité de matières résiduelles enfouie annuellement et contenue dans le LES ainsi que la capacité du LES;
- Spécifications des dispositifs de destruction et de valorisation;
- Preuves appuyant le bon fonctionnement des dispositifs de destruction et de valorisation;
- Preuves des mesures prises pour assurer la qualité des intrants (données brutes) utilisées pour le calcul des émissions de GES du projet et du scénario de référence ainsi que les preuves de leur application;

- Preuves des mesures prises pour assurer la conservation des données en lien avec les émissions de GES calculées pour le projet et le scénario de référence.

ACTIVITÉS DE VÉRIFICATION MENÉES EN DEHORS DE L'APPEL

E. Activités de vérification

Les activités de vérification seront menées par Melissa Windsor.

ACTIVITÉ	MOYEN DE VÉRIFICATION UTILISÉ
Vérification des méthodologies utilisées pour le calcul des réductions d'émissions de GES	Comparaison des méthodologies choisies avec les méthodologies prescrites par le Règlement
Vérification de l'exactitude du calcul des réductions d'émissions de GES	Recalcul des réductions d'émissions à partir de données brutes
Vérification des données et informations utilisées pour le calcul des réductions d'émissions de GES	Conciliation des lectures d'instrument avec les données utilisées dans les calculs des réductions d'émissions de GES
Respect des exigences d'échantillonnage prescrites	Évaluation des preuves démontrant le respect des exigences du Règlement en matière d'échantillonnage
Vérification de la conformité du rapport de projet et du plan de surveillance	Comparaison du rapport de projet et du plan de surveillance avec les exigences du Règlement
Vérification des SPR considérés et des GES quantifiés	Comparaison des SPR et GES considérés avec les exigences du Règlement

ACTIVITÉS DE VÉRIFICATION LORS DE L'APPEL

F. Calendrier et détails des activités prévues pendant l'appel

L'appel sera mené par Melissa Windsor.

MERCREDI, 17 JUILLET 2024		
HEURE	ACTIVITÉ	MOYEN DE VÉRIFICATION UTILISÉ
08:00	Réunion d'ouverture : ➡ Introduction du personnel présent et du rôle de chacun ➡ Confirmation des objectifs des activités de vérification ➡ Confirmation du contenu de l'appel	N.A.
08:10	Retour sur les changements et les non-conformités identifiées lors des dernières activités de vérification	- Entrevue avec le personnel
08:15	Vérification des données servant aux calculs des réductions d'émissions de GES : ➡ Quantité de GE captée et détruite ou valorisée ➡ Quantité de combustible d'appoint consommée, si applicable	- Entrevue avec le personnel responsable de la collecte des données - Retraçage (pas à pas) des données brutes (lectures instruments, etc.) - Tests sur les processus de collecte et de manipulation des données brutes.
08:20	Vérification de l'étalonnage et de l'entretien des instruments utilisés pour les mesures des paramètres utilisés pour le calcul des réductions d'émissions de GES	- Entrevue avec le personnel responsable de la calibration des instruments - Vérification de preuves d'étalonnage des instruments
08:40	Vérification de l'application des processus de contrôle de la qualité sur le traitement des données et calculs	- Entrevue avec le personnel responsable de la gestion de la qualité
08:45	Vérification des méthodes de conservation et d'accès aux enregistrements importants	- Entrevue avec le personnel responsable de la conservation et des accès aux enregistrements importants
08:50	Revue des sources à déclarer	- Entrevue avec le personnel responsable du rapport de projet
08:55	Réunion de clôture ➡ Présentation des constats des activités de vérification ➡ Révision des documents supplémentaires à fournir	N.A.

ANNEXE IV DÉCLARATION GES DU PROJET DE CAPTAGE
ET DESTRUCTION DU BIOGAZ AU LES DE GRANBY POUR
LA PÉRIODE DU 1ER AVRIL 2023 AU 31 MARS 2024

Systeme de plafonnement et
d'echange de droits d'emiission de
gaz à effet de serre

RAPPORT DE PROJET DE CRÉDITS COMPENSATOIRES

Projets de valorisation et de destruction de méthane provenant d'un lieu d'enfouissement

Captage et destruction des biogaz du LES de Granby LE014

Période de déclaration couverte par le rapport de projet :
1^{er} avril 2023 au 31 mars 2024

Cogen Biogaz HY s.e.c.

Date du rapport de projet : 19 juillet 2024

Instructions aux promoteurs de projets de crédits compensatoires

Le présent gabarit est destiné aux promoteurs de projets de valorisation et de destruction de méthane provenant d'un lieu d'enfouissement. Il permet de préparer un rapport de projet, conformément au Règlement relatif aux projets de valorisation et de destruction de méthane provenant d'un lieu d'enfouissement admissibles à la délivrance de crédits compensatoires (Règlement), en vue de soumettre une demande de délivrance de crédits compensatoires en vertu du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (RSPÉDE). L'utilisation du présent gabarit de rapport de projet est obligatoire.

Notez que ce gabarit ne constitue pas une interprétation juridique du RSPÉDE ou du Règlement, ni celle d'aucun règlement québécois. Veuillez donc vous référer à la réglementation pour connaître les exigences applicables.

Le rapport de projet de crédits compensatoires de la première période de déclaration permet au promoteur de décrire son projet, de documenter sa mise en œuvre, son admissibilité et de présenter les réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES) quantifiées selon la méthodologie prescrite par le Règlement.

- Pour le premier rapport de projet, toutes les sections du gabarit doivent être remplies.

Le rapport de projet de crédits compensatoires des périodes de déclaration subséquentes permet au promoteur de décrire et de documenter les modifications apportées au projet depuis le rapport de projet précédent, le cas échéant, et de présenter les réductions d'émissions de GES quantifiées selon la méthodologie prescrite par le Règlement.

- Pour les rapports de projets des périodes subséquentes à la première, seules les sections indiquées doivent être remplies.
- Tout renseignement ou document modifié depuis le rapport de projet précédent doit être indiqué dans la section appropriée.

Toute information jugée pertinente à l'analyse du projet peut être ajoutée aux sections appropriées.

Finalement, une copie des données brutes mesurées et utilisées aux fins de la quantification, ainsi que les méthodes de calcul et tous les renseignements et documents utilisés pour effectuer la quantification, doivent accompagner tout rapport de projet.

Important : Le rapport de projet sera accessible publiquement par l'entremise du registre des projets de crédits compensatoires, sur le site Web du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC), à la suite de la délivrance des crédits compensatoires. Si des sections du rapport de projet comportent des renseignements confidentiels, veuillez nous en aviser pour qu'elles soient retirées du document avant sa publication.

Table des matières

1.	Identification des personnes participant au projet	4
1.1	Renseignements sur le promoteur du projet et les personnes ou professionnels participant à la préparation ou à la réalisation du projet	4
1.2	Renseignements sur les autres personnes participant au projet	4
2.	Description détaillée du projet	5
2.1	Historique et intervenants associés au projet.....	5
2.2	Description du système technique	5
3.	Modifications apportées au projet depuis le rapport de projet précédent	7
4.	Admissibilité	7
4.1	Localisation des sites du projet.....	7
4.2	Conditions spécifiques au lieu d'enfouissement	8
4.3	Dispositif de destruction.....	8
5.	Quantification des réductions d'émissions de GES attribuables au projet	8
5.1	Sources, puits et réservoirs de GES (SPR) du projet.....	9
5.2	Méthodes de calcul applicables à la quantification	10
5.3	Problème survenu	11
5.4	Données manquantes	12
5.5	Réductions d'émissions de GES attribuables au projet	12
6.	Surveillance du projet.....	12
6.1	Plan de surveillance.....	12
6.2	Entretien, vérification et étalonnage du débitmètre et de l'analyseur de méthane	17
43,9 %	(après étalonnage).....	17
6.3	Dispositif de destruction ou de valorisation du méthane.....	18
7.	Organisme de vérification.....	19
8.	Déclarations.....	20
8.1	Déclaration du promoteur du projet	20
8.2	Déclaration du propriétaire du site du projet (si différent du promoteur)	21
8.3	Déclaration du professionnel.....	22
	Annexe 1 – Analyse d'impacts environnementaux.....	24
	Annexe 2 – Aide financière	25
	Annexe 3 – Localisation du site de projet	26
	Annexe 4 – Registre d'exploitation du lieu d'enfouissement	27
	Annexe 5 – Autorisations nécessaires à la réalisation du projet.....	28
	Annexe 6 – Facteur d'oxydation	29
	Annexe 7 – Rôle des personnes responsables	30
	Annexe 8 – Registres d'entretien	31
	Annexe 9 – Instrument de mesure et dispositif.....	32
	Annexe 10 – Vérification et étalonnage des instruments de mesure	33
	Annexe 11 – Calcul des réductions d'émissions de GES	34
	Annexe 12 – Preuve de vente d'électricité	35

1. Identification des personnes participant au projet

1.1 Renseignements sur le promoteur du projet et les personnes ou professionnels participant à la préparation ou à la réalisation du projet

Renseignements sur le promoteur du projet	
Promoteur	
Nom du promoteur	Cogen Biogaz HY s.e.c.
Adresse	408-85 rue Saint-Paul Ouest, Montréal (Québec) H2Y 3V4
Numéro de téléphone	514 549-3446
Adresse courriel	vmarchal@plantecorp.com
Représentant du promoteur	
Nom du représentant	Vincent Marchal, Vice-président opérations
Coordonnées au travail	408-85 rue Saint-Paul Ouest, Montréal (Québec) H2Y 3V4
Numéro de téléphone	514 549-3446
Adresse courriel	vmarchal@plantecorp.com

Renseignements sur les personnes ou les professionnels participant à la préparation ou à la réalisation du projet	
Nom	Tetra Tech QI inc.
Adresse	1205, rue Ampère, Boucherville (QC) J4B 7M6
Numéro de téléphone	450 655-8440
Adresse courriel	guillaume.nachin@tetrattech.com
Résumé des tâches	Support technique au Promoteur, préparation des documents, quantification des réductions de GES
Représentant	
Nom du représentant	Guillaume Nachin, ing. M.Ing
Coordonnées au travail	7275, rue Sherbrooke E, bur.600, Montréal (QC) H1N 1E9
Numéro de téléphone	514 884-0186
Adresse courriel	guillaume.nachin@tetrattech.com

1.2 Renseignements sur les autres personnes participant au projet

Renseignements sur le propriétaire du site du projet (si différent du promoteur)	
Nom du propriétaire	GFL Environnement
Adresse	702 route 137 Sud, Ste-Cécile de Milton
Numéro de téléphone	450-372-2399
Adresse courriel	slapointe@matrec.ca
Représentant	
Nom du représentant	M. Sébastien Lapointe, Directeur de l'ingénierie et conformité environnementale
Coordonnées au travail	10930 rue Sherbrooke Est, Montréal (QC) H1B 1B4
Numéro de téléphone	450 641-3070
Adresse courriel	slapointe@matrec.ca

2. Description détaillée du projet

2.1 Historique et intervenants associés au projet

Le projet est réalisé sur le lieu d'enfouissement sanitaire (« LES ») situé à Sainte-Cécile-de-Milton, dans la M.R.C de la Haute-Yamaska. L'ancien LES, qui a été fermé en 2008, appartient à GFL Environnement (« GFL »). GFL n'a aucune obligation réglementaire de capter et détruire le biogaz du LES. Le projet est réalisé sur une base volontaire.

Le projet de destruction des gaz d'enfouissement du LES été par l'entité privée Terreau Biogaz SEC (« Terreau Biogaz »), en accord avec GFL qui avait cédé l'intégralité de ses droits gaziers sur le LES à Terreau Biogaz. La date officielle de démarrage du projet est le 15 juillet 2021. Par la suite, la totalité du projet, y compris les installations de la centrale de cogénération et les droits gaziers sur le LES, a été cédée par Terreau Biogaz à l'entreprise Cogen Biogaz HY s.e.c.. À compter du 1^{er} avril 2022, Cogen Biogaz HY s.e.c. est le promoteur officiel du projet.

2.2 Description du système technique

Un réseau de captage a été aménagé sur le LES afin de collecter le biogaz formé à la suite de la décomposition anaérobie des matières résiduelles enfouies. Le biogaz est collecté par des puits verticaux dans un réseau de conduites souterraines et acheminé vers des équipements de combustion, pour valorisation énergétique ou destruction du biogaz. Les équipements de combustion installés au site sont:

- une centrale de cogénération, comprenant deux (2) unités ayant chacune 1,06 MW de puissance électrique nominale et 600 kW de puissance thermique. Chaque unité consiste en un moteur à combustion interne Jenbacher couplé à une génératrice;
- deux (2) unités de destruction thermique (torchères à flamme invisible).

Les biogaz collectés dans le site sont dirigés, par un jeu de vannes, vers l'un ou l'autre des systèmes de destruction. Les opérations priorisent la centrale de cogénération, qui produit de l'électricité injectée sur le réseau d'Hydro-Québec et de la chaleur de procédé utilisée pour le traitement des eaux usées du lieu d'enfouissement. Les torchères sont utilisées pour détruire les volumes de biogaz que la centrale de cogénération n'a pas la capacité de valoriser, et également en relève lors de l'arrêt partiel ou complet de la centrale de cogénération.

La centrale fonctionne et produit de l'électricité 24 heures par jour, toute l'année. La disponibilité du système est supérieure à 95 %. Les seuls arrêts sont imputables à des bris ou à des arrêts pour maintenance. Un système de télémétrie avec enregistreur de données permet de suivre en temps réel et en permanence le bon fonctionnement des équipements. Un employé est présent sur le site de jour, 5 jours par semaine. Dans le cas de l'arrêt partiel ou complet de la centrale de cogénération, les biogaz soutirés sont acheminés par un jeu de vannes vers les torchères à flamme invisible pour destruction. Il est impossible, par conception, que le biogaz soutiré soit émis à l'atmosphère sans avoir été détruit ou brûlé. Le système fonctionne en circuit fermé : en cas d'arrêt d'un moteur, le système maintient la conduite d'alimentation en surpression et tente un redémarrage automatique. Si le redémarrage échoue, alors les vannes sont ajustées automatiquement pour acheminer le biogaz vers les torchères.

Il importe de préciser que le biogaz provenant du LET, site réglementé, est aussi capté et brûlé dans les mêmes équipements de valorisation ou destruction que le biogaz du LET. En raison des exigences réglementaires du REIMR qui régit l'exploitation du LET, ce dernier ne peut pas être éligible à un projet de crédits compensatoires. À ce titre, le LET est muni de son propre réseau de captage et de son propre système de mesurage (débitmètre, analyseur de gaz). Ainsi, les débits et la qualité du biogaz provenant du LES et du LET sont mesurés et enregistrés séparément. La quantification des réductions de GES permises par le projet de crédits compensatoires s'appuie exclusivement sur les données du LES.

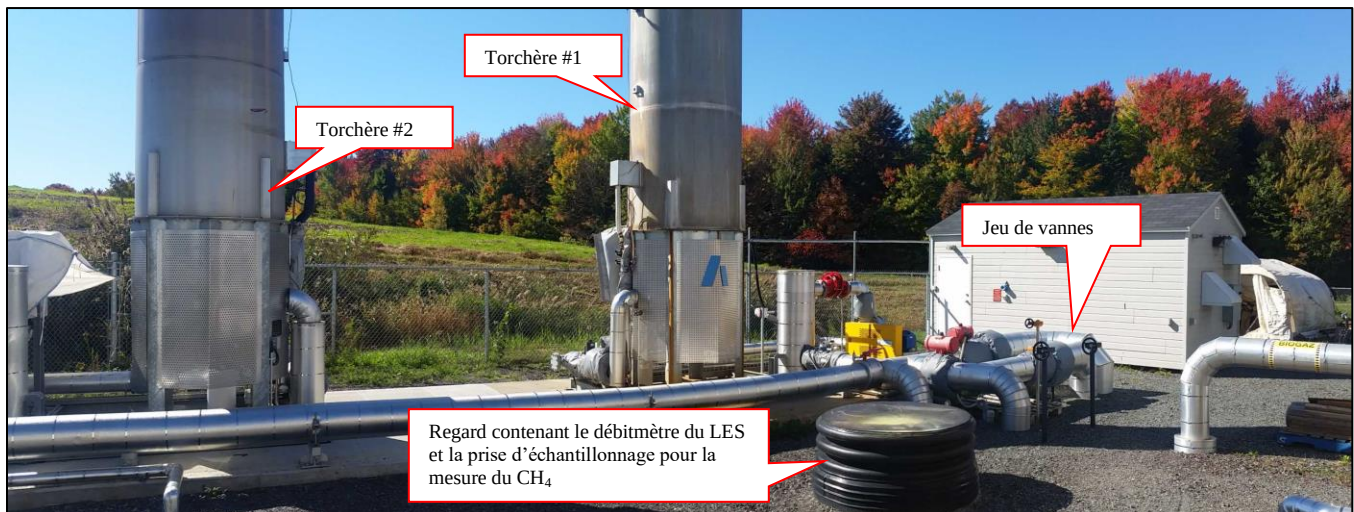


Figure 1 Unités de destruction thermique (torchères à flamme invisible)

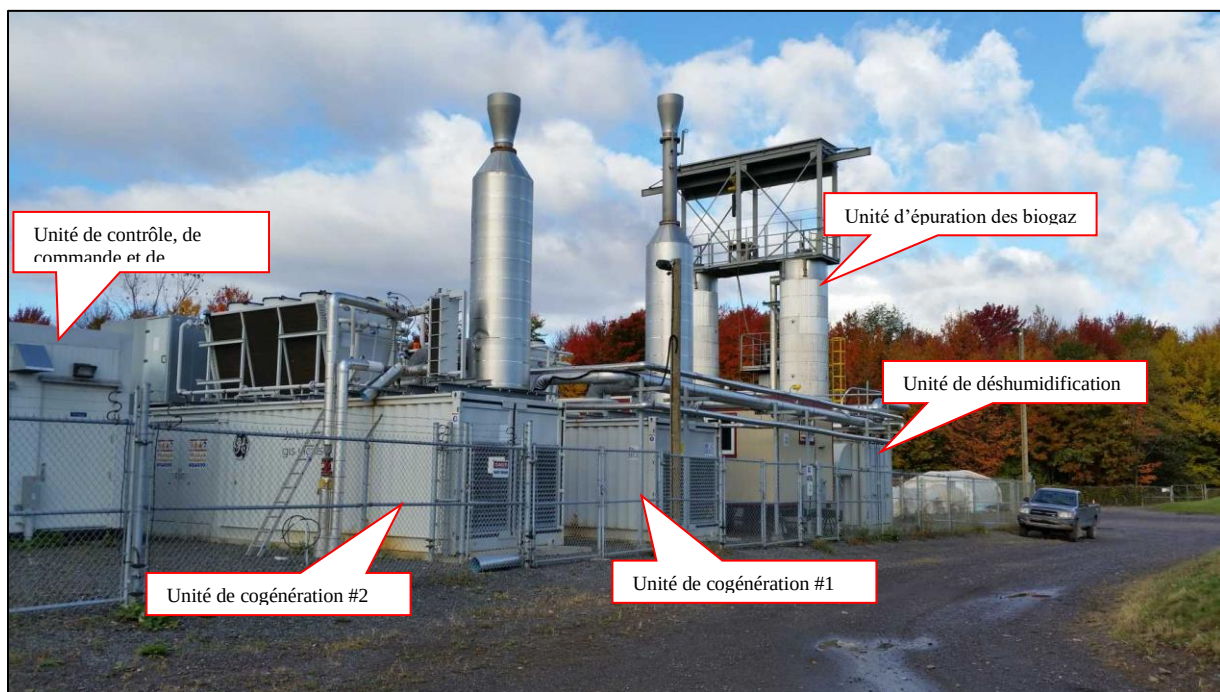


Figure 2 Vue d'ensemble de la centrale de cogénération



Figure 3 Centrale de cogénération

3. Modifications apportées au projet depuis le rapport de projet précédent

Non applicable.

