C A N A D A
PROVINCE DE QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**
DISTRICT DE MONTRÉAL

N° : R-4333-2026

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Demanderesse

c.

ÉNERGIE FLUMEN INC.

Intervenant

LISTE DE PIÈCES
AU SOUTIEN DE LA
DÉCLARATION SOUS SERMENT DE BRIAN MCDOUGALL

PIÈCE P-1 :	Formulaire de demande d'alimentation daté du 1er février 2018
PIÈCE P-2 :	Correspondance du Distributeur datée du 28 février 2018
PIÈCE P-3 :	Document de soumission du Distributeur daté du 5 juin 2026
PIÈCE P-4 :	Avis officiel de l'acceptation de Hydro-Québec à la proposition de Énergie Flumen à l'A\P 2019-01
PIÈCE P-5 :	Courriel du 23 janvier 2020 à 9 h 43
PIÈCE P-6 :	Projet d'entente avant-projet concernant le site 2009, 1er Rang à Saint-Antonin
PIÈCE P-7 :	Entente d'avant-projet du 30 octobre 2020, chèque daté du 30 octobre 2020 et facture du Distributeur du 30 octobre 2020 *en liasse*
PIÈCE P-8 :	Lettre d'intention du 1er août 2022
PIÈCE P-9 :	Résolution 2023-017 de la Ville de Matane
PIÈCE P-10 :	Courriels du 9 mars 2023 à 12 h 40, 2 mai 2023 à 11 h 57, 25 mai 2023 à 10 h 41 et du 27 mai 2023 à 12 h 13 *en liasse*
PIÈCE P-11 :	Notes sténographiques de l'audience du 2 juillet 2024
PIÈCE P-12 :	Photographie prise le 2 juin 2023

PIÈCE P-13 :	Courriel du 8 juin 2023 à 12 h 38
PIÈCE P-14 :	Courriel du 15 juin 2023 à 8h51
PIÈCE P-15 :	Décision D-2023-109, R-4210-2022 Phase 1
PIÈCE P-16 :	Entente de raccordement et courriel du 6 juillet 2023 à 16 h 21
PIÈCE P-17 :	Lettre d'intention pour la collaboration entre Groupe GDS, Flumen Énergie et First Block, datée du 10 décembre 2023
PIÈCE P-18 :	Courriel du 15 décembre 2023 à 12 h 07
PIÈCE P-19 :	Courriel du 22 décembre 2023 à 9 h 04
PIÈCE P-20 :	Décision de la Régie datée du 10 septembre 2024 dans le dossier P-110-3627 (D-2024-095)
PIÈCE P-21 :	Décision de la Cour supérieure datée du 8 novembre 2024 dans le dossier 500-17-131601-240 (2024 QCCS 4133)
PIÈCE P-22 :	Entente de raccordement et courriel du 6 décembre 2024 la transmettant *en liasse*
PIÈCE P-23 :	Courriel du 9 décembre 2024
PIÈCE P-24 :	Correspondance du Distributeur datée du 27 juin 2025 dans le cadre du suivi exigé à la décision D-2024-095
PIÈCE P-25 :	Correspondance échangée entre le 26 juin 2025 et le 14 août 2025 *en liasse*
PIÈCE P-26 :	Résolution du Conseil municipal de la Ville de Matane datée du 21 juillet 2025
PIÈCE P-27 :	Courriel de Frédéric Dion du 3 septembre 2025 à 14h40
PIÈCE P-28 :	Correspondance du Distributeur datée du 4 septembre 2025 dans le cadre du suivi exigé à la décision D-2024-095
PIÈCE P-29 :	Correspondance du Distributeur datée du 22 septembre 2025 à 16h23 et copie de l'entente de raccordement, *en liasse*
PIÈCE P-30 :	Courriel de Liana Adornato daté du 22 octobre 2025 à 15h34
PIÈCE P-31 :	Courriel de Liana Adornato daté du 31 octobre 2025 à 10h34 et de copie de l'entente de raccordement, *en liasse*

PIÈCE P-32 :	Entente de raccordement moyenne tension intervenue à Montréal entre Flumen et Hydro-Québec datée du 25 novembre 2025
PIÈCE P-33 :	Projet de règlement, Application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie concernant l'autorisation pour distribuer de l'électricité, 24 décembre 2025
PIÈCE P-34 :	Acte de désistement sans frais de justice
PIÈCE P-35 :	Courriel de Liana Adornato du 11 mars 2026 à 10h16
PIÈCE P-36 :	Courriel du 1er mai 2026 à 11h47
PIÈCE P-37 :	Facture no 888255 datée du 6 mai 2026
PIÈCE P-38 :	Projet de règlement, Application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie concernant l'autorisation pour distribuer de l'électricité du 13 mai 2026
PIÈCE P-39 :	Décret 1241-2026 daté du 26 août 2026
PIÈCE P-40 :	Lettre d'intention datée du 14 septembre 2023
PIÈCE P-41 :	Courriel du 21 février 2024 à 22h50, de l'étude de faisabilité du 21 février 2024 et de ses annexes, *en liasse*
PIÈCE P-42 :	Courriel de Maxime Bergeron du 11 avril 2024 à 16h54 et de l'étude exploratoire du 5 avril 2024, *en liasse*
PIÈCE P-43 :	Courriel du 30 septembre 2026 à 17h01 et formulaire de demande de raccordement, *en liasse*

Régie du bâtiment Québec — **Installations électriques**

Objet de ce formulaire : [X] **Demande d'alimentation** [ ] **Déclaration de travaux**

1. Numéro de dossier du distributeur	Numéro de formulaire	Numéro de projet *(à l'usage de l'entrepreneur)*
	740957	

2. Début des travaux : aaaa mm jj	3. Fin des travaux : aaaa mm jj	4. Alimentation prévue le : aaaa mm jj
2018-02-01	**2018-02-01**	**2018-04-01**

5. Propriétaire *(voir AVIS... au verso de la page 2)*

Nom légal : **Winston Hydro**
Tél. travail : Ext. :
Tél. dom. : **(418) 894-0193**
Matricule : *(NEQ)*

6. Adresse des travaux

Nº civique	Rue ou route rurale	Suite
2009	**1 rang**	

Ville : **Saint-Antonin** Prov.: **Qc**
Code Postal : **G0L 2J0**
Nom de la rue avoisinante :

7. Responsable de l'abonnement *(si différent de la case 5)*

Nom : **Brian McDougall**
Tél. travail : **(418) 894-0193** Ext. :
Télécopieur :

8. Adresse postale pour facturation *(si différente de l'adresse des travaux)*

Nº civique	Rue ou route rurale	Suite

Ville : Prov.:
Code Postal :

9. Usage du lieu

[ ] Résidentiel unifamilial
[ ] Résidentiel multi-logements :
Nombre de logements : Nombre d'étages :

PRÉCISER :

[ ] Commercial
[ ] Industriel
[ ] Institutionnel
[X] Autre **Serveurs informatique**

10. Type de travaux

[X] Nouvelle installation permanente
[ ] Branchement seulement
[ ] Nouvelle installation temporaire
[ ] Modification
[ ] Addition ou réparation
[ ] Force majeure
[ ] Déplacement
[ ] Ajout de branchements du client au branchement existant du distributeur
[ ] Vérification pour l'alimentation
[ ] Projets spéciaux

Travaux exécutés par l'entrepreneur :
[ ] déconnecter au point de raccordement [ ] reconnecter au point de raccordement

11. Type de branchement [X] Aérien [ ] Souterrain [ ] Aérosouterrain

Branchement > 30 m [ ] oui
Coffret ≤ 200 A : *(120/240 V)* Branchement du distributeur à remplacer ou joint à refaire [ ] Oui

12. Type de réseau(x) existant(s)

[X] Aérien [ ] Souterrain
Prolongement requis : [ ] Oui

13. Mode de chauffage

[ ] Électricité [ ] Mazout
[ ] Gaz [ ] Bi-énergie

14. Type de chauffage électrique

[ ] Radiant ou plinthe
[ ] Pompe thermique eau/air
[ ] Pompe thermique air/air
[ ] Chaudière à vapeur
[ ] Chaudière à eau chaude
[ ] Serpentin
[ ] Central à air chaud

15. Détail des puissances à installer

Chauffage des locaux :	**2**	kW
Eau chaude :		kW
Appareils de cuisson :		kW
Climatisation :		kW
Réfrigération :		kW
Éclairage :		kW
Force motrice : (case 17) *		kW
Procédé de chauffe :		kW
Ventilation : (case 16) *		kW
Soudeuse :		kW
Autres :	**20,000**	kW
Total :	**20,002**	kW

* *Reporter sans facteur de conversion*

16. Forces motrices de la ventilation à installer

Nombre		Puissance		Total	
	x		=		HP
	x		=		HP
	x		=		HP

Grand total : HP

17. Autres forces motrices à installer

Nombre		Puissance		Total	
	x		=		HP
	x		=		HP
	x		=		HP
	x		=		HP
	x		=		HP

Grand total : HP

18. Branchement du client

Intensité nominale
Coffret : **1600** A **12/25kV** V *(autre tension)*
[ ] 120/240 V
[ ] 347/600 V

Branchement enlevé
Intensité nominale
Coffret : A V *(autre tension)*
[ ] 120/240 V
[ ] 347/600 V

19. Mesurage des coffrets de branchement secondaires

	Nombre	Intensité nominale		Tension	
			A		V
			A		V
Services :			A		V

24. Installation pour le mesurage [ ] **Non mesuré (à forfait)**

[ ] Embases
[ ] Dispositif compteurs multiples
[ ] régulier
[ ] bi-énergie
[ ] Extérieur
[ ] Intérieur
[ ] Coffret de branchement
Armoire pour transformateurs :
[ ] située à droite du coffret
[ ] située à gauche du coffret
[X] Cabinet blindé (plans obligatoires)

Cas particuliers

20. Installation d'équipement sur poteaux du distributeur

[ ] Amplificateurs/surpresseurs
[ ] Signalisation
[ ] Éclairage public

21. Pose de compteur seulement [ ]

22. Génératrice kW

23. Correction de défectuosités Numéro de dossier de l'avis

25. Compteur :

Descellé le : aaaa mm jj
Réinstallé : aaaa mm jj [ ] Oui [ ] Non
No du compteur :

26. Remarques : **Nouvelle installation 14.4/25kv de 20 mégawatts pour serveurs informatique charge liainaire.**

27. Coordonnées du titulaire de la licence

Nom légal : **LES ENTREPRISES ELECTRIQUES ALAIN PEI**

Nº civique	Rue ou route rurale	Suite
179	**LOUIS-PHILIPPE LEBRUN**	

Ville : **RIVIERE-DU-LOUP** Prov.: **Qc**
Code Postal : **G5R 5W5** Tél : **418 867-2141**
Cell : Fax : **418 867-2677**
Nº de la licence : **2317-7405-84**