4. Admissibilité

4.1 Localisation des sites du projet

Coordonnées municipales du site de projet	702 route 137 Sud, Sainte-Cécile-de-Milton
Longitude et latitude de chaque site (coordonnées de positionnement global [GPS])	45° 27' 38" N 72° 46' 28" O

4.2 Conditions spécifiques au lieu d'enfouissement

Lieu d'enfouissement en exploitation	
Quantité de matière résiduelle reçue durant la période de déclaration visée par le rapport de projet (tonnes métriques)	0
Capacité autorisée (m ³)	Non inscrite à l'autorisation de ce site non réglementé ayant terminé ses activités avant le 19 janvier 2009.

Précisez si le lieu d'enfouissement a l'obligation, au moment du dépôt de l'avis de projet ou de l'avis de renouvellement, de capter et détruire le méthane.	Les réductions d'émissions de GES sont réalisées à l'initiative du promoteur. Le projet est <u>volontaire</u> en ce sens qu'il n'est pas réalisé, au moment de son enregistrement ou de son renouvellement, en raison d'une disposition législative ou réglementaire, d'un permis, de tout autre type d'autorisation, d'une ordonnance rendue en vertu d'une loi ou d'un règlement ou d'une décision d'un tribunal.
--	---

4.3 Dispositif de destruction

Dispositif de valorisation ou de destruction	
Indiquez le ou les dispositifs de destruction ou de valorisation utilisés dans le cadre du projet.	Unité de cogénération de 2,12 MW et en relève, deux torchères à flamme invisible de Hofstetter de 800 m ³ /h chacune
Efficacité de destruction utilisée	0,936 (Annexe « A » , moteur à combustion interne)

5. Quantification des réductions d'émissions de GES attribuables au projet

Les SPR visés par le projet sont ceux montrés à la Figure 1 de l'Annexe B du *Règlement relatif aux projets de valorisation et de destruction de méthane provenant d'un lieu d'enfouissement admissibles à la délivrance de crédits compensatoires*.

Les SPR à considérer sont ceux à l'intérieur de l'encadré en pointillés de la figure précédente. Parmi les six (6) SPR à considérer :

- Le SPR 4 représente les émissions de GES dues à la décomposition des matières résiduelles. Les émissions diffuses de méthane à la surface du LES ne sont pas connues, puisqu'elles peuvent être estimées par calcul théorique mais ne peuvent pas être mesurées directement. Les émissions de GES calculées pour ce SPR correspondent à la **portion du biogaz qui aurait été émise à l'atmosphère en l'absence de projet**
- Les émissions du SPR 5 sont négligeables par rapport aux réductions permises par le projet (écart supérieur à 8 ordres de grandeur selon un calcul préliminaire);
- Les SPR 6 et SPR 8 et SPR 9 sont directement applicables au Projet.
- Le SPR 7 est moins important dans ce Projet par rapport à la valorisation.

Le tableau de la section 5.1 suivante résume les SPR retenus pour les scénarios de référence et de projet.

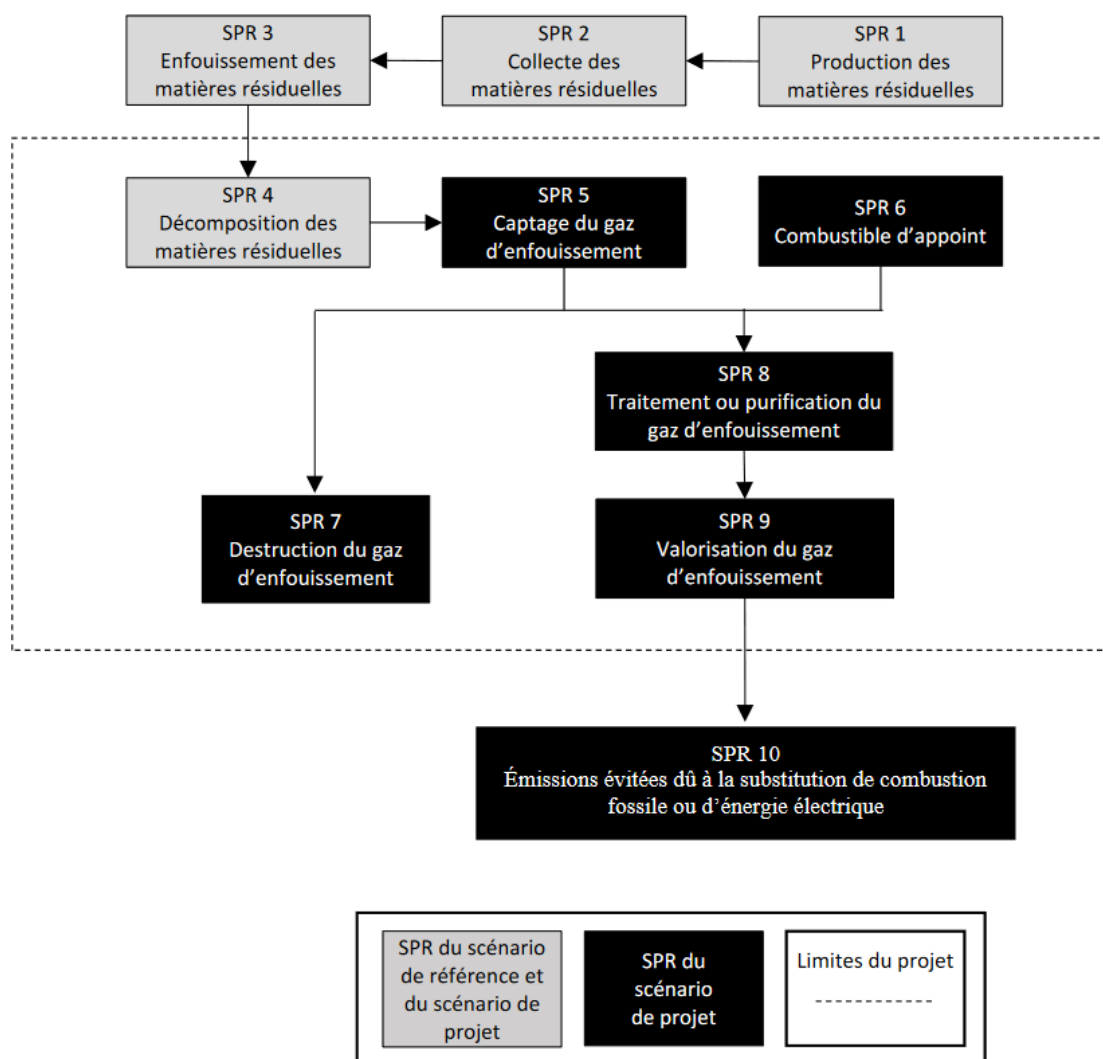


Figure 1 – Illustration des limites du système

(figure tirée de l'Annexe B du Règlement)

5.1 Sources, puits et réservoirs de GES (SPR) du projet

N° SPR	Description	GES visés	Scénario de référence et/ou scénario de projet
4	Décomposition des matières résiduelles – Fraction qui aurait été émise à l'atmosphère en l'absence de Projet	CH ₄	R, P

6	Combustible d'appoint	CO ₂ CH ₄ N ₂ O	P
9	Valorisation du gaz d'enfouissement	CH ₄	P

5.2 Méthodes de calcul applicables à la quantification

Le calcul du facteur d'oxydation est basé sur le type de recouvrement du LES et celui-ci est en sol donc il est de 10%.

En ce qui concerne les émissions du scénario de projet : la centrale de cogénération brûlant la grande majorité des biogaz devient la référence de ce projet. La torchère n'est qu'un appoint dans le cas de bris de la centrale est assimilée à la valorisation en termes de facteur d'efficacité de destruction pour simplifier les calculs des réductions.

La torchère qui est en fonction que très rarement lors d'arrêt de la centrale démarre généralement avec du biogaz. Il y a une possibilité de démarrer également avec bonbonne de propane de 20 litres présente en tant que solution d'urgence mais ce n'est pas utilisée dans les conditions normales. La bonbonne n'a pas été remplie ou remplacée durant la période de déclaration. La quantité de propane utilisée est nulle. Les émissions du scénario de projet sont nulles.

Équation 1 : $RE = ER - EP$	
Paramètre	Valeur
RE = Réductions d'émissions de GES attribuables au projet, en tonnes métriques en équivalent CO ₂	8 423 t-CO ₂ e
ER = Émissions de GES du scénario de référence, calculées selon l'équation 2 de l'article 20, en tonnes métriques en équivalent CO ₂	8 423 t-CO ₂ e
EP = Émissions de GES du scénario de projet attribuables à la consommation de combustible fossiles, calculées selon l'équation 9 de l'article 22, en tonnes métriques en équivalent CO ₂	0 t-CO ₂ e
Équation 3 : $OX = \frac{(0 \% \times S_{ZC}) + (10 \% \times S_{ZNC})}{S_{ZC} + S_{ZNC}}$	
Paramètre	Valeur
OX = Facteur d'oxydation utilisé	10 %
S _{ZNC} = Superficie de la zone en exploitation du lieu d'enfouissement non couverte par la géomembrane du recouvrement final au début de la période de déclaration (m ²)	100 %
S _{ZC} = Superficie de la zone du lieu d'enfouissement remplie et couverte par une géomembrane (m ²)	0 m ²

Équation 8 : $VGE_{i,t} = VGE_{noncorrigé} \times \frac{293,15}{T} \times \frac{P}{101,325}$	
Les valeurs de débit sont normalisées aux conditions de référence prévues au Règlement, selon l'équation 8 ci-dessus.	
Équation 9 : $\dot{E}P = \sum_{f=1}^n \left[CF_f \times \left[(F\dot{E}_{CO_2,f} \times 10^{-3}) + (F\dot{E}_{CH_4,f} \times PRP_{CH_4} \times 10^{-6}) + (F\dot{E}_{N_2O,f} \times PRP_{N_2O} \times 10^{-6}) \right] \right]$	
ÉP = Émissions de GES du scénario de projet attribuables à la consommation de combustible fossiles, en tonnes métriques en équivalent CO ₂	0
f = Type de combustible fossile	Propane
n = Nombre de types de combustible fossiles	1
CF _f = Quantité totale de combustible fossile f consommée	0 litres
F $\dot{E}_{CO_2,f}$ = Facteur d'émission de CO ₂ du combustible fossile	1,510 kg/l
F $\dot{E}_{CH_4,f}$ = Facteur d'émission de CH ₄ du combustible fossile f	0,024 g/l
PRP _{CH₄} = Potentiel de réchauffement planétaire du CH ₄	25
F $\dot{E}_{N_2O,f}$ = Facteur d'émission de N ₂ O du combustible fossile f	0,108 g/l
PRP _{N₂O} = Potentiel de réchauffement planétaire du N ₂ O	298

5.3 Problème survenu

- 1) Une période de défaut de l'analyseur de gaz est survenue en février 2024, les données manquantes ont été corrigées selon les équations prévues au règlement.
- 2) Lors de la vérification des instruments de mesure le 26 mars 2024, une dérive de plus de 5 % a été constatée pour l'analyseur de biogaz ExTox (écart mesuré 7,3 %) tel que détaillé à la section 6.2 et à l'annexe 10. Tel que préconisé à l'article 29 du Règlement :

« le promoteur doit corriger les mesures de débits volumiques de gaz d'enfouissement des débitmètres du projet ou les mesures de concentrations de CH₄ des analyseurs du projet en multipliant ces mesures de débits ou de concentration par l'erreur relative obtenue selon cette équation ».

Ainsi, pour se conformer à l'article 29, l'ensemble des lectures de taux de CH₄ mesurées entre 1^{er} avril 2023 (début de la période de projet) et le 26 mars 2024 (date de l'étalonnage de l'instrument) a été corrigé par multiplication par un facteur de (100 % - 7,3 %) = 92,7 %.

5.4 Données manquantes

Période de données manquantes	Types de données manquantes	Méthode de remplacement utilisée	Valeur utilisée
2024/02/07 01h33 à 01h55	Analyseur de méthane (CH ₄)	Annexe C du Règlement (chapitre Q-2, r. 35.5) Période : moins de 6 heures	44,31 %
2024/02/07 02h15 à 02h36	Analyseur de méthane (CH ₄)	Annexe C du Règlement Période : moins de 6 heures	44,25 %
2024/02/04 02h49 à 03h09	Analyseur de méthane (CH ₄)	Annexe C du Règlement Période : moins de 6 heures	44,22 %
2024/02/07 03h25 à 03h45	Analyseur de méthane (CH ₄)	Annexe C du Règlement Période : moins de 6 heures	44,28 %
2024/02/08 18h30 au 2024/02/09 12h34	Analyseur de méthane (CH ₄)	Annexe C du Règlement Période : 6 à moins de 24 heures	43,27 %
2024/02/09 13h12 au 2024/02/14 11h52	Analyseur de méthane (CH ₄)	Annexe C du Règlement Période : 24h à moins de 7 jours	43,37 %

5.5 Réductions d'émissions de GES attribuables au projet

Numéro de la période de déclaration	Dates de la période de déclaration		Millésime ¹	Quantité totale de réductions d'émissions de GES déclarée (tm éq. CO ₂)
	Date de début (aaaa-mm-jj)	Date de fin (aaaa-mm-jj)		
1	2021-07-15	2021-12-31	2021	4 839
1	2022-01-01	2022-03-31	2022	2 261
2	2022-04-01	2022-12-31	2022	5 700
2	2023-01-01	2023-03-31	2023	1 832
3	2023-04-01	2023-12-31	2023	6 359
3	2024-01-01	2024-03-31	2024	2 064
				Total : 23 055

6. Surveillance du projet

6.1 Plan de surveillance

Cette section présente le plan et les méthodes de surveillance, de mesure et de suivi du projet ainsi que les méthodes d'acquisition des données nécessaires aux calculs des réductions d'émissions de GES. Elle décrit aussi les processus de gestion des données, de surveillance du projet et d'entretien des équipements qui sont mis en œuvre.

¹ Le millésime est l'année civile au cours de laquelle les réductions d'émissions de GES ont eu lieu et sont quantifiées. Si une période de déclaration chevauche deux années civiles, les réductions d'émissions de GES doivent être quantifiées séparément pour chaque millésime.

Respect des exigences prévues par le règlement

Les calculs ont été effectués avec les équations présentées à la Section II du Règlement. Les données réelles provenant du système sont utilisées : débitmètre et analyseur de méthane.

La collecte des données et la surveillance du projet sont effectuées selon la Section III du Règlement.

Les instruments de mesure répondent aux exigences des articles 25 à 27 du Règlement.

À chaque fin de période de référence, un rapport de réduction des émissions est effectué. La conformité des données, surveillance, calculs, etc., présentés est vérifiée par un organisme externe accrédité ISO 14065.

Entretien des équipements

Le personnel de Cogen Biogaz HY assure une présence régulière au site, et effectue une maintenance préventive et corrective au besoin de toutes les composantes techniques du système.

Méthodes d'acquisition des données

L'analyseur de gaz en continu mesure le taux de CH₄ dans le biogaz soutiré du lieu d'enfouissement avant son entrée à la torchère. Un débitmètre et des transmetteurs de pression et de température sont également placés avant la torchère. Ceux-ci permettent la mesure et l'enregistrement des données concernant le débit réel du gaz brûlé (m³/h), sa température d'entrée (°C) et sa pression (mbar) ainsi que le taux de méthane (% v/v). Les paramètres mesurés en continu permettent de calculer la quantité (volume normalisé et masse) de méthane détruit à la torchère. La normalisation du débit (Nm³/h) aux conditions de référence se fait automatiquement par le système, en utilisant la formule suivante :

$$Q \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] = \frac{P [\text{atm}]}{P_{\text{Ref}} [\text{atm}]} * \frac{T_{\text{Ref}} [^\circ \text{K}]}{T [^\circ \text{K}]} * Q \left[\frac{\text{m}^3}{\text{h}} \right]$$

Où :	Q	Débit de biogaz
	P	Pression réelle
	P _{Ref}	Pression de référence (1 atm)
	T	Température réelle
	T _{Ref}	Température de référence (0 °C ou 273,15 ° K)

Il doit être souligné que le calculateur du débitmètre normalise le débit à 0 °C et 1 atm. Lors du traitement des données pour le calcul des réductions d'émissions de GES, le débit normalisé est ramené à 20 °C et 1 atm. Les volumes de CH₄ collectés et détruits qui sont inscrits au présent rapport sont exprimés dans les conditions de référence préconisées par le Règlement.

Les données sont par la suite envoyées à un enregistreur de données automatiques. L'ensemble des paramètres pertinents enregistrés sur l'enregistreur de données local est transféré en temps réel, via Internet, à un poste de surveillance distant. Celui-ci permet de suivre le fonctionnement de la torchère en continu et répondre rapidement si une intervention terrain est nécessaire.

En guise de système de sauvegarde des données, le poste de surveillance distant est muni d'un double disque dur miroir d'une capacité de 150 giga-octets. Il est également

muni d'un système d'alimentation sans interruption (ASI) qui lui assurera un fonctionnement en cas de panne de courant, ainsi que d'une protection contre les surintensités et les perturbations de réseaux électriques.

Le détail technique des équipements en place est joint à l'Annexe 9.

Plan de surveillance et de gestion des données

Le plan de surveillance pour effectuer la mesure et le suivi des paramètres du projet est montré au Tableau 6.1.

Tableau 6.1 Plan de surveillance du projet

Paramètre	Description du paramètre	Unité de mesure	Méthode	Fréquence de mesure	Responsable
SZNC	Superficie de la zone en exploitation du lieu d'enfouissement non couverte par une géomembrane	%	Constante	Au début du projet et équivaut à 100 % de la surface	Information obtenue par Cogen Biogaz HY
$VGE_{i,t}$	Volume corrigé de gaz d'enfouissement dirigé vers le dispositif de valorisation ou de destruction i , durant l'intervalle t	Mètres cubes aux conditions de référence	Mesuré	En continu, enregistrée toutes les 15 minutes et totalisé sous forme de moyenne au moins une fois par jour	Cogen Biogaz HY
$C_{CH_4,t}$	Concentration moyenne de CH ₄ dans le gaz d'enfouissement durant l'intervalle t	Mètres cubes aux conditions de référence par mètre cube de gaz d'enfouissement aux conditions de référence	Mesuré	En continu, enregistrée toutes les 15 minutes et totalisé sous forme de moyenne au moins une fois par jour	Cogen Biogaz HY
$VGE_{noncorrigé}$	Volume non corrigé du gaz d'enfouissement capté durant l'intervalle donné	Mètres cubes	Mesuré	Seulement lorsque les données de débit ne sont pas ajustées aux conditions de référence	Cogen Biogaz HY
T	Température du gaz d'enfouissement	°C	Mesuré	En continu	Cogen Biogaz HY
P	Pression du gaz d'enfouissement	kPa	Mesuré	En continu	Cogen Biogaz HY
CF_f	Quantité totale de combustible fossile f consommé	Kilogramme (solide) Mètres cubes aux conditions de référence (gaz) Litres (liquide)	Calculé en fonction des registres d'achat de combustibles fossiles	À chaque période de déclaration	Cogen Biogaz HY
N/A	État de fonctionnement des dispositifs de valorisation ou de destruction	Degré Celsius ou autres, conformément à la présente section	Mesuré pour chaque dispositif de valorisation ou de destruction	Horaire	Cogen Biogaz HY
N/A	État de fonctionnement du thermocouple ou du dispositif de suivi du dispositif de valorisation ou de destruction		Mesuré	Horaire pour le thermocouple et indéterminé pour les autres dispositifs de suivi	Cogen Biogaz HY
Assurance-qualité	Volume annuel de gaz	N/A	Bilan de masse Vérifications	Annuellement, lors de la compilation des données d'opération de la période de projet	Tetra Tech

Paramètre	Description du paramètre	Unité de mesure	Méthode	Fréquence de mesure	Responsable
Assurance-qualité intégrité des données	Vérification de l'intégrité des données et méthode de remplacement des données manquantes (débitmètre et analyseur de gaz)	N/A	Selon l'article 23 du règlement Q-2, r. 35.5 (Annexe C)	Annuelle	Cogen Biogaz HY
N/A	Calibrations débitmètre	N/A	Selon la méthode du fabricant	Annuelle	Manufacturier Endress+Hauser
N/A	Calibrations analyseur de gaz	N/A	Selon la méthode du fabricant	Annuelle	Cogen Biogaz HY
N/A	Entretien, nettoyage et inspection des équipements	N/A	Selon les préconisations des fabricants Endress+Hauser et GE Energy	Selon le calendrier prévu aux plans de maintenance des équipements - Torchère : « Plan de maintenance » - Génératrices : « Plan d'entretien type 3B »	Cogen Biogaz HY

6.2 Entretien, vérification et étalonnage du débitmètre et de l'analyseur de méthane

Lors de la vérification de l'analyseur de gaz le 26 mars 2024, une dérive de plus de 5 % a été constatée (7,3 %). Afin de se conformer à l'article 29 du Règlement, les taux de CH₄ mesurés entre le 1^{er} avril 2023 et le 26 mars 2024 ont été corrigés par multiplication par un facteur de (100 % - 7,3 %) = 92,3 %.

Débitmètre	
Type :	Débitmètre de type « thermique massique »
Modèle :	FCI Model ST98
Numéro de série :	413922-A
Date de la vérification	26 mars 2024
Compagnie responsable de la vérification ou de l'étalonnage	Tetra Tech QI inc.
$Erreur\ relative\ (\%) = \frac{M_{inst\ projet} - M_{inst\ référence}}{M_{inst\ projet}} \times 100$	Erreur relative = -3,6 %
$M_{inst\ projet}$ = Mesure des instruments du projet, soit le débit volumique du gaz d'enfouissement mesuré par le débitmètre du projet	144,3 Nm ³ /h
$M_{inst\ référence}$ = Mesure des instruments de référence, soit le débit volumique du gaz d'enfouissement mesuré par un débitmètre de référence ou un tube de Pitot de type L	139 Nm ³ /h
Si un étalonnage était requis à la suite de la vérification, veuillez l'indiquer et préciser la date et le nom de la compagnie responsable ayant effectué ces travaux.	N/A

Analyseur de CH ₄	
Type :	Analyseur de gaz ExTox
Modèle :	ET-4D2
Numéro de série :	A21-599001-001
Date de la vérification ou de l'étalonnage	26 mars 2024
Compagnie responsable de la vérification	Tetra Tech QI inc.
$Erreur\ relative\ (\%) = \frac{M_{inst\ projet} - M_{inst\ référence}}{M_{inst\ projet}} \times 100$	Erreur relative : 7,3 % (avant étalonnage) 0,2 % (après étalonnage)
$M_{inst\ projet}$ = Mesure des instruments du projet, soit la concentration de CH ₄ du gaz d'enfouissement mesurée par l'analyseur de CH ₄ du projet	47,6 % (avant étalonnage) 43,9 % (après étalonnage)
$M_{inst\ référence}$ = Mesure des instruments de référence, soit la concentration de CH ₄ du gaz d'enfouissement mesurée par un analyseur de CH ₄ de référence	44,1 % (avant étalonnage) 43,8 % (après étalonnage)
Si un étalonnage a été fait, veuillez l'indiquer et préciser la date et le nom de la compagnie responsable ayant effectué ces travaux.	Tetra Tech QI 26 mars 2024

6.3 Dispositif de destruction ou de valorisation du méthane

Dispositif de destruction autre qu'une torche	
Précisez le type de dispositif de suivi du dispositif de destruction.	Non applicable.
Décrivez comment le dispositif de suivi permet de vérifier l'état de fonctionnement du dispositif de valorisation ou de destruction.	Un débitmètre mesure les données de débit en continu et les collige dans une base de données. Une mesure de méthane est également faite séparément sur le biogaz qui provient du LES. En ce qui concerne le bon fonctionnement des équipements de valorisation ou de destruction : • La température de combustion des torchères est mesurée et enregistrée • Les paramètres d'opération de la centrale de cogénération sont suivis et enregistrés, parmi lesquels : débit d'alimentation, qualité du biogaz, puissance électrique fournie. Un technicien est présent à temps plein, de jour, pour le suivi de la centrale. Également, une facture de vente d'électricité à Hydro-Québec est jointe en Annexe 12 (preuve récente que la centrale fonctionne et fournit de l'énergie au réseau)

7. Organisme de vérification

Organisme de vérification	
Nom de l'organisme de vérification	Enviro-Accès inc.
Nom de l'organisme d'accréditation	Conseil canadien des normes (CCN), secteur technique « G3 SF Décomposition des déchets, manipulation et élimination »
Date de la visite du site du projet, le cas échéant	

8. Déclarations

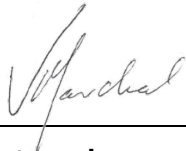
8.1 Déclaration du promoteur du projet

En tant que promoteur du projet de crédits compensatoires *Captage et destruction des biogaz du LES de Sainte-Cécile-de-Milton [LE014]*, ou que représentant dudit promoteur exerçant mes activités au sein de l'entité nommée ci-dessus, je déclare que :

- les réductions d'émissions de GES visées par le rapport de projet n'ont pas déjà fait l'objet de la délivrance de crédits compensatoires en vertu du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre, ou de crédits en vertu d'un autre programme de compensation d'émissions de GES, et que ces réductions d'émissions ne feront pas l'objet de la délivrance de crédits en vertu d'un tel programme;
- le projet est réalisé conformément à toutes les exigences qui lui sont applicables selon le type de projet et le lieu où il est réalisé;
- le projet est réalisé conformément au Règlement et que les documents et renseignements fournis dans le présent rapport de projet sont complets et exacts.

Cogen Biogaz HY s.e.c.

Nom du promoteur (dénomination sociale dans le cas d'une personne morale **ou nom et prénom** dans le cas d'une personne physique)



2024-07-22

Signature du promoteur (dans le cas d'une personne physique) **ou du représentant du promoteur** (dans le cas d'une personne morale)

Date de signature (aaaa-mm-jj)

Le cas échéant,

Vincent Marchal

Nom et prénom du représentant du promoteur

8.2 Déclaration du propriétaire du site du projet (si différent du promoteur)

En tant propriétaire du site du présent projet de crédits compensatoire *Captage et destruction des biogaz du LES de Sainte-Cécile-de-Milton [LE014]* du promoteur Cogen Biogaz HY s.e.c., je déclare que j'ai autorisé la réalisation du projet par le promoteur et que je m'engage à ne pas faire, à l'égard des réductions d'émissions de GES visées par le rapport de projet, de demande de délivrance de crédits compensatoires en vertu du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre ou de demande de délivrance de crédits en vertu d'un autre programme de compensation d'émissions de GES.

GFL Environnement

Nom du propriétaire (dénomination sociale dans le cas d'une personne morale
ou nom et prénom dans le cas d'une personne physique)



2023-08-24

Signature du propriétaire
(dans le cas d'une personne physique) **ou du représentant du propriétaire** (dans le cas d'une personne morale)

Date de signature (aaaa-mm-jj)

8.3 Déclaration du professionnel

En tant que représentant du professionnel intervenant dans la préparation et la réalisation du projet de crédits compensatoires *Captage et destruction des biogaz du LES de Sainte-Cécile-de-Milton [LE014]* du promoteur Cogen Biogaz HY s.e.c., je déclare que les renseignements et les documents fournis sont complets et exacts.



Guillaume Nachin, ing., M.Ing

Chargé de projet, Tetra Tech QI inc.

OIQ # 5023119

Annexes

Annexe 1 – Analyse d’impacts environnementaux

Non applicable.

Annexe 2 – Aide financière

Non applicable.

Annexe 3 – Localisation du site de projet

Centrale de
cogénération

LES

Erablière Martin SENC

Roland Thibault Inc

702 QC-137

137

137



CENTRALE DE COGÉNÉRATION

Débitmètre et
analyseur de gaz
du LES

Torchères à flamme invisible

Annexe 4 – Registre d'exploitation du lieu d'enfouissement



RAPPORT ANNUEL 2009
PROGRESSION DES OPÉRATIONS
ARTICLE 52 DU REIMR

Dossier: 02234
ANNEXE D

Les opérations dans l'ancien lieu d'enfouissement sanitaire se sont terminées le 18 janvier 2009. La superficie comblée est présentée sur le plan faisant état de la progression des opérations joint ci-après. À noter que le recouvrement final a été appliqué à cette partie et qu'elle sera végétalisée au printemps 2010.

En 2009 Roland Thibault Inc. a initié l'exploitation d'une nouvelle cellule, la 1A. Cette dernière n'a pas reçu recouvrement final. Tel que demandé à l'article 52, deuxième alinéa du REIMR, vous trouverez ci-après, un plan faisant état de la progression des opérations d'enfouissement incluant les zones de dépôt comblées, celles en exploitation ainsi que la capacité d'enfouissement encore disponible. Ces informations ont été établies suite à un relevé d'arpentage.

Tonnages de matières résiduelles enfouis au LES de Granby

Année	Tonnage enfoui	Année (suite)	Tonnage enfoui (suite)	Année (suite)	Tonnage enfoui (suite)
	t.m.		t.m.		t.m.
1955	13 578	1973	27 506	1991	55 989
1956	14 121	1974	28 606	1992	50 528
1957	14 685	1975	29 750	1993	33 574
1958	15 273	1976	30 940	1994	33 758
1959	15 884	1977	32 178	1995	50 514
1960	16 519	1978	33 465	1996	37 336
1961	17 180	1979	34 803	1997	20 673
1962	17 867	1980	36 195	1998	22 073
1963	18 582	1981	37 643	1999	22 602
1964	19 325	1982	39 149	2000	18 495
1965	20 098	1983	40 715	2001	20 614
1966	20 902	1984	42 343	2002	21 965
1967	21 738	1985	44 037	2003	31 184
1968	22 602	1986	45 799	2004	39 113
1969	23 512	1987	47 631	2005	73 010
1970	24 452	1988	49 536	2006	55 408
1971	25 430	1989	51 517	2007	52 717
1972	26 448	1990	58 578	2008	102 127

Annexe 5 – Autorisations nécessaires à la réalisation du projet



Sherbrooke, le 6 mai 2022

Monsieur Stéphane Boyer
Cogen Biogaz HY s.e.c.
408-85, rue Saint-Paul Ouest
Montréal (Québec) H2Y 3V4

N/Réf. : AM000003105
402136518

Objet : Demande d'avis de cession d'une autorisation – Terreau Biogaz sec.

Monsieur,

Nous avons bien reçu votre avis de cession transmis au ministre le 30 avril 2022, afin de l'informer de la cession des certificats d'autorisation concernant le projet cité en objet. À partir du 30 avril 2022, les autorisations identifiées au point 3 de l'avis de cession, octroyées initialement à l'entreprise Terreau Biogaz inc. seront dorénavant réputées être cédées à l'entreprise Cogen Biogaz HY S.E.C.

Prenez note que le nouveau titulaire d'autorisation se verra attribuer les mêmes droits et obligations que le titulaire précédent. Par le fait même, le nouveau titulaire se doit de se conformer aux obligations légales prévues par toute autre loi ou par tout autre règlement fédéral, provincial ou municipal.

Pour toute information supplémentaire, nous vous invitons à communiquer avec M. Yohan Nicholas Dionne, par courriel à yohannicholas.dionne@environnement.gouv.qc.ca.

Veuillez agréer, Monsieur, nos salutations distinguées.

Sophie Moffatt-Bergeron, ing.
Directrice régionale de l'analyse et de
l'expertise de l'Estrie

SMB/YND/jdt

c. c. M. Guillaume St-Gelais – Terreau Biogaz sec

Longueuil, le 30 juin 2011

PERMISSION

Terreau Biogaz, société en commandite
4655, boulevard Wilfrid-Hamel
Québec (Québec) G1P 2J7

N/Réf. : 7522-16-01-0001024
400833045

Objet : Construction sur un lieu d'élimination de matières résiduelles
désaffecté

Mesdames,
Messieurs,

À la suite de votre demande de permission datée du 24 mars 2011, reçue le 28 mars 2011 et complétée le 30 juin 2011, j'autorise, conformément à l'article 65 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (L.R.Q., chapitre Q-2), le titulaire ci-dessus mentionné à réaliser le projet décrit ci-dessous :

Construction d'un système de captage de biogaz au 702, route 137, sur le lot 3 556 631 du cadastre du Québec, dans la municipalité de Sainte-Cécile-de-Milton, municipalité régionale de comté de La Haute-Yamaska.

Les documents suivants, ainsi que ceux qui y sont annexés le cas échéant, font partie intégrante de la présente permission :

- Lettre au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, datée du 24 mars 2011, signée par William Rateaud et Stephen Davidson, ing., concernant « Demande de certificat d'autorisation pour la mise en place d'un système de captage du biogaz sur le LES Roland Thibault inc. »;
- Lettre au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, datée du 9 juin 2011, signée par William Rateaud et Stephen Davidson, ing., concernant « Demande de certificat d'autorisation pour la mise en place d'un système de captage du biogaz sur le LES Roland Thibault inc. / Ajout d'un système d'air comprimé »;

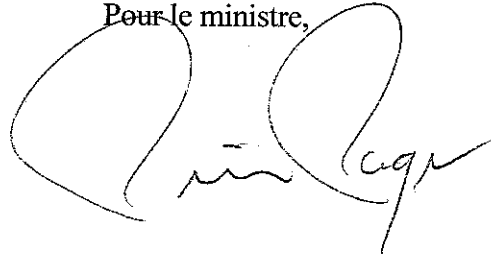
- Lettre au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, datée du 30 juin 2011, signée par William Rateaud, concernant « Demande de certificat d'autorisation pour la mise en place d'un système de captage du biogaz sur le LES Roland Thibault inc. ».

En cas de divergence entre ces documents, l'information contenue au document le plus récent prévaudra.

Le projet devra être réalisé conformément à ces documents.

En outre, cette permission ne dispense pas le titulaire d'obtenir toute autre autorisation requise par toute loi ou tout règlement le cas échéant.

Pour le ministre,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Paquin', written over a large, stylized circular mark.

PP/SR

Pierre Paquin
Directeur régional
de l'analyse et de l'expertise
de l'Estrie et de la Montérégie



Longueuil, le 24 octobre 2011

CERTIFICAT D'AUTORISATION

Terreau Biogaz, société en commandite
4655, boulevard Wilfrid-Hamel
Québec (Québec) G1P 2J7

N/Réf. : 7522-16-01-0000701
400868861

Objet : Aménagement et exploitation d'une centrale de production d'énergie électrique

Mesdames,
Messieurs,

À la suite de votre demande de certificat d'autorisation datée de février 2011, reçue le 24 février 2011 et complétée le 20 octobre 2011, j'autorise, conformément à l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (L.R.Q., chapitre Q-2), le titulaire ci-dessus mentionné à réaliser le projet décrit ci-dessous :

Aménager et exploiter une centrale de production d'énergie électrique située sur le lot 3 556 631 du cadastre du Québec, dans la municipalité de Sainte-Cécile-de-Milton et dans la municipalité régionale de comté de La Haute-Yamaska.

Les documents suivants, ainsi que ceux qui y sont annexés le cas échéant, font partie intégrante du présent certificat d'autorisation :

- Document au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, intitulé « Centrale de cogénération de la Haute-Yamaska – Roland Thibault inc. », préparé par BPR-Infrastructure inc., daté du 22 février 2011 et signé par William Rateaud;
- Plan no 03698A-C-DB01 révision 6, intitulé « Cogénération – R. Thibault », préparé par BPR-Infrastructure inc., signé et scellé par Stephen Davidson, ing. le 9 juin 2011;
- Document au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, intitulé « Demande de CA. / Centrale de cogénération de la Haute-Yamaska – Roland Thibault inc. / Étude de dispersion atmosphérique », préparé par BPR-Infrastructure inc., daté du 14 septembre 2011 et signé par William Rateaud;

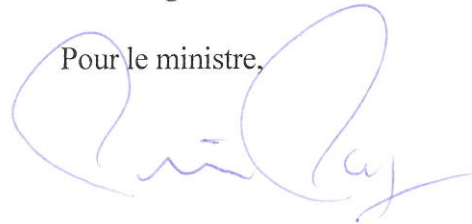
- Document au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, intitulé « Demande de CA / Centrale de cogénération de la Haute-Yamaska – Roland Thibault inc. / Plans demandés », préparé par BPR-Infrastructure inc., daté du 21 septembre 2011 et signé par William Rateaud;
- Lettre au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, datée du 5 octobre 2011, signée par William Rateaud, concernant « Demande de certificat d'autorisation – Réponses aux questions / Centrale de cogénération de la Haute-Yamaska – Roland Thibault inc. »;
- Lettre au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, datée du 20 octobre 2011, signée par Stephen Davidson, ing., concernant « Demande de certificat d'autorisation / Centrale de cogénération de la Haute-Yamaska – Roland Thibault inc. » et le courriel du 20 octobre 2011 du MDDEP.

En cas de divergence entre ces documents, l'information contenue au document le plus récent prévaudra.

Le projet devra être réalisé et exploité conformément à ces documents.

En outre, ce certificat d'autorisation ne dispense pas le titulaire d'obtenir toute autre autorisation requise par toute loi ou tout règlement le cas échéant.

Pour le ministre,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Paquin', is written over a faint circular stamp.

PP/SR

Pierre Paquin
Directeur régional
de l'analyse et de l'expertise
de l'Estrie et de la Montérégie

Annexe 6 – Facteur d'oxydation

Non applicable.