28. Mandataire du client *(autre que le titulaire de la licence)*

Nom :

Nº civique	Rue ou route rurale	Suite

Ville : Prov.: **qc**
Code Postal : Tél :
Télécopieur :

30. Plans requis
(voir verso de la page 1) Inclus : [ ] Oui

À compléter seulement lors de la déclaration des travaux

29. Signature du titulaire de la licence

Nom du signataire: **PIERRE-LUC PELLETIER** Signature : **X**
Date de la signature aaaa mm jj : **2018-02-01**

31. Prêt pour le distributeur aaaa mm jj

Formulaire officiel autorisé par la Régie du Bâtiment du Québec

Montréal, le 28 février 2018

Par courriel

Monsieur Brian McDougall
Winston Hydro inc.
8 rue Émilie-Gamelin Rivière-du-Loup (Québec)
G5R 5L8

Objet : Suivi de votre demande d'alimentation électrique

Nous accusons réception de votre demande d'alimentation électrique datée du 1er février 2018.

Au cours des derniers mois, Hydro-Québec Distribution a reçu une quantité exceptionnelle de projets représentant plusieurs milliers de mégawatts, traduisant l'engouement international pour l'énergie verte et abordable produite au Québec.

Ainsi, je souhaite vous informer de la position actuelle d'Hydro-Québec à l'égard de l'alimentation en électricité des projets soumis par des entreprises œuvrant dans le secteur des chaînes de blocs (*blockchain*).

Bien que nous disposions d'un volume important d'électricité pour satisfaire les différents besoins de la clientèle sur le territoire du Québec, Hydro-Québec Distribution ne pourra pas alimenter la totalité des installations visées par les projets qui lui ont été présentés et qu'elle analyse actuellement, notamment en raison de leur impact sur la demande lors des pointes hivernales. Nous travaillons à développer des lignes directrices qui permettront de déterminer, parmi les projets reçus du secteur des chaînes de blocs, lesquels pourront être acceptés, ainsi que des tarifs et des conditions applicables à ce secteur. Conséquemment, il importe que vous fassiez preuve de prudence dans la mise en œuvre de vos projets.

Soyez assuré que nous communiquerons avec vous dès que les lignes directrices visant la sélection des projets auront été déterminées.

Je vous remercie de l'intérêt que vous nous avez manifesté. Je réitère la volonté d'Hydro-Québec d'attirer de nouveaux clients au Québec, tout en tenant compte des besoins des autres clients et en s'assurant de respecter notre engagement de limiter les hausses de tarifs à un niveau inférieur ou égal à l'inflation.

Veuillez accepter, Monsieur, nos salutations sincères.

Le vice-président – Clientèle d'Hydro-Québec Distribution,



Éric Filion

Hydro Québec Distribution

Attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie associée en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs

Document d'appel de propositions A/P 2019-01

5 juin 2019

[Document consolidé intégrant l'addenda 1 émis le 14 juin 2019, l'addenda 2 émis le 28 juin 2019 et l'addenda 3 émis le 14 août 2019]

NOTE IMPORTANTE

Le présent document intègre les addenda 1, 2, et 3 au document d'appel de propositions A/P 2019-01 émis le 5 juin 2019. Ce document consolidé est mis à la disposition des intéressés à soumissionner dans le seul but de faciliter la lecture du document d'appel de propositions. En cas de différence entre le document consolidé et la version originale du document d'appel de propositions A/P 2019-01 telle que modifiée par les addenda 1, 2, et 3, la version originale et les addenda prévalent.

Table des matières

Contexte **1**

1 Dispositions générales **2**
1.1 Définitions 2
1.2 Quantité visée 2
1.3 Service non ferme 2
1.4 Engagements contractuels 3
1.4.1 Engagement de consommation 3
1.4.2 Engagements de retombées économiques 4
1.4.3 Engagement environnemental 4
1.5 Modalités relatives au non-respect des engagements contractuels 5
1.5.1 Modalités de non-respect de l'*engagement de consommation* 5
1.5.2 Modalités de non-respect des *engagements de retombées économiques* et de l'*engagement environnemental* 6
1.6 Raccordement au réseau d'Hydro-Québec 7
1.6.1 Type de raccordement 7

2 Conditions d'admissibilité **8**
2.1 Conditions générales 8
2.2 Soumissionnaires admissibles 8
2.3 Garantie de soumission 8
2.3.1 Seules formes de garantie acceptées 8
2.3.2 Réalisation de la *garantie de soumission* 9

3 Processus de sélection **10**
3.1 Introduction 10
3.2 Évaluation des soumissions en fonction des exigences minimales (Étape 1) 10
3.3 Classement des soumissions (Étape 2) 10
3.3.1 Critères de retombées économiques au Québec 11
3.3.2 Critère environnemental 11
3.4 Établissement de la combinaison optimale (Étape 3) 12
3.4.1 Coûts des travaux 12

4 Instructions aux soumissionnaires **14**
4.1 Échéancier 14
4.2 Inscription à l'Appel de propositions 14
4.2.1 Formulaire d'inscription à l'Appel de propositions 14
4.2.2 Frais d'inscription 15
4.3 Soumission unique 15
4.4 Communications avec les soumissionnaires 15
4.5 Vérification du document d'Appel de propositions 15
4.6 Addenda 16
4.7 Formule de soumission 16
4.8 Déclaration de possibilité de conflit d'intérêts 17
4.9 Signature de la soumission 17
4.10 Dépôt des soumissions 17
4.11 Validité de la soumission 17
4.12 Durée de l'Appel de propositions 18
4.13 Acceptation ou rejet des soumissions à l'ouverture des soumissions 18
4.13.1 Défauts entraînant le rejet des soumissions à l'ouverture des soumissions 18

4.13.2 Défauts entraînant l'acceptation de la soumission sous toutes réserves 18
4.14 Retrait d'une soumission 19
4.15 Annulation 19
4.16 Confidentialité 19
4.17 Avis aux soumissionnaires 19
4.17.1 Soumissionnaires alimentés par le Distributeur 19
4.17.2 Soumissionnaires alimentés par un *réseau municipal* 20
4.18 Ententes 20
4.18.1 Soumissionnaires retenus alimentés par le Distributeur 20
4.18.2 Soumissionnaires retenus alimentés par un *réseau municipal* 21
4.19 Lois applicables 21

Annexes

Annexe 1 Définitions 22

Annexe 2 Résumé du processus de sélection 29

Annexe 3 Formulaire d'inscription à l'Appel de propositions A/P 2019-01 31

Annexe 4 Formule de soumission 33

Annexe 5 Lettre de crédit *Standby* irrévocable et inconditionnelle 58

Annexe 6 Entente d'avant-projet-type 61

Annexe 7 Entente de raccordement-type 77

Annexe 8 Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs 107

Annexe 9 Tarifs d'électricité 108

Annexe 10 Conditions de service 109

Annexe 11 Sommaire des implications par types de raccordement 110

Annexe 12 Entente type - réseau municipal 112

Tableaux

Tableau 1 – Critères de sélection et leur pondération 11

Contexte

Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « **Distributeur** ») est une entreprise dont certaines des activités, telle la distribution d'électricité, sont assujetties à la juridiction de la Régie de l'énergie dans la mesure prévue à la *Loi sur la Régie de l'énergie.*

Le Distributeur lance le présent appel de propositions (l'« **Appel de propositions** »), conformément à la décision D-2019-052 de la Régie de l'énergie, afin d'attribuer un bloc de 300 mégawatts (« **MW** ») de puissance et d'énergie associée en *service non ferme* aux consommateurs d'électricité pour un *usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*, notamment à la lumière des préoccupations exprimées par le gouvernement du Québec dans son décret nº 646-2018 du 30 mai 2018 et de l'Arrêté ministériel nº AM 2018-004 du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles en date du 31 mai 2018.

L'Appel de propositions est assujetti aux décisions, tant celles déjà rendues que celles à venir, de la Régie de l'énergie relatives au dossier R-4045-2018[1].

Le Distributeur a mandaté la firme Raymond Chabot Grant Thornton & Cie pour l'accompagner dans le processus d'Appel de propositions et pour agir comme son représentant officiel (le « **Représentant officiel** »). Les coordonnées du Représentant officiel sont présentées à l'article 4.2.

À moins d'indication contraire, tous les montants apparaissant dans le présent document d'Appel de propositions sont exprimés en devise canadienne ($/¢).

Le chapitre 1 présente les dispositions générales de l'Appel de propositions, le chapitre 2 décrit les conditions d'admissibilité, le chapitre 3 décrit le processus de sélection et le chapitre 4 fournit les instructions aux soumissionnaires.

Finalement, les documents en annexe de l'Appel de propositions sont accessibles sur le site Web du Distributeur (https://www.hydroquebec.com/chaines-de-blocs/), à l'onglet « Processus de sélection », au sous-menu « Documents » et en font partie intégrante.

[1] http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=457&phase=1&Provenance=A

1 Dispositions générales

Les tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (Annexe 8) s'appliquent aux soumissionnaires retenus dans le cadre de l'Appel de propositions, lesquels s'ajoutent aux Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (Annexe 9) et aux Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (Annexe 10), tous fixés par la Régie de l'énergie et en vigueur.

Les *Tarifs d'électricité* établissent l'ensemble des prix, de leurs conditions d'application et des modalités de calcul applicables à la facturation de l'électricité et des services fournis par le Distributeur au titre d'un *abonnement*. Les *Conditions de service* établissent les conditions liées à l'abonnement au service d'électricité, les modalités de facturation et de paiement, les modes d'alimentation et de raccordement au réseau ainsi que les droits et responsabilités du *client* et du Distributeur.

1.1 Définitions

À moins que le contexte n'exige un sens différent, les termes en italique dans l'Appel de propositions sont définis dans l'Annexe 1. Ces définitions s'ajoutent à celles qui débutent par une majuscule dans le texte et celles prévues à l'article 1.1 des *Tarifs d'électricité* et à l'article 21.1 des *Conditions de service*.

1.2 Quantité visée

Le Distributeur met à la disposition des intéressés à soumissionner un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie associée en *service non ferme*, incluant un bloc d'au moins 50 MW réservé aux *projets* de 5 MW et moins. Le Distributeur pourra appliquer une marge de 10% en plus ou en moins sur la quantité visée de 300 MW.

La *puissance contractuelle* doit être d'au moins 50 kilowatts (« **kW** ») et d'au plus 50 MW.