Annexe 7 – Rôle des personnes responsables

Cogen Biogaz HY
Captage et destruction du biogaz du lieu d'enfouissement sanitaire de Granby

Rôles et responsabilités

Rôles et responsabilités	Personnes-ressources	Description
Promoteur du projet	Cogen Biogaz HY inc. 408-85 rue Saint-Paul Ouest Montréal (QC) H2Y 3V4	
Personne-ressource autorisée	Vincent Marchal, Vice-président opérations 514 549-3449 vmarchal@plantecorp.com	
Personne chargée du suivi opérationnel des équipements	Mark Ostapovitch – Cogen Biogaz HY 450 372-7029 mostapovitch@hydromega.com	Opération des équipements Suivi du bon fonctionnement des équipements et instruments Maintenance
Personne chargée de la surveillance des GES	Sébastien Tilmant, Responsable, Environnement et optimisation des actifs – Cogen Biogaz HY 514 668-2285 stilmant@hydromega.com	Extraction et compilation de données d'opération (débit, taux de CH ₄ , température, périodes de fonctionnement) Compilation données consommation énergétique (propane, électricité)
Personne chargé de l'assurance qualité des données	Sébastien Tilmant – Cogen Biogaz HY	Vérification périodique du bon fonctionnement des instruments Coordination des interventions de tiers externes sur les instruments (calibration) Contrevérification des données de biogaz par d'autres paramètres d'opération
Personne chargée de la quantification de réductions de GES et du rapport de projet	Guillaume Nachin, ing. M.Ing – Tetra Tech QI inc. 514 884-0186 guillaume.nachin@tetrattech.com	Traitement des données d'opération Calcul des émissions et réductions de GES Rédaction des rapports et formulaires
Personne chargée du contrôle qualité	Guillaume Nachin, ing. M.Ing – Tetra Tech QI inc. 514 884-0186 guillaume.nachin@tetrattech.com	Contrevérification des calculs de réductions de GES (recalcul manuel, validation des résultats par d'autres équations)

Annexe 8 – Registres d'entretien

Cogen Biogaz HY - Captage et destruction des biogaz du LES de Granby

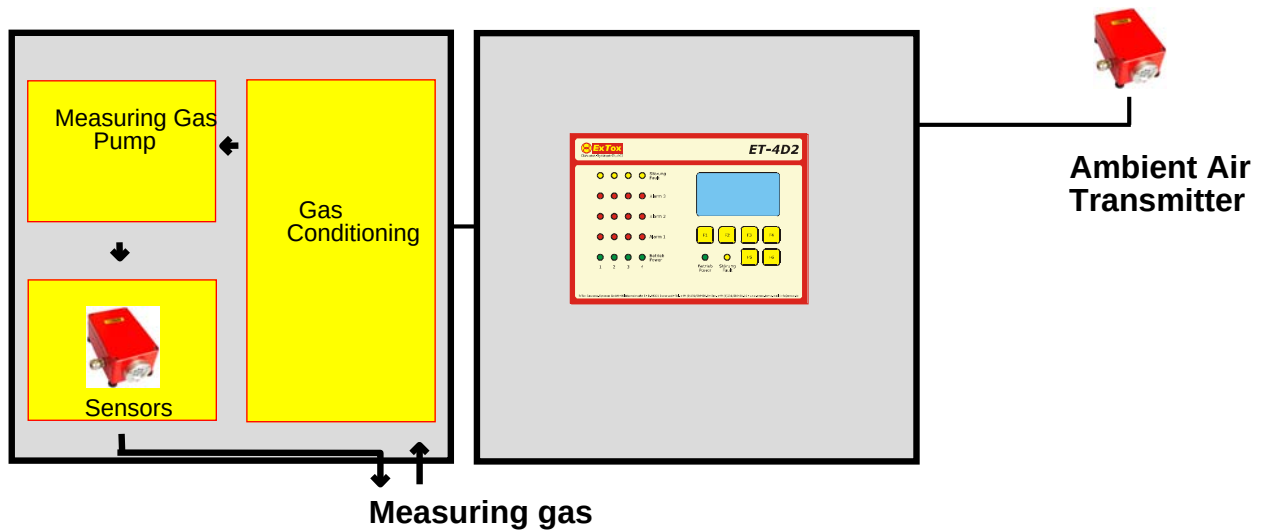
LE014 - 50498TT

Période de déclaration couverte : 1er avril 2023 au 31 mars 2024

Registre d'entretien des équipements

Date	Équipement	Description
2023-01-10	Engine #1	Oil change
2023-01-10	Engine #2	Oil change
2023-02-21	BOP	LET air compressor oil change
2023-03-14	Engine #2	Oil change
2023-03-17	Engine #1	2k hours maintenance
2023-03-17	Engine #2	2k hours maintenance
2023-03-17	Engine #1	Oil change
2023-03-21	BOP	South tower media change
2023-03-24	Engine #2	Turbo replacement + emissions settings
2023-05-08	Engine #2	20k hours maintenance (end on May 10)
2023-05-11	Engine #1	2k hours maintenance
2023-05-12	Engine #2	Oil change
2023-05-18	Engine #1	Emissions settings
2023-05-24	Engine #1	Oil change
2023-05-26	Engine #2	Generator swap
2023-06-12	BOP	North tower media change
2023-07-20	Engine #2	Intercooler swap + oil change
2023-07-21	Engine #1	2k hours maintenance + oil change
2023-08-17	Engine #1	Oil change
2023-09-07	Engine #2	Oil change
2023-10-16	Substation	Annual electrical maintenance
2023-10-16	Engine #1	Oil change
2023-12-04	Engine #1	Oil change
2023-12-19	Engine #2	Oil change
2024-02-13	Engine #2	Oil change
2024-03-25	Engine #1	Oil change
2024-04-02	Engine #2	Oil change
2024-04-09	BOP	South tower media change
2024-04-17	BOP	North tower media change
2024-03-14	Engine #2	2k hours maintenance
2024-03-18	Engine #2	Emissions settings

Annexe 9 – Instrument de mesure et dispositif



Description

Integral Measuring Concept:

- Sampling and conditioning of measured gas, transmitter and evaluation combined in one compact wall mounted housing.
- At the same time possibility of continuous monitoring of ambient air.
- Four 4-20 mA-outputs (only 420109: IMC-4DA2)

Features

Transmitter

- Number: 1 to 4
- Allocation of transmitter inputs to analysis including sampling and conditioning of measured gas as well as monitoring of ambient air freely selectable

Signal Processing

- Selection out of ExTox-Series Sens(-I) and ExSens(-I)
- Control Unit ET-4D2 or ET-4DA2 for 4 transmitter inputs, incl. 8 freely configurable relay outputs and serial interface; additionally control of sampling and conditioning of measured gas as well as evaluation of status messages.

Sampling of Measured Gas

- Software Extension IMC
- Continuous monitoring of ambient air
- Gas suction pump and electronic flow rate monitoring
- Maximum length of sample line ≥ 50 m
- Manual condensate trap
- Magnetic valve to change from measured gas to test gas
- Hosing: PE/PP
- Dust filter

Connections

At the bottom of the housing for 4/6-Hose (inner / outer $\varnothing$: 4/6 mm)

- 3 glands for measured gas inlet, test gas and gas outlet
- 1 gland for condensate outlet

Operation Temperature

+5 °C to +40 °C

Pressure at sampling point

-100 hPa to +100 hPa (relative to ambient)

Mechanical Features

Dimensions

Standard version: 600 mm x 600 mm x 350 mm (Height x Width x Depth)

Housing

Wall mounted housing with door, mounting plate, foamed-in door sealing, 2 cam locks

Material

Steel, powder-coated in textured RAL 7035

Climatisation

2 fans, rotary speed monitored (at the same time leakage protection)

Storage Temperature

-25 °C to +60 °C

Electrical Features

Power Supply

- 230 V AC
- Power Supply 230 V AC/24 V DC, 120 W integrated

Cable Gland

At the bottom of the housing

- 1 x M20 x 1.5 (diameter of cable 7-13 mm)
- 10 x M16 x 1.5 (diameter of cable 5-10 mm)

Terminal Assignment

- Power supply
- Central connection PCB for transmitter and digital inputs and relay outputs

Integral Measuring Concept IMC-4D(A)2

Article-No.: 420108 (420109)

Options

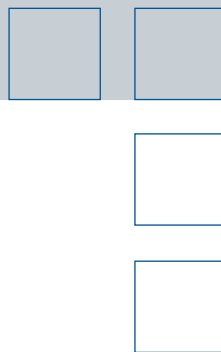
- Monitoring of Ambient Air:
A continuous monitoring of ambient air can also be realised via external ExTox-Transmitters.
- Flame Arrestor ☞ IIG IIB3 (Standard) or ☞ IIG IIC:
When sampling in hazardous areas the gas flow inside the IMC is decoupled of the monitored process as far as the danger of explosion is concerned. The flame arrestor is connected to the measured gas inlet. When returning the measured gas into the process another flame arrestor at the measured gas outlet is necessary.
- Condensate trap incl. Hose pump:
Removal of condensate is automatically done by hose pump.
- Measured gas cooler including automatic removal of condensate:
Gas dehumidification by means of a Peltier cooler, temperature of measured gas at outlet: +5 °C
(Recommended for very high humidity content in measured gas.)
- Hydrophobic dehumidification of measured gas:
Dehumidification of gas is done via a chemical exchange process.
(Recommended for very high humidity content in measured gas.)
- Heating for enclosure with thermostat control +5 to +30 °C :
Necessary for very low temperatures at the place of application. Formation of condensate inside the housing is avoided when installing the IMC outside.
- ProfiBus®-Connection:
Measured values and messages can be transferred to a ProfiBus® via Interface. (Further connections to superior systems on request).
- Data Logger:
Measured values and messages are stored on a SD memory card. All data can be read out and processed on every standard PC later on.
- Customer specific modifications – Ask us!
Different applications also require different monitoring concepts. The modular design of our IMC-Systems allows us to respond to your special wishes and requirements.

This Data Sheet is at the same time a type specific supplement
to the Instruction Manual *ExTox Integral Measuring Concept Series IMC-8 and IMC-4*.

(Subject to technical changes)

FCI ST98 Series Thermal Mass Flow Meters

Gas Flow Measurement Solutions
for Process and Plant Applications



Chemical
Wastewater Treatment, Landfills
Refineries
Oil & Gas
Mining
Metals
Manufacturing
Cement, Stone, Brick, Glass
Power Utilities
Pulp & Paper
Food & Beverage
And more...

FCI FLUID COMPONENTS
INTERNATIONAL LLC

FCI ST98 SERIES

ST98 Series Features

- Air and Gas Direct Mass Flow Measuring
- Flow Rate, Total Flow, and Temperature Display
- No Moving Parts, Lowest Maintenance
- Line Sizes 1" to 42" [25 to 1066 mm]
- Precision Calibrated
- Fluid Temperatures to 850 °F [454 °C]
- Rugged, All-Metal Agency-Certified Enclosures
- Integral and Remote Electronics Versions
- Comprehensive Approvals for Hazardous Locations
- RS232C, HART® and PROFIBUS® Communications
- 110 Year MTBF



Model ST98 is an insertion flow meter for pipe sizes from 2 1/2" to 42" [64 to 1066 mm]. Typical calibration range is from 0.75 to 600 SFPS [0.21 to 172 NMPS].¹

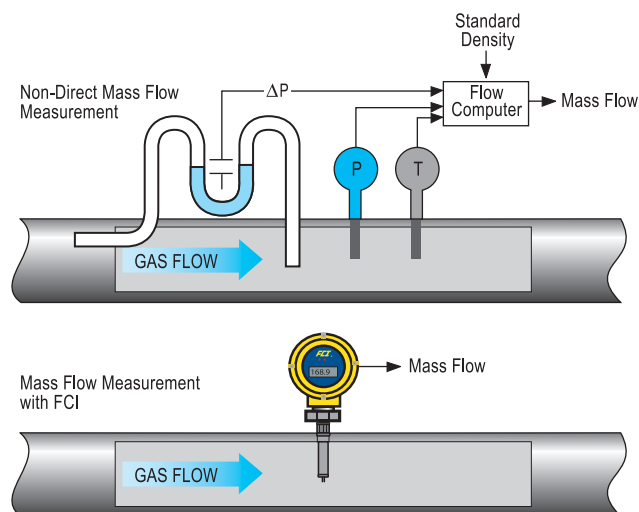


Model ST98L is an in-line flow meter for use in line sizes 1", 1 1/2" and 2" [DN25, DN40, and DN50]. Typical calibration range is from 0.006 SCFM to 1850 SCFM [0.01 NCMH to 3140 NCMH].¹

The ST98 Air / Gas Mass Flow Meter Solution

ST98 flow meters combine proprietary equal mass thermal dispersion flow sensing elements, precision electronics, and exacting fluid calibrations, all packaged within rugged, industrial enclosures. The ST98 Series delivers a superior air/gas flow measurement solution that continuously meets performance specifications in the most demanding process and plant applications with virtually no scheduled maintenance.

ST98 flow meters feature FCI's patented no-moving parts flow element design that provides direct mass flow measurement with just a single process penetration. This saves you space and eliminates unnecessary installation, expense, and performance degradation associated with separate temperature and pressure sensors, and density calculation devices needed with inferred mass flow techniques. With no moving parts to plug or foul, ST98's deliver extensive cost savings over alternative high maintenance technologies. The result is an accurate and highly repeatable mass flow measurement at the lowest total installed cost. In today's complex process control schemes, the ST98 Series provides accurate gas flow measurements essential for process consistency, quality and safe plant operation.



FCI's ST98 Series features an accuracy of $\pm 1\%$ of reading, 0.5% of full scale and repeatability of $\pm 0.5\%$ of reading. The turndown ratio is factory preset to your application from a minimum of 10:1 to a maximum of 100:1 and is field adjustable within the calibrated range. ST98 flow meters are offered in a wide range of packaging options, mounting and installation options that ensure configuration matched to your exact application conditions. From compressed air to hydrocarbon gases, single gases to bio-gas mixtures, ST98 flow meters are at work improving processes throughout the world.

¹ At standard conditions of 70 °F and 14.7 psia [0 °C and 1.013,25 mBara for metric normal conditions]. Actual calibration range depends on actual fluid and conditions.

Sensors Optimized to Meet the Application

To match your flow application conditions, the ST98 and ST98L are both offered in a choice of two element designs. ST98 choices are –FP and –S. ST98L choices are –F and –S.

Select the –FP and –F style element for applications in dry, clean air/gases with fluid temperatures up to 850 °F [454 °C]. The –FP and –F designs incorporate FCI's exclusive equal mass sensor in smaller diameter thermo-wells for faster response time and improved repeatability in processes with dynamic temperature swings. The –FP also features a protective shroud.

Select the –S style element when your application involves dirty or erosive fluids, high moisture content gas or a pulsating flow. The –S element features more robust, thicker wall thermo-wells and an un-shrouded equal mass sensor element that provides a noise-filtered response, extended erosion resistance, and easier cleaning. In wet/dirty gas applications such as digester, landfill, bio-gases, wet compressed air, or with erosive particulates in the gas, the –S sensor element is often the optimal choice.

ST98 and ST98L models feature an all-welded element to ensure maximum strength, durability and leak proofing. Elements are available in 316L stainless steel or, for applications in highly corrosive fluids, Hastelloy-C materials of construction.



	Sensor Type	Material of Construction	All Welded	Standard Temperature Range to 350 °F [177 °C]	High Temperature Range to 500 °F [260 °C]	Ultra-High Temperature Range to 850 °F [454 °C]
ST98 Insertion	–FP	316L Stainless Steel	Yes	✓		ST98 HT (new) ✓
	–FP	Hastelloy-C	Yes	✓		ST98 HT (new) ✓
	–S	316L Stainless Steel	Yes	✓	✓	ST98 HT ✓
	–S	Hastelloy-C	Yes	✓	✓	ST98 HT ✓
ST98L In-Line	–F	316L Stainless Steel	Yes	✓		
	–F	Hastelloy-C	Yes	✓		
	–S	316L Stainless Steel	Yes	✓		
	–S	Hastelloy-C	Yes	✓		

Find your gas here?

FCI has provided thermal mass flow meter solutions for all of these and more...

Acetaldehyde	Ethyl Acrylate	Krypton	Propadiene
Acetic Acid	Ethyl Alcohol	Landfill Gas	Propane
Acetone	Ethyl Amine	(CH ₄ + CO ₂)	Propanol
Acetonitrile	Ethyl Benzene	M-Cresol	Propyl Chloride
Acetyl Chloride	Ethyl Bromide	Mercury	Propylene
Acetylene	Ethyl Chloride	Methane	Propylene Oxide
Air	Ethyl Fluoride	Methanol	Propyne
Allyl Chloride	Ethyl Mercaptan	Methyl Acetate	P-Xylene
Ammonia	Ethylene	Methyl Alcohol	R-11
Aniline	Ethylene	Methyl Amine	R-112
Argon	Dichloride	Methyl Butane	R-113
Benzene	Ethylene Oxide	Methyl Fluoride	R-114
Bio-Gas	Flare Gas	Methyl Formate	R-114B2
(CH ₄ + CO ₂)	Fluorine	Methyl Hexane	R-115
Boron Trifluoride	Fluorobenzene	Methyl Hydrazine	R-116
Bromine	Fluoriform	Methyl	R-12
Bromobenzene	Freon-11	Mercaptan	R-13
Butadiene	Freon-12	Methyl Octane	R-13B1
Butene	Freon-13	Methyl Pentane	R-14
Butylene Oxide	Freon-14	Methylal	R-142B
Butyne	Freon-21	Methylene	R-152A
Carbon Dioxide	Freon-22	Chloride	R-21
Carbon Disulfide	Freon-23	Morpholine	R-216
Carbon Monoxide	Furan	M-Xylene	R-22
Carbon	Halon	Naphthalene	R-23
Tetrachloride	Helium	Natural Gas	R-500
Carbonyl Sulfide	Heptene	N-Butane	R-502
Chlorine	Hexanol	N-Butane	R-503
Chlorobenzene	Hexene	N-Butanol	R-504
Chloroethane	Hydrazine	N-Butyl Alcohol	Radon
Chloroform	Hydrogen	N-Decane	R-C318
Chloromethane	Hydrogen	N-Dodecane	Saturated Steam
Chloroprene	Bromide	Neon	Silane
Cis-2-Butene	Hydrogen	Neopentane	Silicon
Cis-2-Hexene	Chloride	N-Heptane	Tetrachloride
Cumene	Hydrogen	N-Hexane	Styrene
Cyanogen	Cyanide	Nitric Oxide	Sulfur Dioxide
Cyclobutane	Hydrogen	Nitrogen	Sulfur
Cyclohexane	Deuteride	Nitrogen Dioxide	Hexafluoride
Cyclooctane	Hydrogen	Nitromethane	Sulfur Trioxide
Cyclopentane	Fluoride	Nitrous Oxide	Superheated
Cyclopropane	Hydrogen Iodide	N-Nonane	Thiophene
Decene	Hydrogen	N-Octane	Titanium
Deuterium	Peroxide	Nonene	Tetrachloride
Deuterium Oxide	Hydrogen Sulfide	N-Pentane	Toluene
Diethyl Amine	Iodine	N-Propanol	Trans-2-Butene
Diethyl Ether	Isobutane	N-Propyl Alcohol	Trimethyl Amine
Diethyl Ketone	Isobutene	N-Propyl Amine	Triptane
Digester Gas	Isobutyl Alcohol	N-Undecane	Uranium
(CH ₄ +CO ₂)	Isoheptane	Octene	Hexafluoride
Dimethyl Ether	Isohexane	Oxygen	Vinyl Acetate
Dimethyl	Isooctane	O-Xylene	Vinyl Chloride
Propane	Isopentane	Ozone	Vinyl Fluoride
Dimethyl Sulfide	Isoprene	Pentanol	Vinyl Formate
Ethane	Isopropyl Alcohol	Pentene	Water Vapor
Ethanol	Isopropyl Amine	Phenol	
Ethyl Acetate	Ketene	Phosgene	

Robust, Rugged Electronics and Transmitter

ST98 Series transmitters feature robust, microprocessor-based electronics that undergo rigorous testing and quality assurance checks to ensure continuous, reliable long-term operation in the most demanding installations. The electronics feature FCI's exclusive, multi-poly curve fit linearization technique to achieve maximum flow measurement accuracy and repeatability. All gas calibration data specifics for your meter and your application are stored in non-volatile memory and always retained in the event of a power loss.

All wiring terminal blocks are easily and safely accessed through the ST98 enclosure's front door or via the removable dual-covers of the explosion-proof transmitter. The instrument's universal power supply accepts AC (85 to 260 volts) or 24 Vdc. The transmitter's analog output is field selectable as 4-20 mA, 0-5 Vdc, or 0-10 Vdc. An optional digital, 2 line-by-16 character LCD is available to display flow, temperature and total flow.

Digital Communications

ST98 Series models include a serial RS232C I/O port. Instrument configuration and comprehensive diagnostics are performed via simple connection to a portable PC via hyperterminal mode, or via a FCI Model FC88 portable programmer. Actual



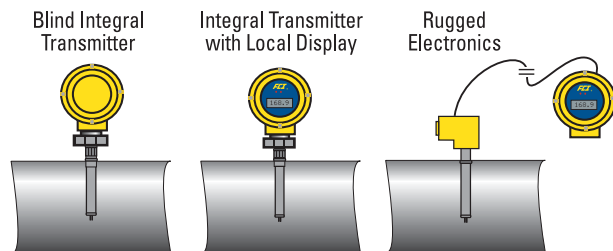
measurements, including flow rate, total flow, temperature values, and diagnostics are continuously accessible from the serial output. The industry standard HART and PROFIBUS digital communications protocols are also an available option.



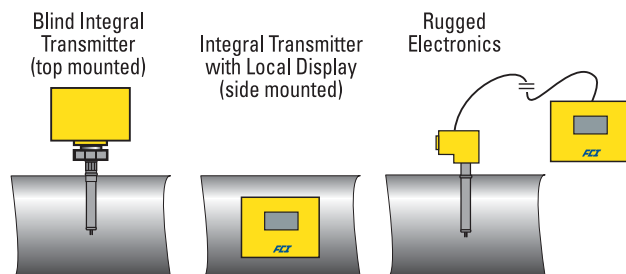
- **HART Field Communications Protocol** For connection in HART networks, the ST98 flow transmitter supports two-way communications for easy access to measured process data, diagnostics, calibration and configuration information. Both flow and temperature data are available as PV1 and PV2 within the HART Protocol. FCI's HART manufacturer ID is 0000A6 and the ST98 device type is 0078. Device description (DD) files are installed and downloadable from the HART web site.
- **PROFIBUS Process Field Bus** ST98's PROFIBUS interface supports connection in a PROFIBUS network as a –DP device. The communications protocol is fully Profile 3 compatible. In addition, FCI optionally offers single instrument and enterprise level DTM software packages to facilitate and reduce the costs of integrating ST98 into the PROFIBUS network. ST98's PROFIBUS has been certified by the PROFIBUS organization, certification number Z01212.

ST98 Insertion

Hazardous Locations

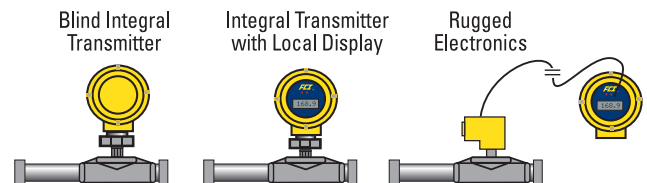


Non-hazardous Locations

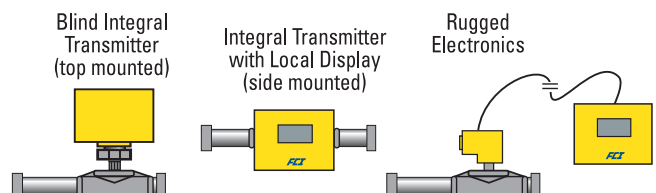


ST98L In-Line

Hazardous Locations



Non-hazardous Locations





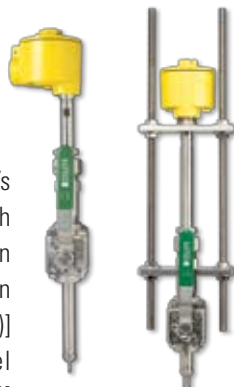
Rugged Packaging for Long Service Life and Installation Choices to Match Your Application

ST98 flow meters are offered in several enclosure configurations to ensure application reliability, readability of the digital display, ease of installation and accessibility. These include a weatherproof, carbon steel NEMA/CSA Type 4 [IP66] rated enclosure, an aluminum NEMA/CSA Type 4X [IP66] rated enclosure, or an aluminum explosion-proof enclosure for hazardous locations. Agency approvals include FM, CSA, ATEX, GOST/RTN, IEC, CPA, and NEPSI. Any of the transmitter enclosure choices can be ordered integrally mounted with the sensor probe or for remote mounting up to 1000 feet (350m) away. Hazardous location approvals meet Class I & II, Div.1 & 2, Groups B, C, D, E, F & G; and per ATEX/IECEx II2 GD Exd IIC T4.

Process Connection Choices for Installation Ease

Standard process connections for the ST98's insertion flow element are a 3/4 or 1 inch male NPT stain-less steel compression fitting with either an adjustable teflon ferrule, rated to 150 psig [10 bar(g)] and 200 °F [93 °C], or a stainless steel ferrule, rated to 250 psig [17 bar(g)] and 500 °F [260 °C]. Optionally available are ANSI or DIN flanges, and retractable packing glands with 1 1/4 inch NPT or flanged connections. The ST98 insertion flow meter is offered in three standard element lengths of 6, 12, or 21 inches [152, 305 or 533 mm], which are field adjustable for final insertion depth to match your application. Longer and fixed insertion lengths, and all-welded process connections are also available upon request. High temperature service model ST98HT is available as a 1 inch male NPT or flanged in fixed insertion lengths up to 60 inches [1524 mm]. Adjustable insertion length requires retractable packing gland configuration.

For the ST98L in-line model, the standard process connections are male or female NPT and ANSI or DIN flanges. The flow tube or pipe length is 9-times its nominal diameter (e.g. a 1 inch pipe model will have a 9 inch long flow tube). Additionally, ST98L may be supplied with built-in Vortab® flow conditioners to reduce straight-run requirements and eliminate swirl and distorted flow profiles.



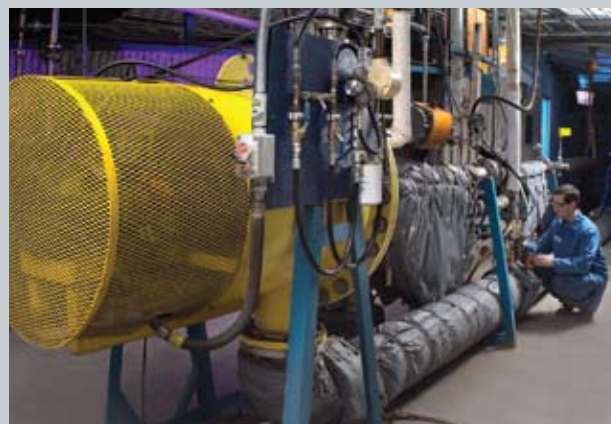
**Packing Gland/
Ball Valves**

FCI Calibration Ensures Installed Accuracy

The ST98 Series is tested and calibrated to rigorous standards to ensure you get the instrument that does the job you specified. To design and produce the highest quality flow instrumentation, FCI operates a world-class NIST traceable flow calibration laboratory certified to meet such stringent standards as MIL-STD 45662A and ANSI/NCSL Z-540.

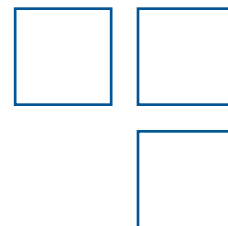
For most gases, FCI ST98 thermal dispersion flow meters are calibrated using the actual gas as well as the actual temperature and process conditions matching your application. Other suppliers are limited to air calibration with un-validated theoretical equivalencies for gases. FCI has demonstrated this procedure to be inferior and subject to installed errors well outside published specifications. For most other suppliers to perform actual gas calibrations equal to FCI, their flow meter must be sent to an outside laboratory resulting in extra costs and shipping delays to you.

FCI's calibration results in a flow meter you can install with total confidence and assurance that it meets your application needs.



More than 16 precision flow stands to match fluids, process conditions, flow rates and line sizes specified in your application.

ST98 Special Configurations



ST98HP – High and Ultra High Purity Applications

For gas applications in pharmaceutical, biotech, food, beverage, semiconductor, or other industries where high purity finishes are required, the model ST98HP is the solution. The ST98HP provides all of the standard features and options of the ST98, combined with electropolish finishes and sanitary process connections. ST98HP is available for line sizes 3/4 inch through 4 inches. The ST98HP is offered in two versions:

- **High Purity** 15Ra finish with a sanitary flange mated to a 316L in-line flow tube. The flow tube can be specified for either butt weld or sanitary flanged process connections.



ST98HP is engineered for High Purity applications.

- **Ultra High Purity** 10Ra finish with a VCR connector mated to a 316L in-line flow tube. The flow tube can be specified for either butt weld or sanitary flanged process connections.



The ST98HP for Ultra High Purity applications has a 10Ra finish.

ST98B – Compressed Air / Air / Nitrogen

Specifically for applications in compressed air, air, or nitrogen, FCI manufactures the ST98B models as standardized configurations of the ST98. The pre-configured and calibrated ST98B is easy to order and stocked for quick delivery.

Model ST98B-CA, for compressed air, is calibrated for a range of 6 to 600 SFPS [1.8 to 183 NMPS]. Model ST98B-AN, for air or nitrogen, is calibrated for 1.25 to 125 SFPS [0.4 to 38 NMPS].

The insertion element has a 3/4 inch diameter (with -FP element) and is offered in two U-lengths; 6 inch [152 mm] and 12 inch [395mm] with male NPT compression fitting and Teflon ferrule for field adjustment to the final insertion depth. The flow meter's transmitter housing is the NEMA 4 [IP66] carbon steel box, and can be ordered as a blind unit or with LCD digital display, in an integral or remote configuration. All other specifications of the ST98 insertion are standard.



Standardized ST98B models are pre-configured and calibrated for compressed air / air or nitrogen.

ST98 Special Treatments, Options and Accessories

Fluid Components International is committed to providing solutions for even the toughest application challenges. FCI has engineered a variety of options and accessories for ST98 models to perform in extraordinary conditions – just a few examples are shown here. Contact FCI with any special needs or for engineered solutions to your specific application.

- **Vortab Flow Conditioners** For plant conditions with limited piping straight-run or significant flow disturbances, FCI ensures accurate and repeatable measurements using Vortab flow conditioners. The patented, proven Vortab technology is widely recommended by industry experts to be the single most effective solution for flow conditioning and flow straightening. FCI is the only thermal dispersion flow technology provider authorized to provide Vortab flow conditioners with its products.



Vortab® Flow Conditioners ensure accurate and repeatable flow performance.

- **Sun and Wind Enclosure Shades** In outdoor installations with constant heat, glaring sun or blowing sand, special sun shades provide additional protection to ensure reliability and operations of the transmitter electronics and the LCD digital display when used with remote enclosures.



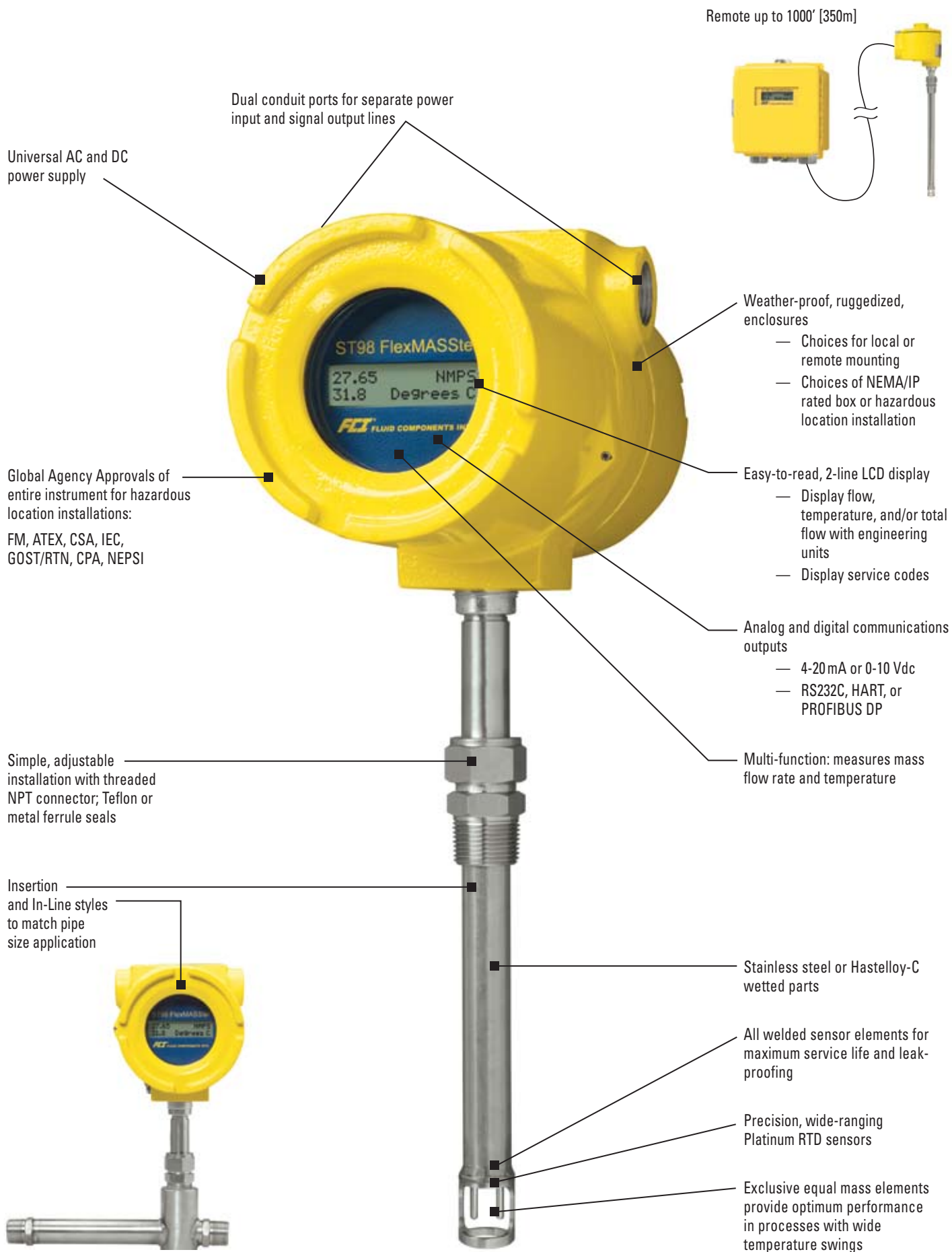
A sun and wind shade will help protect the remote transmitter.

- **Element Coatings and Materials** For service in highly corrosive gases or with erosive particulates, FCI can provide special coatings and wetted materials to protect the element and provide longer service life. Examples include Kynar, Tantalum, and Chromium Carbide.



Protective coatings are available for highly corrosive and erosive environments.

ST98 Series Features



ST98 Series Mass Flow Meter General Specifications

Instrument

- **Flow Range**
ST98 Insertion Flow Element: 0.75 SFPS to 600 SFPS
[0.21 NMPS to 172 NMPS]
ST98L In-Line Flow Accessory: 0.0062 SCFM to 1850 SCFM
[0.01 Nm³/h to 3,140 Nm³/h]
– Air at standard conditions; 70 °F and 14.7 psia
[0 °C and 1013,25 bar (a)]
- **Media:** All gases that are compatible with the flow element material
- **Accuracy**
Flow: ±1% reading, 0.5% full scale standard accuracy
Temperature: ±2 °F [±2 °C] (display only, flow rate must be greater than 5 AFPS [1,5 m/sec])
Special higher accuracy calibration options available; contact FCI
- **Repeatability**
Flow: ±0.5% reading
Temperature: ±1 °F [±1 °C] (flow rate must be greater than 5 AFPS)
- **Temperature Coefficient**
With optional temperature compensation. Valid from 10% to 100% of full scale calibration.
Flow: Maximum ±0.015% of reading / °F up to 850 °F
[±0.03% of reading / °C up to 454 °C]
- **Turndown Ratio**
Standard: Factory set and field adjustable from 10:1 to 100:1 within calibrated flow range
- **Temperature Compensation**
Standard: ±30 °F [±16 °C]
Optional: ±100 °F [±55 °C]
- **Agency Approvals**
FM, ATEX, CSA, CRN, IEC, CPA, NEPSI, GOST/RTN, CE, PED (system approvals) †
- **Calibration:** Performed on NIST traceable equipment
- **MTBF (calculated):** 110 years

Flow Element

- **Material of Construction**
All-welded 316L stainless steel; Hastelloy-C optional
- **Operating Pressure**
Metal ferrule: 250 psig [17 bar (g)]
Teflon ferrule: 150 psig [10 bar (g)]
- **Operating Temperature (Process)**
ST98 Insertion Style:
–FP type element: -40 °F to 350 °F [-40 °C to 177 °C]
–S type element: -40 °F to 350 °F [-40 °C to 177 °C]
–S type (optional) element: -40 °F to 500 °F [-40 °C to 260 °C]
ST98HT Insertion Style (High Temperature Service): *†
–FP type element: -40 °F to 850 °F [-40 °C to 454 °C]
–S type element: -40 °F to 850 °F [-40 °C to 454 °C]
ST98L In-Line Style:
–F & –S type elements: -40 °F to 350 °F [-40 °C to 177 °C]

ST98 Insertion Flow Element

Process Connection:

3/4" or 1" male NPT stainless steel compression fitting: adjustable Teflon ferrule; 150 psig [10 bar (g)] and 200 °F [93 °C] max., or metal ferrule; 250 psig [17 bar (g)] and 350 °F [177 °C] max.; thread-on flange optional; 1 1/4" male NPT or flanged retractable packing gland optional*

Insertion Length:

Field adjustable lengths –
1" to 6" [25 to 152 mm]
1" to 12" [25 to 305 mm]
1" to 21" [25 to 533 mm]
Custom lengths optional*

ST98L In-Line Flow Tube

Insertion flow element is threaded and keyed in an in-line flow tube, calibrated and supplied as a spool-piece; accessories include low flow injection tubes and built-in Vortab flow conditioners for optimum low flow rangeability and performance

Size: 1" diameter tubing; 1", 1 1/2" or 2" schedule 40 pipe

Length: 9 nominal diameters

Process Connection: Female NPT, male NPT, ANSI or DIN Flanges

Option: Flanges sized for flow tube

- **Remote Transmitter Configuration:** Transmitter may be mounted remotely from flow element using interconnecting cable (up to 1000 feet [350m])*

Flow Transmitter

- **Operating Temperature:** 0 °F to 140 °F [-18 ° to 60 °C]
- **Input Power:** 85 Vac to 265 Vac or 22 Vdc to 30 Vdc, 7 Watts maximum, 230 mA maximum
- **Outputs**
Analog: Single output selectable as 4-20 mA** (700 Ω max. load), 1-5 Vdc, 0-10 Vdc or 0-5 Vdc. (Vdc: 100K Ω min. load)
- ** *With fault indication per NAMUR, NE43 guideline: field selectable for high (≥21.6 mA) or low (≥3.75 mA) output signal is isolated from input power on AC Powered mode only)*
Digital: Standard: RS232C Serial I/O
Optional: HART, full two-way communications*; PROFIBUS, DP Profile 3 (Certification #Z01212)
Digital Display (optional): LCD, 2 line/16 character per line, indicating flow rate and process temperature and/or totalized flow

Other Options

- **Vortab Flow Conditioners:**
Model ST98L (in-line) can be provided and system calibrated with Vortab flow conditioners; refer to FCI + Vortab literature and contact FCI
- **Model FC88:** Hand-held, portable FCI flow meter field programmer; attach to ST98 I/O port for instrument set-up and trouble shooting
- * *Some configuration restrictions apply to ST98HT configured for 850 °F [454 °C] service. These include, but may not be limited to the following: Must select remote transmitter configuration. HART output is standard. Insertion element is fixed length with 1" male NPT or adjustable with selection of packing gland. Contact FCI for more information.*
- † *Agency approvals for 850 °F [454 °C] version pending. Contact FCI for current availability.*

Enclosures

Ordering Code Number	For Integral Configurations (Flow Meter/Transmitter Together)		
	A	1	B
Type	Carbon Steel Box	Aluminum Box	Aluminum Round
Temperature	0°F to 140°F [-18°C to 60°C]	0°F to 140°F [-18°C to 60°C]	0°F to 140°F [-18°C to 60°C]
Environmental Rating	NEMA 4, IP66	NEMA 4X, IP66	NEMA 4X, IP66
Installation Area Rating (System Approvals)	Nonincendive for Class I, Division 2, Groups A,B,C,D; Suitable for Class II, Division 2 Groups F, G; Class III, Division 2	Nonincendive for Class I, Division 2, Groups A,B,C,D; Suitable for Class II, Division 2 Groups F, G; Class III, Division 2	Class I, Division 1 Hazardous Locations: Groups B,C,D, E, F, G; ATEX / IECEx II2 GD Exd IIC T4

Ordering Code Number	For Remote Configurations * (Flow Meter Element Separated from Transmitter)				
	Element	Transmitter	Transmitter	Transmitter	Transmitter
	C, 2, D or E	C	2	D	E
Type	Aluminum	Carbon Steel Box	Aluminum Box	Aluminum Round	Panel Mount
Temperature	0°F to 140°F [-18°C to 60°C]	0°F to 140°F [-18°C to 60°C]	0°F to 140°F [-18°C to 60°C]	0°F to 140°F [-18°C to 60°C]	0°F to 140°F [-18°C to 60°C]
Environmental Rating	NEMA 4, IP67	NEMA 4, IP66	NEMA 4X, IP66	NEMA 4X, IP66	None
Installation Area Rating (System Approvals)	Class I, Division 1 Hazardous Locations: Groups B,C, D, E, F, G; ATEX / IECEx II2 GD Exd IIC T4	Nonincendive for Class I, Division 2, Groups A,B,C,D; Suitable for Class II, Division 2 Groups F, G; Class III, Division 2	Nonincendive for Class I, Division 2, Groups A,B,C,D; Suitable for Class II, Division 2 Groups F, G; Class III, Division 2	Class I, Division 1 Hazardous Locations: Groups B,C,D, E, F, G; ATEX / IECEx II2 GD Exd IIC T4	None

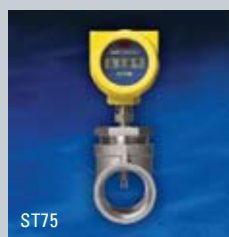
More Air / Gas Mass Flow Meter Solutions

In addition to the ST98 Series, FCI manufactures a broad line of thermal dispersion flow meter products for industrial and plant applications. From general-purpose air flow measurement to special-function, mixed gas flare flows; from small line sizes to the largest stacks and ducts, FCI has the selection to best solve your applications and ensure optimum solutions. Contact your local FCI representative or visit www.fluidcomponents.com for detailed product information and specifications on these products.