1.3 Service non ferme

Les soumissionnaires doivent s'engager pour un service non ferme, dont les modalités sont les suivantes :

- la puissance maximale appelée de l'*abonnement* ne doit pas dépasser 5 % de celle des 12 *périodes de consommation* précédentes, moyennant un préavis de deux (2) heures du Distributeur avant le début de chaque limitation de puissance. Les limitations de puissance (demandes d'effacement) peuvent couvrir un maximum de 300 heures par année, soit du 1er avril d'une année au 31 mars inclusivement de l'année suivante, sans autre restriction quant au nombre ou à la durée de chaque limitation de puissance et sans compensation;

- si le *client* consomme de l'électricité pendant une période visée par une demande d'effacement, toute la consommation au-delà du seuil de 5 % durant cette période lui est facturée au prix de 50 ¢/kWh;

(le « ***service non ferme*** »).

1.4 Engagements contractuels

Chaque soumissionnaire retenu au terme du processus de sélection devra signer une *entente d'avant-projet* et une *entente de raccordement* avec Hydro-Québec, lesquelles sont décrites à l'article 4.18.

Les caractéristiques et engagements des soumissionnaires propres à leur soumission seront reflétés dans ces ententes.

Le soumissionnaire retenu alimenté par un *réseau municipal* devra conclure une entente avec le Distributeur qui comprend les informations présentées dans sa soumission et précise :

a) son *engagement de consommation*;

b) ses *engagements de retombées économiques* et son *engagement environnemental*, le cas échéant;

c) les modalités relatives au non-respect des engagements mentionnés aux paragraphes a) et b) ci-dessus prévues à l'article 1.5;

d) les exigences de garantie financière prévues à l'article 4.18.2.

Cette entente devra être contresignée par le *réseau municipal* et conclu dans le délai prévu dans l'*avis d'acceptation*. Une entente-type est jointe à l'Annexe 12.

1.4.1 Engagement de consommation

Le soumissionnaire doit indiquer dans sa Formule de soumission, les informations suivantes pour l'*installation électrique* :

- la *puissance contractuelle*;
- le *FU contractuel*;
- la date de mise en service demandée;
- la *montée en charge* requise, le cas échéant.

Le Distributeur calculera à partir de ces données, l'engagement de consommation du soumissionnaire, exprimée en kWh-année, lequel correspond pour chaque *année contractuelle* au produit de la *puissance contractuelle*, du *FU contractuel* et du nombre total d'heures de l'*année contractuelle* concernée (l'« ***énergie contractuelle*** »). L'*énergie contractuelle* sera ajustée afin de tenir compte de la *montée en charge* pour la période au cours de laquelle celle-ci est applicable, le cas échéant.

L'engagement de consommation du soumissionnaire est établi sur une période de cinq (5) années consécutives suivant la *date de mise sous tension initiale* de l'*installation électrique* (l'« ***engagement de consommation*** »).

Les modalités relatives au non-respect de l'*engagement de consommation* du *client* sont décrites à l'article 1.5.1.

Comme plus amplement décrit à l'article 3.4, le Distributeur favorisera les *projets* dont la *date de mise sous tension initiale* et la *montée en charge* s'effectuent dans les meilleurs délais, et dont le *FU contractuel* est le plus élevé.

1.4.2 Engagements de retombées économiques

Le soumissionnaire doit joindre à sa soumission les informations concernant ses engagements relatifs aux trois (3) critères de retombées économiques au Québec suivants :

- nombre d'emplois directs au Québec / MW;
- masse salariale totale des emplois directs au Québec / MW;
- investissements au Québec / MW;

(les « ***engagements de retombées économiques*** »).

Les éléments considérés aux fins de l'établissement des *engagements de retombées économiques* sont détaillés sous forme de tableaux présentés à la section 4.1 de la Formule de soumission. Le soumissionnaire doit compléter les tableaux prévus à cet effet conformément aux instructions et modalités qui y sont présentées.

Les engagements du soumissionnaire relatifs au nombre d'emplois directs au Québec et à la masse salariale totale associée à ces emplois doivent correspondre au nombre d'emplois et à la masse salariale que le soumissionnaire s'engage à créer en période d'exploitation. Ces engagements doivent être constants et maintenus sur une durée de cinq (5) années consécutives suivant la *date de mise sous tension initiale* de l'*installation électrique*.

L'engagement relatif aux investissements au Québec est un engagement unique qui doit correspondre aux investissements que le *client* s'engage à avoir effectué au début de la période d'exploitation de son *installation électrique*, au terme de sa *montée en charge*, le cas échéant.

Les *engagements de retombées économiques* des soumissionnaires propres à leur soumission seront pris en compte à l'étape 2 du processus de sélection. Les règles de détermination du pointage relatif aux *engagements de retombées économiques* sont définies à l'article 3.3.1.

Les modalités relatives au non-respect des *engagements de retombées économiques* du *client* sont décrites à l'article 1.5.2.

1.4.3 Engagement environnemental

Si applicable à son *projet*, le soumissionnaire doit joindre à sa Formule de soumission les informations concernant son engagement environnemental à récupérer une portion de l'énergie des rejets thermiques produits par les *appareils électriques* afin de l'acheminer à l'*utilisateur* désirant valoriser cette *énergie récupérée.*

Aux fins de l'Appel de propositions, l'économie d'énergie correspond au ratio suivant :

$$\text{Ratio d'économie d'énergie} = \frac{Consommation\ électrique\ évitée\ par\ la\ récupération\ de\ chaleur}{Consommation\ électrique\ totale}\ x\ 100$$

(le « ***ratio d'économie d'énergie*** »).

L'engagement du soumissionnaire, exprimé au moyen du *ratio d'économie d'énergie*, est défini comme son engagement environnemental (l'« ***engagement environnemental*** »).

L'*engagement environnemental* des soumissionnaires sera pris en compte à l'étape 2 du processus de sélection. Les règles de détermination du pointage relatif à l'*engagement environnemental* sont définies à l'article 3.3.2.

Les modalités relatives au non-respect de l'*engagement environnemental* du *client* sont décrites à l'article 1.5.2.

1.4.3.1 Identification de l'*utilisateur* de l'*énergie récupérée*

Le soumissionnaire doit identifier dans sa soumission, au moins un *utilisateur* de l'*énergie récupérée.* À cet égard, le soumissionnaire doit joindre à sa soumission une copie du contrat signé avec l'*utilisateur* de l'*énergie récupérée*, ou dans le cas où le soumissionnaire n'a pas d'entente conclue au moment du dépôt de sa soumission, il doit fournir toute lettre d'intention ou entente de principe entre les parties à ce sujet.

Dans le cas où le soumissionnaire et l'*utilisateur* de l'*énergie récupérée* ne forment qu'une seule et même entité légale, le soumissionnaire doit déposer dans sa soumission une attestation, signée par un de ses dirigeants ou administrateur autorisé du soumissionnaire, à l'effet qu'il s'engage à utiliser l'*énergie récupérée* des *appareils électriques*.

1.4.3.2 Rapport de conception du procédé de valorisation de l'*énergie récupérée*

Le soumissionnaire doit fournir à la section 4.2 de la Formule de soumission un rapport signé et scellé par une firme d'ingénieurs indépendante. La section 4.2 de la Formule de soumission décrit les informations qui devront être présentées dans le rapport. Le Distributeur se réserve le droit de demander, au besoin, tout complément d'informations au rapport fourni.

1.4.3.3 Test de performance

Dans un délai maximum de 12 mois suivant la *date de mise sous tension initiale* de l'*installation électrique*, le *client* devra effectuer, à ses frais, un test de performance pour confirmer l'atteinte de son *engagement environnemental*. Ce test de performance devra être réalisé et signé par une firme d'ingénieurs indépendante et le rapport émis par cette firme relatif à ce test doit être transmis au Distributeur dans les 30 jours suivant le test de performance.

Deux (2) mois avant le début du test de performance, la firme d'ingénieurs devra transmettre au Distributeur la procédure pour le test de performance. Le Distributeur se réserve le droit de commenter la procédure du test de performance et/ou d'assister au test de performance.

1.5 Modalités relatives au non-respect des engagements contractuels

1.5.1 Modalités de non-respect de l'*engagement de consommation*

Dans le cas où l'*énergie réelle consommée* est inférieure à l'*énergie contractuelle* pour une *année contractuelle* donnée, un montant correspondant à 1 ¢/kWh multiplié par l'écart de consommation en kWh sera facturé au *client*. Toute quantité d'énergie non livrée au *client* lors d'une demande d'effacement associée au *service non ferme* est ajoutée à *l'énergie réelle consommée* aux fins de ce calcul.

Pour une *année contractuelle* donnée, le montant à payer par le *client* pour non-respect de son *engagement de consommation* est égal à :

$$(énergie\ contractuelle\ -\ (énergie\ réelle\ consommée + énergie\ non\ livrée\ lors\ d'une\ demande\ d'effacement))^{2}\ x\ 1\ ¢/kWh$$

Dans tous les cas, la somme des montants à payer par le *client* pour non-respect de son *engagement de consommation* ne pourra excéder le montant de la garantie financière calculée selon la formule présentée à l'article 4.18.1.2.

Les dispositions prévues au présent article s'appliquent avec les adaptations nécessaires aux soumissionnaires retenus d'un *réseau municipal* ayant accepté l'*avis d'acceptation*.

1.5.2 Modalités de non-respect des *engagements de retombées économiques* et de l'*engagement environnemental*

Les *engagements de retombées économiques* et, le cas échéant, l'*engagement environnemental* doivent être respectés pour une période de cinq (5) années consécutives suivant la *date de mise sous tension initiale* de l'*installation électrique*. Ces engagements seront reproduits dans l'*entente de raccordement* à être conclue. En cas de défaut de respecter en tout ou en partie ses engagements, le *client* se verra imposer une majoration du prix applicable à l'*énergie réelle consommée.*

Cette majoration est établie comme suit :

i. si le *client* respecte chacun de ses *engagements de retombées économiques* et, s'il y a lieu, son *engagement environnemental* indiqués dans son *entente de raccordement*, à hauteur de 50 % ou plus, la majoration correspond à l'écart entre le prix de la 1re tranche d'énergie du tarif M ou le prix de l'énergie du tarif LG, selon le cas, et le *tarif dissuasif*, au prorata du nombre d'engagements non respectés, selon ce qui suit :

- o un seul engagement non respecté - 33% de l'écart;
- o deux engagements non respectés - 66% de l'écart;
- o trois engagements ou plus non respectés - 100% de l'écart.

La majoration est appliquée pour une période maximale de 12 mois ou jusqu'à ce que le *client* remédie à l'ensemble des défauts identifiés, selon la première de ces éventualités. Si au terme de cette période, le *client* ne respecte toujours pas ses engagements, le *tarif dissuasif* est appliqué.

ii. Si le *client* ne respecte pas l'un ou l'autre de ses *engagements de retombées économiques* ou, s'il y a lieu, son *engagement environnemental* indiqués dans son *entente de raccordement*, à hauteur de 50 % ou plus, le *tarif dissuasif* est appliqué. Le *tarif dissuasif* est appliqué jusqu'à ce que le(s) défaut(s) soi(en)t corrigés en tout ou en partie auquel cas, la majoration prévue au présent article est appliquée.