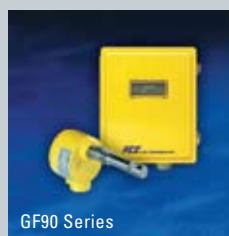
ST50

- **ST50** is a compact and economical, yet full featured meter designed for air, compressed air and nitrogen applications.



ST75

- **ST75** is a compact, in-line meter with extensive standard features that is the economical, easy-to specify alternative to other maintenance intensive flow technologies.



GF90 Series

- **GF90** and **GF92** offer an extensive feature suite and unique 3-gas calibration option that solves the toughest industry application requirements.



GF03

- **GF03** is specifically designed for flare flow metering and to meet the stringent environmental regulations that apply to this application.



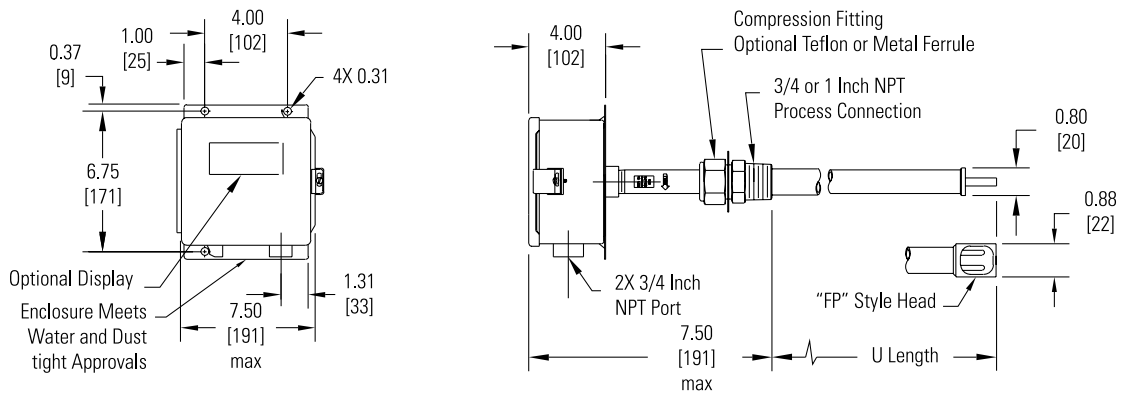
MT86/MT91 Series

- **MT86** and **MT91** "multi-point" flow measuring systems can be configured with two (2) to sixteen (16) flow sensing elements to optimize measurements within the largest of pipe and duct sizes.

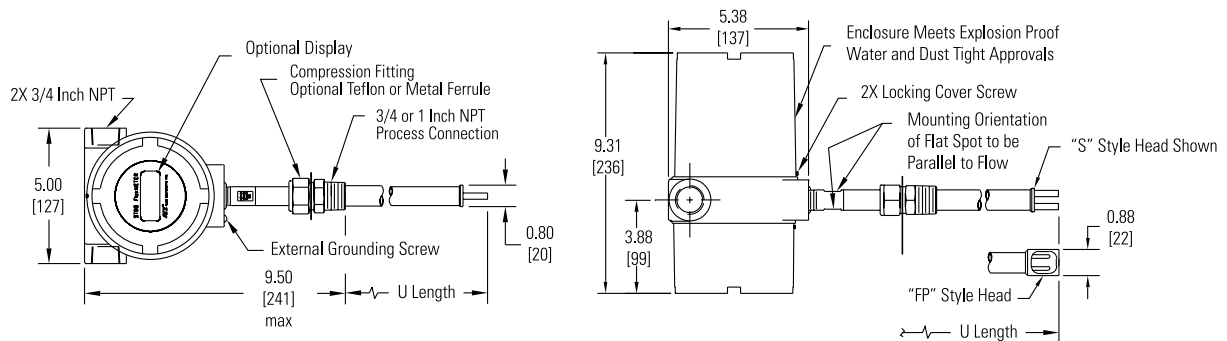
Model ST98 Insertion Flow Meter

Integral Transmitter

NEMA 4 Carbon Steel (Standard) or NEMA 4X, Aluminum

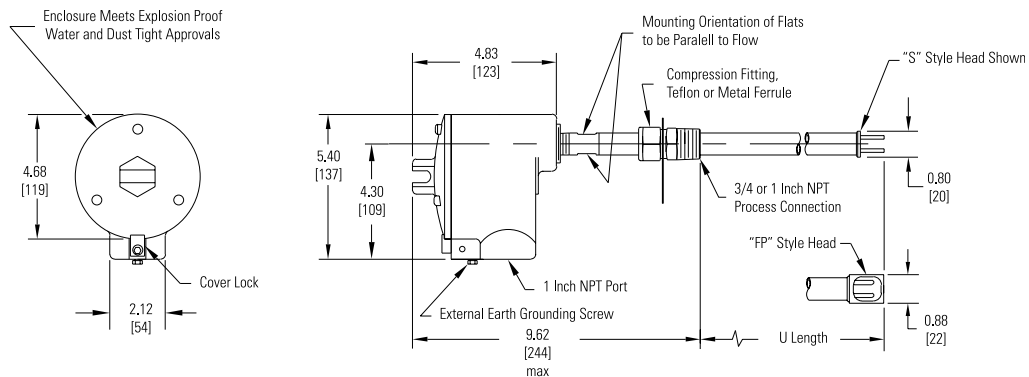


Hazardous Locations, Aluminum



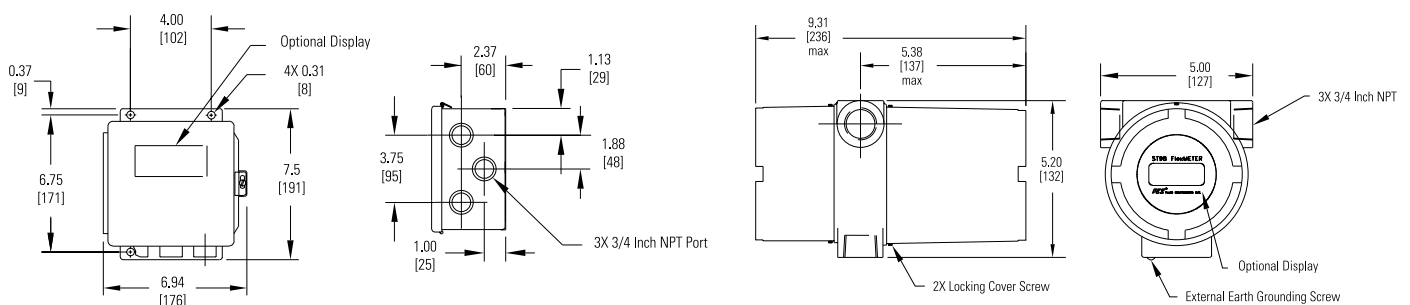
Remote Configuration

Flow Element: Hazardous Locations, Aluminum



Enclosure: NEMA 4 Carbon Steel or NEMA 4X Aluminum

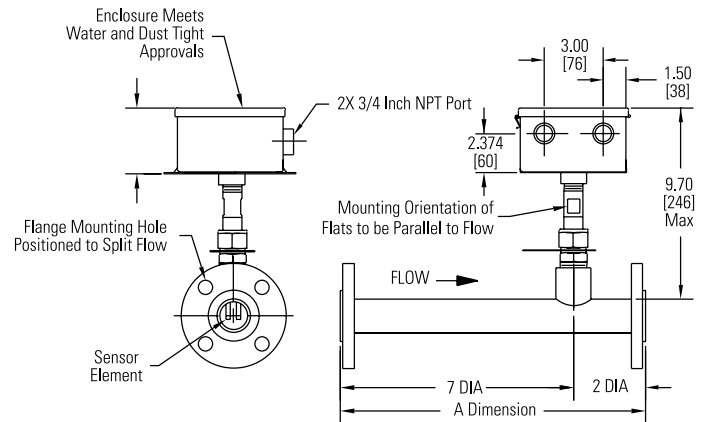
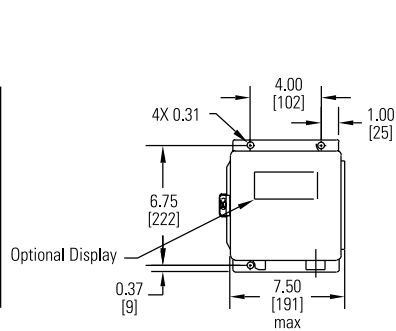
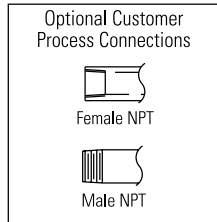
Enclosure: Hazardous Locations



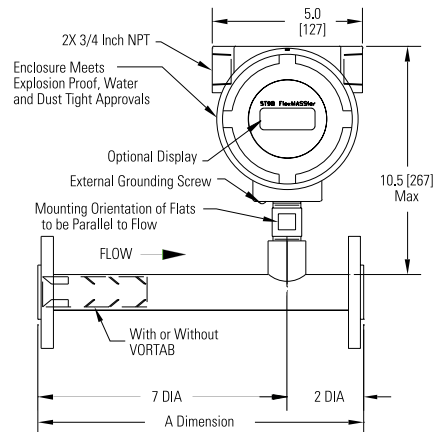
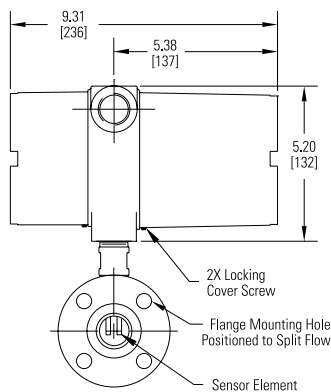
Model ST98L In-Line Flow Meter

Integral Transmitter

NEMA 4 Carbon Steel (Standard) or NEMA 4X, Aluminum



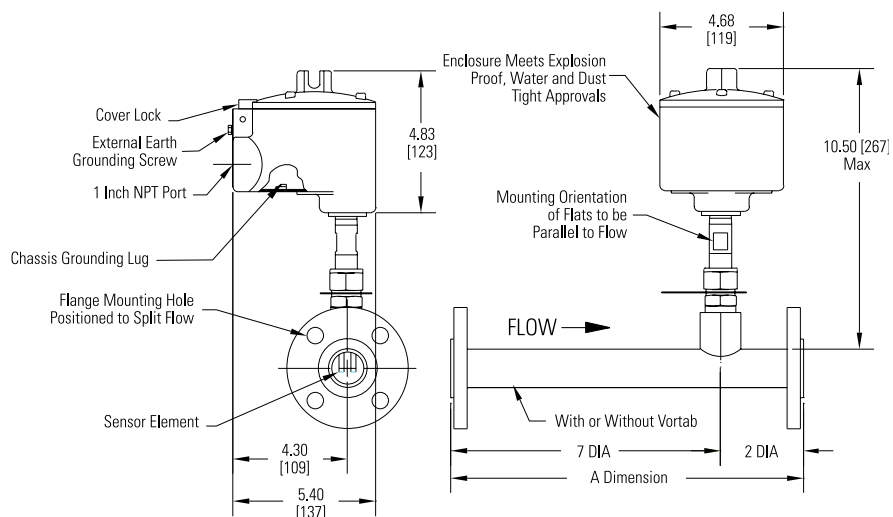
Hazardous Locations, Aluminum

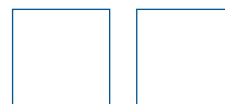
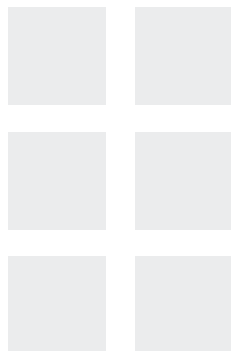


Note: Optional flange connections are shown for reference only.
Standard process connection is male NPT.

Remote Configuration

Flow Element: Hazardous Locations, Aluminum
Transmitter: See Remote Configurations for ST98 Insertion Flowmeter





FCI FLUID COMPONENTS
INTERNATIONAL LLC

Locally Represented By:

Visit FCI on the Worldwide Web: www.fluidcomponents.com

Headquarters: 1755 La Costa Meadows Drive

San Marcos, California 92078 USA

Phone: 760-744-6950 **Toll Free:** 800-854-1993 **Fax:** 760-736-6250

European Office: Persephonestraat 3-01 5047 TT Tilburg, The Netherlands

Phone: 31-13-5159989 **Fax:** 31-13-5799036

FCI is ISO 9001:2000 and AS9100 Certified

Annexe 10 – Vérification et étalonnage des instruments de mesure

Nom du client :	COGEN BIOGAS HY S.E.C.
Adresse du site:	702, route 137, Sainte-Cécile-de-Milton (Qc) J0E 2C0 Lieu d'enfouissement sanitaire fermé
Personne-contact :	M. Frank Desgranges, ing.
Date :	30 avril 2024
Responsables de la vérification d'étalonnage :	Marc-André Brouillard, ing. Jean-Pierre Pilote, technicien en environnement

1.0 OBJET DE LA VÉRIFICATION

Tetra Tech QI inc. (Tetra Tech) a été mandaté afin de vérifier l'exactitude du débitmètre de projet de type « thermique massique ».

Le débitmètre sert à mesurer le débit de biogaz soutiré de l'ancien lieu d'enfouissement sanitaire (LES) fermé situé à Sainte-Cécile-de-Milton.

La vérification de l'étalonnage du débitmètre de projet a été effectuée à l'aide d'un tube de Pitot de type L. Une comparaison est faite entre les valeurs de débit obtenues à l'aide du tube de Pitot, et les valeurs mesurées par le débitmètre du projet.

Également, un analyseur portatif GEM 5000 a été utilisé pour mesurer la qualité du biogaz; les concentrations de méthane (CH₄), d'oxygène (O₂) et de gaz carbonique (CO₂) ont été mesurées. Ces mesures ont servi à déterminer la densité du biogaz lors des mesures de vitesse à l'aide du tube de Pitot.

Les mesures ont été effectuées au site susmentionné le 26 mars 2024.

2.0 CONDITIONS D'OPÉRATION

MM. Mark Ostapovitch et Kevin Amirault, opérateurs à la centrale de cogénération adjacente à l'ancien LES fermé, étaient présents lors de la vérification d'étalonnage du débitmètre de projet, afin de s'assurer du bon fonctionnement du procédé de soutirage de biogaz pendant la vérification des instruments menée par Tetra Tech.

3.0 MÉTHODOLOGIE

3.1 INSTRUMENTS UTILISÉS

Les équipements suivants ont été employés pour effectuer la vérification de l'exactitude du débitmètre de projet :

- Tube de Pitot de type L de marque Dwyer modèle 166-12 I.D. 108022-00
- Manomètre numérique différentiel de marque Kimo modèle MP 210 (no de série 1D220204311) avec son module de pression (no de série 1D220202182)
- GEM5000 de marque Landtech (n° de série G504435)

...2

Tetra Tech QI

1205, rue Ampère, bureau 310, Boucherville (Québec) J4B 7M6

Tél. : 450 655-8440 Téléc. : 450 655-7121 tetratech.com

Les équipements font l'objet d'un entretien régulier, et d'un étalonnage annuel. Aussi, une vérification d'étalonnage de routine de l'analyseur portatif GEM5000 a été faite avant de débiter les mesures de la qualité du biogaz. Les certificats d'étalonnage des équipements portatifs sont présentés à l'**Annexe A**.

La résolution du manomètre différentiel numérique Kimo, fonctionnant avec le module de pression, est de 0,1 mm, soit l'équivalent d'une pression différentielle de 1,0 Pa.

3.2 PARAMÈTRES ET PROCÉDURE

La température, ainsi que la composition du biogaz (teneur en CH₄, CO₂, O₂ et N₂), ont été mesurées à l'aide de l'appareil portatif GEM5000. Le certificat d'étalonnage de ce dernier est rapporté à l'**Annexe A**.

Le débit de biogaz est établi à l'aide de la méthode de référence SPE 1/RM/8 d'Environnement Canada¹, méthode d'essai B « Détermination de la vitesse et du débit-volume des gaz de cheminée »¹.

La pression différentielle, ainsi que la pression statique, ont été mesurées à l'aide du tube de Pitot raccordé au manomètre numérique différentiel.

La pression barométrique au moment de la vérification a été obtenue en consultant les données météorologiques d'Environnement Canada. Les données météorologiques consultées lors de la vérification du débitmètre sont présentées à l'**Annexe B**.

3.3 PROGRAMME AQ ET CQ

Le programme d'assurance et contrôle de la qualité (programme AQ et CQ) mis en œuvre lors de la réalisation de ce mandat vise à assurer l'obtention de résultats fiables, en respectant la méthodologie énoncée dans cette section.

Le programme consiste principalement à effectuer les mesures de terrain seulement par du personnel d'expérience, avec des instruments vérifiés et étalonnés chaque année. Également, l'analyseur de biogaz portatif utilisé est étalonné sur place avant d'effectuer les mesures de terrain. L'étalonnage est réalisé en employant des gaz étalons certifiés.

4.0 RÉSULTATS

4.1 CONDITIONS DE RÉFÉRENCE

Le débit est calculé aux conditions de référence du débitmètre du projet, soit 101,325 kPa et 0°C.

La fiche technique du débitmètre du projet est rapportée à l'**Annexe C**.

4.2 MESURES

Pour chacun des points de mesure du tableau des mesures, les valeurs indiquées correspondent à la moyenne arithmétique de quatre (4) lectures ponctuelles.