Le *client* doit fournir une déclaration annuelle attestant du respect de ses *engagements de retombées économiques* et, le cas échéant, de son *engagement environnemental*. Cette déclaration doit respecter les critères suivants :

[2] Le résultat de cette formule ne peut être inférieur à 0.

- elle doit être signée par un haut dirigeant du *client*;
- elle doit être fournie dans les 30 jours suivants chaque date anniversaire de la *mise sous tension initiale* de l'*installation électrique*;
- elle doit contenir tous les éléments permettant d'attester le respect des engagements du *client.*

Un modèle de déclaration est joint en annexe de l'*entente de raccordement*-type (Annexe 7), à titre informatif.

À sa discrétion, le Distributeur peut exiger que le *client* lui fournisse, à ses frais, une attestation d'une firme indépendante établissant le résultat obtenu quant à ses *engagements de retombées économiques* et son *engagement environnemental*, le cas échéant.

Le Distributeur peut, en tout temps, effectuer des vérifications ou mandater une société indépendante pour procéder à des vérifications afin de s'assurer que le *client* respecte ses *engagements de retombées économiques* et s'il y a lieu, son *engagement environnemental*. Dans ce cas, le Distributeur peut demander par écrit au *client* de lui transmettre les informations requises pour qu'il ou la société mandatée procède aux vérifications pertinentes. Le *client* doit fournir ces informations au plus tard 30 jours après la date d'envoi de la demande écrite du Distributeur. À défaut de transmettre dans le délai prévu les informations demandées ou si celles-ci ne permettent pas de confirmer le respect de chacun des engagements précités, le client est réputé en défaut et le *tarif dissuasif* s'applique.

Les dispositions prévues au présent article s'appliquent avec les adaptations nécessaires aux soumissionnaires retenus d'un *réseau municipal* ayant accepté l'*avis d'acceptation*.

1.6 Raccordement au réseau d'Hydro-Québec

Les modalités relatives au traitement du coût des travaux sont présentées à l'article 3.4.1.

Les travaux d'Hydro-Québec pour les fins du raccordement de l'*installation électrique* et, s'il y a lieu, du renforcement des réseaux de distribution et de transport d'électricité requis définis à l'*entente de raccordement* seront réalisés par Hydro-Québec.

La totalité des coûts de ces travaux seront à la charge du soumissionnaire retenu, sans possibilité de remboursement et doit être payée par le soumissionnaire retenu avant le début des travaux.

1.6.1 Type de raccordement

Hydro-Québec établit le tracé du réseau de distribution d'électricité et détermine les travaux requis pour permettre l'alimentation du *projet* en favorisant la solution technique la moins coûteuse.

L'alimentation en moyenne tension est fournie jusqu'à une intensité maximale de 260 A en triphasé. Au-delà de cette limite, Hydro-Québec détermine si l'*installation électrique* doit être alimentée en moyenne tension ou en haute tension.

Les raccordements peuvent être assujettis à une autorisation en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* ou de toute autre réglementation en vigueur, telle que la Commission de la protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ).

L'Annexe 11 présente un sommaire des implications par types de raccordement.

2 Conditions d'admissibilité

2.1 Conditions générales

Pour être admissible à participer à l'Appel de propositions, le soumissionnaire doit se conformer à l'ensemble des modalités du présent document, incluant ses annexes, et avoir transmis la Formule de soumission contenant toutes les informations et documents demandés.

2.2 Soumissionnaires admissibles

Est admissible à l'Appel de propositions, une personne physique ou une personne morale, une société, une fiducie agissant par son fiduciaire ou une organisation dont le *projet* requiert la consommation d'électricité pour un *usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* et qui doit être desservie par Hydro-Québec à même le *réseau intégré*, ou par un *réseau municipal*.

Un *abonnement* est considéré être pour un *usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* si la *puissance contractuelle* correspondant à cet usage est d'au moins 50 kW.

L'*installation électrique* pour l'*usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* doit faire l'objet d'un *abonnement* distinct, d'un mesurage distinct et d'une facturation distincte, sans possibilité de regroupement. Aux fins de l'Appel de propositions, une seule soumission peut être retenue pour un même *site*.

Le raccordement et l'utilisation de l'*installation électrique* doivent respecter en tout temps les normes et dispositions légales en vigueur. Les frais pour le respect des exigences, notamment celles relatives au mesurage, sont assumés entièrement par le *client*.

Dans le cas d'un soumissionnaire desservi par un *réseau municipal*, le soumissionnaire doit joindre à sa soumission une attestation de conformité émise par le *réseau municipal* concerné. Cette attestation devra confirmer la capacité disponible sur le *réseau municipal* ou la date à laquelle celle-ci sera disponible (*date de mise sous tension initiale*), les exigences techniques et opérationnelles du *réseau municipal*, l'engagement du client du *réseau municipal* à conclure une entente avec le *réseau municipal* relativement à la réalisation des travaux de raccordement requis sur le *réseau municipal* et le paiement du coût de ces travaux sans possibilité de remboursement, et l'engagement du client du *réseau municipal* à fournir les garanties financières prévues aux présentes (l'« ***attestation de conformité*** »).

2.3 Garantie de soumission

Le soumissionnaire doit joindre à sa soumission, au moment de son dépôt, une garantie de soumission au montant de 10 $/kW en fonction de la *puissance contractuelle* (la « ***garantie de soumission*** »).