La pression barométrique au moment de la prise des mesures était de 102,4 kPa (source Environnement Canada).

¹ <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-environnemental-loi-canadienne-protection/publications/methode-reference-mesure-rejets-particules/methode-b.html>

Tableau 1 : Composition du biogaz

	Type de gaz : biogaz d'un lieu d'enfouissement de matières résiduelles	
	Valeur	Unité
Température	8,2	°C
CH ₄	46,0	% v/v
CO ₂	28,2	% v/v
O ₂	3,8	% v/v
N ₂	22,1	% v/v

Tableau 2 : Mesures de pressions différentielles

Points de mesure	Conduite : PeHD DR11 DN150 (NPS 6) Diamètre interne mesuré : 130 mm	
	Distance à partir de la paroi interne (mm)	Pression différentielle (mm CE) ¹
1	12,7	0,5
2	19,11	0,6
3	38,35	0,7
4	91,65	0,7
5	110,89	0,5
6	117,3	0,4

^{1.} mm de la colonne d'eau

Pendant les mesures, la pression statique (manométrique) moyenne dans la conduite était de -60,13 mBar-g.

4.3 RÉSULTATS

La vitesse de l'écoulement de gaz est calculée pour chaque point de mesure. Les résultats sont présentés dans le tableau 3.

Tableau 3 : Résultats – vitesse moyenne de l'écoulement de gaz

Points de mesure	Vitesse calculée (m/s)
1	3,0
2	3,3
3	3,5
4	3,5
5	3,0
6	2,7
Moyenne arithmétique	3,2

...4

Tableau 4 : Résultats – débit de biogaz aux conditions de référence du débitmètre de projet

	Valeur	Unité
Débit calculé	139	Nm ³ /h
Lecture du débitmètre du projet (moyenne de 5 lectures ponctuelles)	144,3	Nm ³ /h

4.4 ANALYSE

Le % d'écart (ou erreur relative (%)) est calculé selon la prescription de l'article 27 du *Règlement relatif aux projets de valorisation et de destruction de méthane provenant d'un lieu d'enfouissement admissibles à la délivrance de crédits compensatoires* (chapitre Q-2, r. 35.5).

Le % d'écart obtenu avec le débitmètre de projet est de 3,6%.



Marc-André Brouillard, ing.
Chef d'équipe

MAB/mab

- p. j. Annexe A : Certificats d'étalonnage des instruments
 Annexe B : Conditions météorologiques d'Environnement Canada au moment de la vérification d'étalonnage
 Annexe C : Fiche technique du débitmètre de projet

ANNEXE A : CERTIFICATS D'ÉTALONNAGE DES INSTRUMENTS

Certificat d'étalonnage Calibration certificate

Date d'émission: 2024-02-23

Issue date

Numéro du Certificat: CE168596

Certificate number

Étalonnage effectué par:

Calibration done by:

LA CIE J. CHEVRIER INSTRUMENTS INC.

4850 BOUL. GOUIN EST

MONTRÉAL-NORD, QC, CANADA H1G 1A2

Pour:

For:

28215

TETRA TECH QI, INC

1205, RUE AMPÈRE

BOUCHERVILLE, QC, CANADA, J4B 7M6

Informations sur l'instrument:

Instrument informations:

Description:

Description: TUBE DE PITOT EN L 12" X 1/8"

Fabricant:

Manufacturer: DWYER

Modèle:

Model: 166-12

Conditions ambiantes:

Ambient condition: 18.1°C / 32.4%HR / 996 mBar

État de l'instrument:

Instrument condition: BON / GOOD

Résultat d'étalonnage:

Calibration result: Conforme / Received in tolerance

Approuvé par:

Approved by:



Marc Chevrier - RESP. QUALITÉ / QUAL. MGR

I.D.:

I.D.:

108022-00

Numéro de série:

Serial number:

Date d'étalonnage:

Calibration date:

2024-02-23

Échéance:

Due date:

2025-02-23

Technicien:

Technician:

Francis Miniati



Commentaire:

Comments:

Étalonné avec indicateur KIMO MP210 id: 1D220204311, ns: 1D220204311,
et avec module KIMO MPR10000 id: 1D220202182, ns: 1D220202182.

En général, le ratio de précision étalon/instrument est d'au moins 4 pour 1.

The test accuracy ratio exceeds four to one unless otherwise indicated.

Verdict * = Point non conforme

Verdict * out of tolerance reading

Reproduction interdite sans consentement écrit.

Reproduction of this certificate is prohibited without written consent.

SMQ selon ISO 17025:2017

QMS as per ISO 17025:2017

Certificat d'étalonnage

Calibration certificate

 Date d'émission: 2024-02-23
 Issue date

 Numéro du Certificat: CE168596
 Certificate number

POINTS D'ÉTALONNAGE

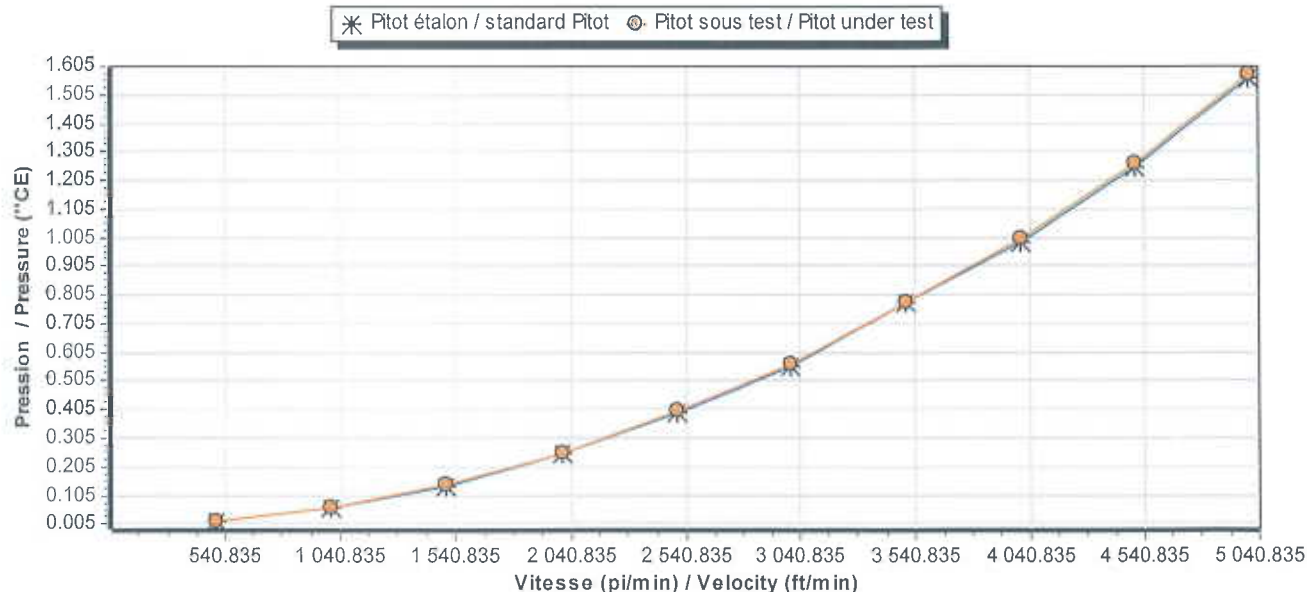
CALIBRATION TEST POINTS

Vitesse nominale pi/min Nominal Velocity	Pression Diff. Pitot étalon "H2O Diff. Pressure Standart Pitot	Pression Diff. Pitot sous test "H2O Diff. Pressure Pitot Under Test	Vitesse calculée Pitot étalon pi/min Calculated velocity Standart Pitot	Vitesse calculée Pitot sous test pi/min Calculated velocity Pitot Under Test	Coef. Pitot étalon X (dP étalon / dP Pitot)^0.5 Standard Pitot coef. X (dP (SP) / dP (PUT))^0.5
500.0	0.0165	0.014	514.0	476.4	1.079
1000.0	0.0619	0.062	995.6	1002.5	0.993
1500.0	0.1394	0.138	1494.1	1495.6	0.999
2000.0	0.2477	0.248	1991.7	2004.9	0.993
2500.0	0.3971	0.396	2521.8	2533.5	0.995
3000.0	0.562	0.554	3000.1	2996.6	1.001
3500.0	0.781	0.776	3536.6	3546.5	0.997
4000.0	1.001	0.986	4003.9	3997.7	1.002
4500.0	1.268	1.256	4506.3	4512.0	0.999
5000.0	1.578	1.562	5027.1	5031.7	0.999

Courbe d'étalonnage

Calibration curve

 Coefficient Pitot étalon: 0.994
 Standard Pitot coefficient

 Coefficient moyen: 1.006
 Average Coefficient


En général, le ratio de précision étalon/instrument est d'au moins 4 pour 1.

The test accuracy ratio exceeds four to one unless otherwise indicated.

Verdict * = Point non conforme

Verdict * out of tolerance reading

Reproduction interdite sans consentement écrit.

Reproduction of this certificate is prohibited without written consent.

Certificat d'étalonnage

Calibration certificate

Date d'émission: 2024-02-23
Issue date

Numéro du Certificat: CE168596
Certificate number

Étalons utilisés traçable au C.N.R.C / N.I.S.T
Standards used C.N.R.C / N.I.S.T Traceable

I.D. I.D.	Certificat N° Certificate #	Description Description	Étalonné le Cal. date	Échéance Due date
CHEV031		TUYÈRE AIRFLOW DEVELOPMENTS		
CHEV089	CE153633	TUBE DE PITOT DROIT ELLIPSOÏDAL	2022-01-19	2025-01-19
CHEV290EQ	QAT1600166	INDICATEUR MULTIFONCTIONS AMI310		
CHEV296ET	CE160266	MODULE DIFFERENTIEL DES PRESSIONS KIMO MPR500	2023-06-21	2024-06-21

Procédures utilisées pour effectuer cet étalonnage
Procedure used for this calibration

Procédure Procedure	Révision Revision	Date de révision Revision date
3PR77-012CHE	2018	2018-06-29

En général, le ratio de précision étalon/instrument est d'au moins 4 pour 1.

The test accuracy ratio exceeds four to one unless otherwise indicated.

Verdict * = Point non conforme

Verdict * out of tolerance reading

Reproduction interdite sans consentement écrit.

Reproduction of this certificate is prohibited without written consent.

SMQ selon ISO 17025:2017

QMS as per ISO 17025:2017

Certificat d'étalonnage Calibration certificate

Date d'émission: 2024-02-23

Issue date

Numéro du Certificat: CE168590

Certificate number

Étalonnage effectué par:

Calibration done by:

LA CIE J. CHEVRIER INSTRUMENTS INC.

4850 BOUL. GOUIN EST

MONTRÉAL-NORD, QC, CANADA H1G 1A2

Pour:

For:

28215

TETRA TECH QI, INC

1205, RUE AMPÈRE

BOUCHERVILLE, QC, CANADA, J4B 7M6

Informations sur l'instrument:

Instrument informations:

Description:

Description:

MODULE DIFFERENTIEL DES PRESSIONS

Fabricant:

Manufacturer:

KIMO INSTRUMENTS

I.D.:

I.D.:

1D220202182

Modèle:

Model:

MPR 10000

Version Micrologiciel:

Firmware version:

1.11 (B1923)

Numéro de série:

Serial number:

1D220202182

Version Logiciel:

Software version:

N/A

Plage:

Range:

-10000/10000PA, -200/1300°C

Précision:

Accuracy:

$\pm(0.2\%VM.+10\text{ PA}), \pm(0.3\%VM.+0.4^{\circ}C)$ DE -200 @ 0°C, $\pm 0.4^{\circ}C$ DE 0 @ 1300°C

Conditions ambiantes:

Ambient condition:

18.9 °C / 34.8 %HR

Date d'étalonnage:

Calibration date:

2024-02-23

État de l'instrument:

Instrument condition:

BON / GOOD

Échéance:

Due date:

2025-02-23

Résultat d'étalonnage:

Calibration result:

Conforme / Received in tolerance

Technicien:

Technician:

Francis Miniati

Approuvé par:

Approved by:



Marc Chevrier - RESP. QUALITÉ / QUAL. MGR



Commentaire:

Comments:

Étalonné avec indicateur KIMO MP210 id: 1D220204311, ns: 1D220204311.

En général, le ratio de précision étalon/instrument est d'au moins 4 pour 1.

The test accuracy ratio exceeds four to one unless otherwise indicated.

Verdict * = Point non conforme

Verdict * out of tolerance reading

Reproduction interdite sans consentement écrit.

Reproduction of this certificate is prohibited without written consent.

SMQ selon ISO 17025:2017

QMS as per ISO 17025:2017

Certificat d'étalonnage

Calibration certificate

Date d'émission: 2024-02-23

Issue date

Numéro du Certificat: CE168590

Certificate number

POINTS D'ÉTALONNAGE

CALIBRATION TEST POINTS

Groupe Group	Appliqué Applied	Unité Unit	Tolérance - Tolerance -	Lecture Reading	Tolérance + Tolerance +	Unité Unit	Verdict Verdict
Ascendant	0.00	Pa	-10.00	0	10.00	Pa	OK
Ascendant	2500.00	Pa	2485.00	2505	2515.00	Pa	OK
Ascendant	5000.00	Pa	4980.00	5009	5020.00	Pa	OK
Ascendant	7500.00	Pa	7475.00	7514	7525.00	Pa	OK
Ascendant	9950.00	Pa	9920.10	9966	9979.90	Pa	OK
Descendant	7500.00	Pa	7475.00	7513	7525.00	Pa	OK
Descendant	5000.00	Pa	4980.00	5007	5020.00	Pa	OK
Descendant	2500.00	Pa	2485.00	2504	2515.00	Pa	OK
Descendant	0.00	Pa	-10.00	-2	10.00	Pa	OK
Simulation T/C Type K	0.00	°C	-0.40	0.3	0.40	°C	OK
Simulation T/C Type K	500.00	°C	498.10	500.3	501.90	°C	OK
Simulation T/C Type K	1000.00	°C	999.60	1000.4	1000.40	°C	OK

Étalons utilisés traçable au C.N.R.C / N.I.S.T

Standards used C.N.R.C / N.I.S.T Traceable

I.D. I.D.	Certificat N° Certificate #	Description Description	Étalonné le Cal. date	Échéance Due date
CHEV175	1500361141	CALIBRATEUR DE PRESSION / PRESSURE CALIBRATOR	2023-09-01	2025-09-01
CHEV283ET	CE165288	CALIBRATEUR MULTIFONCTION / MULTIFUNCTION CALIBRATOR	2023-11-15	2024-11-15

Procédures utilisées pour effectuer cet étalonnage

Procedure used for this calibration

Procédure Procedure	Révision Revision	Date de révision Revision date
3PR77-002CHE	2022-07	2022-07-19

En général, le ratio de précision étalon/instrument est d'au moins 4 pour 1.

The test accuracy ratio exceeds four to one unless otherwise indicated.

Verdict * = Point non conforme

Verdict * out of tolerance reading

Reproduction interdite sans consentement écrit.

Reproduction of this certificate is prohibited without written consent.

SMQ selon ISO 17025:2017

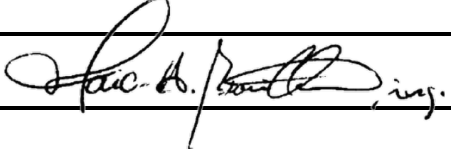
QMS as per ISO 17025:2017

Certificat d'étalonnage

Manufacturier :	Landtec	No. du certificat :	GEM5K-260324-TT
No. du modèle :	GEM5000	Type :	5 gaz
No. de série :	G504435	Cellules de détection :	CH ₄ , CO ₂ , O ₂ , CO, H ₂ S
Date de calibration :	26-03-2024	Calibration par :	Marc-André Brouillard, ing

Étalonnage				
Air ambiant				
Cellule de détection	Lectures			
	Initiale	Visée	Action	Finale
Méthane (CH ₄) (%v/v)	0.0	0.0	conforme	0.0
Dioxyde de carbone (CO ₂) (%v/v)	0.1	0.0	calibré	0.0
Oxygène (O ₂) (%v/v)	21.0	20.9	calibré	20.9
Monoxyde de carbone (CO) (ppmv)	0	0	conforme	0

Gaz certifiés								
Type	Lot	Part	Précision	Exp. MM/JJ/AAAA	Lectures			
					Visée	Initiale	Action	Finale
Méthane (CH ₄) (%v/v)	4209803	CG-50-35	±2%	04/01/2025	50.0	50.2	calibré	50.0
Dioxyde de carbone (CO ₂) (%v/v)					35.0	34.9	calibré	35.0
Oxygène (O ₂) (%v/v)					0.0	0.2	calibré	0.0

Signature : 	Date : 26-04-2024
---	-------------------

CERTIFICATION OF CALIBRATION



No. 66916



Date Of Calibration: 19-Sep-2023

Certificate Number: G504435_10/46976

Issued by: QED Environmental Systems Inc.

Non Accredited results:

Pressure Transducers (inches of water column)					
Transducer	Certified (Low)	Reading (Low)	Certified (High)	Reading (High)	Accuracy
Static	0"	0"	40"	40.20"	2.0"
Differential	0"	0"	4"	3.90"	0.7"

Barometer (mbar)	
Reference	Instrument Reading
0985 mbar / 29.09 "Hg	0986 mbar / 29.11 "Hg

As received gas check readings:

Methane (CH ₄)	
Certified Gas (%)	Instrument Reading (%)
5.1	5.1
15.0	15.3
50.0	49.9

Carbon Dioxide (CO ₂)	
Certified Gas (%)	Instrument Reading (%)
5.0	5.1
15.2	15.1
50.0	50.1

Oxygen (O ₂)	
Certified Gas (%)	Instrument Reading (%)
21.9	21.5

As received Gas readings recorded at: 31.7 °C/89.0 °F

As received Barometric Pressure recorded at: 22.2 °C/71.9 °F

As received gas check readings are only recorded if the instrument is received in a working condition.
Where the instrument is received damaged no reading can be taken.

Date of Issue : 20 Sep 2023

Approved By Signatory

Kyle Racine
Laboratory Inspection

The calibration results published in this certificate were obtained using equipment capable of producing results that are traceable through NIST to the International System of Units (SI). Certification only applies to results shown. This certificate may not be reproduced other than in full, except with the prior written approval of the issuing laboratory.

Calibration Instance: 118

IGC Instance: 118

Page 2 of 2 | LP0151NANIST-1.1

www.qedenv.com (800) 624-2026 info@qedenv.com

QED Environmental Systems Inc. 2355 Bishop Circle West, Dexter, MI 48130

CERTIFICATION OF CALIBRATION



No. 66916



Date Of Calibration: 19-Sep-2023

Certificate Number: G504435_10/46976

Issued by: QED Environmental Systems Inc.

Customer: Terreau Biogaz Sec
1327 Avenue Maguire Suite 100 Quebec, QC G1T 1Z2
CANADA

Description: Landtec Gas Analyzer

Model: GEM5000

Serial Number: G504435

Accredited Results:

Methane (CH ₄)		
Certified Gas (%)	Instrument Reading (%)	Uncertainty (%)
5.1	5.1	0.42
15.0	15.1	0.66
50.0	50.1	1.03

Carbon Dioxide (CO ₂)		
Certified Gas (%)	Instrument Reading (%)	Uncertainty (%)
5.0	5.0	0.43
15.2	15.1	0.71
50.0	50.2	1.19

Oxygen (O ₂)		
Certified Gas (%)	Instrument Reading (%)	Uncertainty (%)
21.9	22.0	0.25

Gas cylinders are traceable and details can be provided if requested.

CH₄, CO₂ readings recorded at: 31.7 °C/89.0 °F

Barometric Pressure: 0985 mbar/29.09 "Hg

O₂ readings recorded at: 22.2 °C/71.9 °F

Method of Test : The analyzer is calibrated in a temperature controlled chamber using a series of reference gases, in compliance with procedure ISP17.

The reported expanded uncertainty is based on a standard uncertainty multiplied by a coverage factor of k=2, providing a level of confidence of approximately 95%. The uncertainty evaluation has been carried out in accordance with NIST requirements.

The calibration results published in this certificate were obtained using equipment capable of producing results that are traceable through NIST to the International System of Units (SI). Certification only applies to results shown. This certificate may not be reproduced other than in full, except with the prior written approval of the issuing laboratory.

Calibration Instance: 118 IGC Instance: 118

Page 1 of 2 | LP0151NANIS1-1.1

www.qedenv.com (800) 624-2026 info@qedenv.com

QED Environmental Systems Inc. 2355 Bishop Circle West, Dexter, MI 48130

ANNEXE B : CONDITIONS MÉTÉOROLOGIQUES

...3



Granby, Québec

Latitude 45.37° N | Longitude 72.77° O

Conditions des dernières 24 heures						Unités impériales	Graphique	
Date / Heure (HAE)	Conditions	Température (°C)	Vent (km/h)	<u>Refr. éolien</u>	Humidité relative (%)	Point de rosée (°C)	Pression (kPa)	Visibilité (km)
27 mars 2024								
05:00	n.d.	5 (4,6)	ESE 3	*	83	2	101,6	n.d.
04:00	n.d.	5 (5,0)	calme	*	83	2	101,6	n.d.
03:00	n.d.	5 (5,1)	N 2	*	80	2	101,6	n.d.
02:00	n.d.	7 (7,2)	SE 4	*	74	3	101,6	n.d.
01:00	n.d.	7 (7,4)	ESE 6	*	74	3	101,7	n.d.
00:00	n.d.	8 (8,1)	SE 8	*	71	3	101,8	n.d.
26 mars 2024								
23:00	n.d.	9 (8,8)	SE 5	*	69	3	101,8	n.d.
22:00	n.d.	10 (9,7)	ESE 18	*	66	4	101,8	n.d.
21:00	n.d.	11 (10,9)	ESE 12	*	62	4	101,9	n.d.
20:00	n.d.	12 (12,2)	ESE 11	*	61	5	101,9	n.d.
19:00	n.d.	11 (10,5)	NE 3	*	56	2	101,9	n.d.
18:00	n.d.	12 (11,9)	N 4	*	54	3	102,0	n.d.
17:00	n.d.	13 (13,0)	NNO 5	*	50	3	102,1	n.d.
16:00	n.d.	14 (14,2)	NNO 7	*	49	4	102,2	n.d.

Date / Heure (HAE)	Conditions	Température (°C)	Vent (km/h)	<u>Refr.</u> <u>éolien</u>	Humidité relative (%)	Point de rosée (°C)	Pression (kPa)	Visibilité (km)
15:00	n.d.	15 (14,8) ↑	NE 4	*	42	2	102,3	n.d.
14:00	n.d.	14 (13,9)	ENE 4	*	43	2	102,3	n.d.
13:00	n.d.	13 (12,7)	E 9	*	39	-1	102,3	n.d.
12:00	n.d.	10 (10,0)	NE 9	*	29	-7	102,4	n.d.
11:00	n.d.	7 (7,4)	NNE 3	*	29	-9	102,6	n.d.
10:00	n.d.	7 (6,7)	NO 2	*	27	-11	102,6	n.d.
09:00	n.d.	5 (5,2)	E 7	*	27	-12	102,5	n.d.
08:00	n.d.	1 (1,3)	NE 3	*	42	-10	102,7	n.d.
07:00	n.d.	-3 (-2,8) ↓	N 3	-4	63	-9	102,8	n.d.
06:00	n.d.	-2 (-1,9)	ENE 3	-3	59	-9	102,8	n.d.
05:00	n.d.	1 (1,4)	calme	*	36	-12	102,8	n.d.

▼ Légende

n.d. : non disponible

* : valeur non significative

Ce tableau affiche les éléments météo disponibles pour cette station.

Température la plus élevée ↑

Température la plus basse ↓

Les températures égales sont toutes rehaussées.

Ceci est un produit automatisé, basé sur des données préliminaires.

Si vous désirez plus de données historiques sur les conditions météo, s.v.p. visitez le site
Web Climat

Date de modification : 2024-03-27

ANNEXE C : FICHE TECHNIQUE DU DÉBITMÈTRE DE PROJET

CALIBRATION CERTIFICATE**AVENSYS SLOUTIONS**

Customer Order Number:	RA380161	Part Number:	ST98-11CT012AWFA
Serial Number:	413922-A	FCI Calibration Procedure:	19EN000020 Rev. C
Purchase Order Number:	N/A	Local Tag #1:	N/A
Customer Flow Range:	50 to 500 NCMH	Local Tag #2:	N/A
Customer Line Size:	147.3 mm i.d. (inside dia)	Local Tag #3:	N/A
Customer Temperature Range:	0 to 50 deg C	Remote Tag #1:	N/A
Customer Pressure Range:	-6.5 to 0 KPa(g)	Remote Tag #2:	N/A
Customer Installation:	Horizontal / Side / Right to Left	Remote Tag #3:	N/A
Customer Standard Conditions:	0 deg C and 1.01325 Bar(abs)		
Customer Actual Media:	Digester Gas: Methane 45%, Carbon Dioxide 40%, Nitrogen 13%, Oxygen 2% (Vol%)		
FCI Calibration Media:	Methane 44.95%, Carbon Dioxide 41.28%, Nitrogen 13.76%		

Output Information**Output:** 4-20 mA = 0 to 500 NCMH (step = 50 NCMH @ 5.600 mA)**Calibration Equation:** NCMH = 31.25 x mA - 125**Calibration Notes**

- Calibration performed using equipment traceable to N.I.S.T. (US National Institute of Standards and Technology) and ISO/IEC 17025, International Standards for Test lab Quality systems.
- Substitute gas and gas equivalency used for calibration.

Final Flow Verification performed on 100 psig Bypass Stand

Desired NCMH Per Stand	Model ST98 Indicated NCMH	Actual % Reading Difference	Allowed % Reading Difference
129	127.8	-0.92	±2.94
252.3	251.3	-0.40	±1.99
377.8	375	-0.74	±1.66
502.1	499.1	-0.60	±1.50

N.I.S.T. Traceable Equipment: 100 psig Bypass Stand

<u>Calibration Control Number</u>	<u>Calibration Date</u>	<u>Calibration Due date</u>	<u>Equipment Description</u>
EL-329	8-Sep-16	8-Sep-17	Freq. Counter (Bypass)
EL-509	8-Sep-16	8-Sep-17	Freq. Counter (Master)
EL-823	23-Jan-17	23-Jan-18	HP Data Acquisition Unit
FM-085	27-Feb-17	27-Aug-17	4" Turbine Meter
FM-095	6-Mar-17	6-Sep-17	4" Turbine Meter
PG-045	9-Sep-16	9-Sep-17	Pressure Gauge
PG-163	12-Apr-17	12-Oct-17	Pressure Transducer (Master)
PG-175	12-Apr-17	12-Oct-17	Pressure Transducer (Bypass)
TE-018	19-Jan-17	19-Jan-18	Temperature RTD (Bypass)
TE-087	19-Jan-17	19-Jan-18	Temperature RTD (Master)

Technician: P. Bell



Calibration Date: 07-24-17

Certificat d'étalonnage

Manufacturier :	ExTox, (Gasmess Système GmbH)	No. du certificat :	ExTox-CHY-26032024
No. du modèle :	ET-4D2	Cellules de détection :	CH ₄
No. de série :	A21-599001-001	Calibré par :	Marc-André Brouillard, ing.
Date de calibration :	26 mars 2024	Titre :	Chef d'équipe

Lectures	
* Avant étalonnage *	
Landtec GEM5000	
No. de série :	G504435
Dernière calibration :	26 mars 2024
Méthane (CH ₄) :	44,1% (moyenne 5 lectures)
ExTox ET-4D2	
Méthane (CH ₄) :	47,6% (moyenne 5 lectures)
* Après étalonnage de l'analyseur ExTox ET-4D2 *	
Landtec GEM5000	
Méthane (CH ₄) :	43,8% (moyenne 5 lectures)
ExTox ET-4D2	
Méthane (CH ₄) :	43,9% (moyenne 5 lectures)

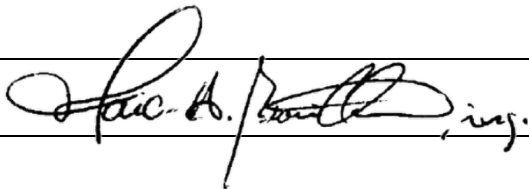
Type de calibration	
Gaz en place	☒
Gaz certifié	☐

Étalonnage analyseur de méthane (CH₄)
ExTox ET-4D2

Ce document certifie que l'analyseur de méthane ExTox ET-4D2 n° de série A21-599001-001 a été vérifié, et qu'il a fait l'objet d'un étalonnage, afin que les valeurs mesurées par l'analyseur se situent dans la plage normale de tolérance de l'équipement ($\pm 2\%$).

L'étalonnage de l'analyseur de méthane a été effectué en opération normale, directement sur la conduite principale de biogaz soutiré du lieu d'enfouissement, et dans des conditions de pression et de température correspondant à celles du système.

Signature :



Date : 26-04-2024

Certificate

The company

Tetra Tech QI Inc. (Solid Waste)
1205, Ampere Street, Suite 310, Boucherville, QC J4B 7M6

and ExTox Gasmess-Systeme GmbH, Unna, have a long lasting and close Customer-Supplier-Relationship. Tetra Tech QI Inc. gets detailed information about the IMC-analysers and carry out the inspection, troubleshooting, commissioning, and calibration of the IMC analysers since more than a decade. Tetra Tech QI Inc. is therefore authorized to maintain, calibrate/adjust and repair the ExTox IMC-Analyser-Systems.

When doing so, all information from ExTox as manufacturer has to be followed. Any repair affecting the ignition protection measures of explosion proof parts is excluded.

This certificate is applicable to employees of Tetra Tech QI Inc. who work under the team leadership of

Mr Marc-André Brouillard

This Certificate is valid until October 2025.

Unna, 2023-10-16

 **ExTox** Gasmess-Systeme GmbH
Max-Planck-Str. 18 - 59423 Unna
Tel. +49 2303 33 247-0 Fax +49 2303 33 247-10
<http://www.ExTox.de> mailto: Info@ExTox.de



Ludger Osterkamp
(Managing Director)

Annexe 11 – Calcul des réductions d'émissions de GES

Cogen Biogaz HY - Destruction du biogaz au LES de Granby [LE014 - 50498TT] Période 2023-2024

Volume journalier de CH₄ capté et détruit (m³/d)
et bilan de la réduction des émissions de GES (t-éq.CO₂)

Débit journalier de méthane collecté (Nm ³ -CH ₄ /d)													
	avr-23	mai-23	juin-23	juil-23	août-23	sept-23	oct-23	nov-23	déc-23	janv-24	févr-24	mars-24	
1	1 714.8	1 597.2	1 704.7	1 561.9	1 674.6	1 711.7	1 778.3	1 954.9	1 973.3	1 733.5	1 741.5	1 634.4	
2	1 235.7	1 539.3	1 701.6	1 559.3	1 700.1	1 767.0	1 540.8	1 937.6	2 031.8	1 783.9	1 974.3	1 706.5	
3	1 491.8	1 510.0	1 405.1	1 640.1	1 726.8	1 739.7	1 782.8	1 912.3	2 041.6	1 776.6	1 846.7	1 696.0	
4	1 532.5	1 463.3	1 706.0	1 586.3	1 720.1	1 750.1	1 749.7	1 841.1	1 970.8	1 710.0	1 845.4	1 691.8	
5	1 536.3	1 413.0	1 604.4	1 580.4	1 680.7	1 757.3	1 767.9	1 830.2	853.1	1 717.1	1 686.8	1 440.9	
6	1 502.9	1 556.1	1 690.2	1 605.3	1 680.4	1 772.6	1 769.5	1 821.7	332.6	1 723.7	1 776.6	1 680.1	
7	1 086.4	1 538.7	1 554.1	1 535.2	1 681.4	1 750.1	1 754.8	1 840.2	1 248.4	1 791.8	1 264.3	1 662.5	
8	1 550.9	1 376.6	1 550.1	1 577.1	1 682.2	1 783.3	1 759.9	1 712.2	1 932.6	1 627.7	1 305.2	1 643.3	
9	1 430.1	1 407.7	1 504.1	1 637.3	1 716.5	1 678.6	1 707.7	1 735.2	1 966.0	1 813.7	1 803.0	1 814.1	
10	1 626.5	1 373.1	1 506.0	1 616.7	1 743.6	1 824.0	1 664.9	1 707.3	2 074.0	1 649.4	1 742.9	1 703.2	
11	1 704.3	1 356.6	1 476.1	1 659.5	1 739.7	1 824.3	1 638.4	1 678.9	2 064.5	1 285.0	1 684.4	1 688.7	
12	1 628.3	1 526.6	1 466.8	1 650.6	1 676.0	1 813.8	1 689.9	1 692.6	1 949.2	1 507.6	1 563.4	1 633.4	
13	1 500.3	1 513.1	1 561.3	1 661.1	1 722.2	1 830.8	1 768.5	1 379.5	1 903.0	1 708.0	1 417.5	1 634.7	
14	1 557.9	1 486.9	1 525.6	1 637.2	1 756.2	1 769.6	1 776.7	773.2	1 866.5	1 555.3	1 703.3	1 442.8	
15	1 440.9	1 586.9	1 513.9	1 597.0	1 738.3	1 777.0	1 778.5	920.2	1 926.8	1 535.6	1 683.6	1 691.0	
16	1 507.6	1 562.2	1 515.3	1 717.0	1 760.9	1 772.5	1 583.9	860.1	1 902.7	1 620.1	1 694.0	1 612.7	
17	1 490.9	1 431.1	1 528.2	1 677.0	1 687.9	1 750.0	1 304.3	1 289.8	2 010.1	1 592.6	1 676.7	1 748.5	
18	1 537.0	1 429.2	1 543.6	1 583.0	1 775.5	1 682.4	1 228.1	1 356.4	2 049.9	1 544.0	1 664.7	1 645.5	
19	1 407.8	1 539.1	1 566.9	1 514.2	1 733.2	1 651.1	1 389.7	1 325.1	1 867.7	1 560.3	1 365.6	1 601.7	
20	1 516.3	1 534.1	1 623.9	1 508.7	1 733.0	1 771.6	1 429.0	965.0	1 815.5	1 535.6	1 060.0	1 630.0	
21	1 562.2	1 473.5	1 634.2	1 724.3	1 717.6	1 770.2	1 486.3	1 573.7	1 727.7	1 249.1	1 725.0	1 458.2	
22	1 661.2	1 415.1	1 644.4	1 601.7	1 771.7	1 786.7	1 420.6	2 268.1	1 877.4	1 505.2	1 830.9	1 429.2	
23	1 618.1	1 507.8	1 602.8	1 555.5	1 688.8	1 814.9	1 388.8	2 302.6	1 853.0	1 500.2	1 707.3	1 604.3	
24	1 631.7	1 427.4	1 642.8	1 621.7	1 757.3	1 815.0	1 451.8	2 027.2	1 819.7	1 590.1	1 584.8	1 458.3	
25	1 573.2	1 471.7	1 534.8	1 692.6	1 749.4	1 788.3	1 538.6	2 032.6	1 713.9	1 600.0	1 604.9	1 545.7	
26	1 635.5	1 549.5	1 552.2	1 688.2	1 727.1	1 782.0	1 567.2	2 050.2	1 870.7	1 647.1	1 597.2	1 598.7	
27	1 635.7	1 635.6	1 574.9	1 714.8	1 723.0	1 782.9	1 577.6	2 164.0	1 904.8	1 648.3	1 703.0	1 633.7	
28	1 623.1	1 557.2	1 584.5	1 607.3	1 765.9	1 293.0	1 554.3	2 076.3	1 904.6	1 677.2	1 564.2	1 588.4	
29	1 622.7	1 365.3	1 572.6	1 603.1	1 733.7	1 087.0	1 530.5	2 104.6	1 910.0	1 613.8	1 293.6	1 621.3	
30	1 640.7	1 647.6	1 606.7	1 586.8	1 715.9	1 817.9	1 585.1	2 055.0	1 845.8	1 566.8		1 502.3	
31		1 780.8		1 644.5	1 681.1		1 489.4		1 745.0	1 637.5		1 163.4	

Total période
1er avril 2023
au 31 mars 2024

Débit mensuel de méthane collecté (Nm ³ -CH ₄)	Q	[Éq. 6]	46 203	46 573	47 198	50 145	53 361	51 916	49 454	51 188	55 953	50 007	47 111	49 605	598 713
Efficacité de destruction	ED		0.936	0.936	0.936	0.936	0.936	0.936	0.936	0.936	0.936	0.936	0.936	0.936	Moteur à combustion interne
Quantité de CH ₄ valorisé ou détruit (t-CH ₄)	CH _{4V-D}	[Éq. 4]	28.89	29.12	29.51	31.35	33.36	32.46	30.92	32.01	34.98	31.27	29.46	31.02	374.3
Facteur d'oxydation du CH ₄ par les bactéries du sol	OX	[Éq. 3]	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	Pas de membrane
PRP du méthane (t-CO ₂ e/t-CH ₄)			25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	Selon Règlement
Émissions de GES du scénario de référence (t-CO ₂ e)	ÉR	[Éq. 2]	650.0	655.2	664.0	705.5	750.7	730.4	695.7	720.1	787.1	703.5	662.8	697.9	8 423
Émissions de GES du scénario de projet (t-CO ₂ e)	ÉP	[Éq. 9]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Réductions d'émissions de GES (t-CO ₂ e)	RÉ	[Éq. 1]	650.0	655.2	664.0	705.5	750.7	730.4	695.7	720.1	787.1	703.5	662.8	697.9	8 423

Note : données corrigées (défaut d'analyseur de gaz)
Note : données corrigées (dérive d'analyseur de gaz > 5 %)

Annexe 12 – Preuve de vente d'électricité

Cogen Biogaz HY, s.e.c
85 rue Saint-Paul Ouest, suite 408
Montréal, QC, H2Y 3V4 Canada
Téléphone: (514) 549-3446

Facture: 202310010019
Date: 2023-11-01

Hydro-Québec
75, boul. René-Lévesque Ouest, 13e étage
Montréal, QC, H2Z 1A4

Notre Dossier:
Courriel: invoicing@plantecorp.com
Numéro de fournisseur: 9500197
Jalal Bouhazza
Tél: (514) 884-8241
Informations bancaires:

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

PAR COURRIEL:
HQD_Back-office_approvisionnements@hydro.qc.ca

PRODUCTION D'ÉNERGIE - ANNÉE 2023

Période: 1 octobre au 31 octobre 2023
Énergie totale produite: [REDACTED]
Énergie facturée: [REDACTED]
Notre projet Approvisionnement électricité Centrale de cogénération de la Haute-Yamaska
Notre sous-projet [REDACTED]

	À ce jour	Précédent	Cette Facture
Honoraires	\$ [REDACTED]	\$ [REDACTED]	\$ [REDACTED]
Total du sous-projet	\$ [REDACTED]	\$ [REDACTED]	\$ [REDACTED]
Montant Total	\$ [REDACTED]	\$ [REDACTED]	\$ [REDACTED]
TPS 5.0% - 749189304			\$ [REDACTED]
TVQ 9.975% - 1229319091			\$ [REDACTED]
Grand Total			\$ [REDACTED]

Paiement net 21 jours

S.V.P. envoyer avis de dépôt: invoicing@plantecorp.com