2.3.1 Seules formes de garantie acceptées

Le Distributeur se réserve le droit de rejeter une soumission dont la *garantie de soumission* n'est pas jointe, ou n'est pas conforme aux modalités prévues à la présente section, le tout selon les dispositions prévues à l'article 4.13.2.

La *garantie de soumission* doit être sous forme de :

A) lettre de crédit *standby* irrévocable et inconditionnelle conforme au modèle joint à l'Annexe 5 dûment signée par une *institution financière* ; ou

B) chèque certifié.

Toute *garantie de soumission* doit être émise par une institution financière qui respecte, en tout temps, les conditions suivantes, autrement, une substitution de l'institution financière peut être exigée :

1) elle est une institution financière canadienne ou une institution financière étrangère possédant une succursale canadienne ;

2) elle possède au moins dix (10) milliards de dollars d'actifs ;

3) elle maintient en tout temps une notation de crédit minimale de A- par Standard & Poor's, A3 par Moody's ou A (low) par DBRS. Advenant qu'une institution financière a une notation de crédit égale à ce seuil minimal et que ladite notation de crédit est sous surveillance ("credit watch") avec une perspective négative, elle n'est pas admissible à fournir une *garantie de soumission*. Si les agences de notation n'accordent pas de notations de crédit de même niveau à ladite institution financière, la notation de crédit la plus faible est retenue;

(l'« ***institution financière*** »).

La *garantie de soumission* d'un soumissionnaire non retenu sera retournée à la fin de l'Appel de propositions comme prévu à l'article 4.13.

La *garantie de soumission* d'un soumissionnaire retenu qui ne signe pas l'*avis d'acceptation* sera retourné dans un délai raisonnable suivant l'expiration du délai de cinq (5) jours ouvrables prévu à l'article 4.17.

Le Distributeur retient la *garantie de soumission* d'un soumissionnaire retenu jusqu'à ce qu'il ait signé l'*entente d'avant-projet* et payé les coûts prévus à cette entente conformément à l'article 4.18.1.1 et, pour un soumissionnaire retenu d'un *réseau municipal* ayant accepté l'*avis d'acceptation*, jusqu'à ce que l'entente prévue à l'article 1.4 ait été conclue.

2.3.2 Réalisation de la *garantie de soumission*

Le Distributeur peut réaliser la *garantie de soumission* si :

i. le soumissionnaire retire sa soumission après l'ouverture des soumissions, sauf si le retrait de sa soumission se fait conformément aux modalités prévues à l'article 4.17;

ii. le soumissionnaire retenu qui a signé un *avis d'acceptation* n'a pas signé et retourné l'*entente d'avant-projet* et payé les coûts prévus à cette entente dans les délais prévus à son *avis d'acceptation*;

iii. l'entente prévue à l'article 1.4 n'a pas été conclue malgré le fait que le soumissionnaire retenu d'un *réseau municipal* ait signé l'*avis d'acceptation*.

3 Processus de sélection

3.1 Introduction

Le processus de sélection est illustré sous la forme d'un diagramme à l'Annexe 2 et comporte les trois (3) étapes suivantes :

Étape 1 : l'évaluation des soumissions en fonction des exigences minimales
Étape 2 : le classement des soumissions
Étape 3 : l'établissement de la combinaison optimale

Ces trois (3) étapes sont plus amplement décrites aux articles suivants.

Le Distributeur se réserve le droit de demander l'avis d'un expert indépendant de son choix pour déterminer si le soumissionnaire répond aux conditions des étapes décrites ci-dessous.

3.2 Évaluation des soumissions en fonction des exigences minimales (Étape 1)

Pour être admissible à l'Appel de propositions, le soumissionnaire doit satisfaire à l'ensemble des modalités du présent document d'Appel de propositions, entre autres celles mentionnées au chapitre 2, et doit se conformer aux exigences minimales suivantes :

- le service d'électricité demandé vise un *usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*;
- la *puissance contractuelle* est d'au moins 50 kW et d'au plus 50 MW;
- le soumissionnaire a acquitté les frais d'inscription de 2 000 $, conformément aux dispositions de l'article 4.2.2;
- La *garantie de soumission* est jointe à la soumission et est conforme aux modalités prévues à l'article 2.3, sous réserve des modalités prévues à l'article 4.13.2;
- le soumissionnaire doit avoir transmis une Formule de soumission conforme et comprenant toutes les informations et documents exigés;
- pour les projets desservis par un *réseau municipal*, le soumissionnaire doit avoir joint à sa soumission son *attestation de conformité*.

Une soumission qui ne satisfait pas à l'une des exigences minimales n'est pas retenue pour l'étape 2.

3.3 Classement des soumissions (Étape 2)

Les soumissions ayant satisfait aux exigences minimales de l'étape 1 sont évaluées individuellement en fonction des critères d'évaluation présentés au tableau 1 ci-dessous avec la pondération qui leur est associée.

À la fin de cette évaluation, les soumissions sont classées selon le pointage obtenu. Seules les soumissions qui sont le mieux classées à l'étape 2 accèdent à l'étape suivante du processus de sélection.

Tableau 1 – Critères de sélection et leur pondération

Critères de sélection	Pondération
Critères de développement économique : - Nombre d'emplois directs au Québec / MW - Masse salariale totale des emplois directs au Québec / MW - Investissements au Québec / MW	 30 30 30
Critère environnemental : - Ratio d'économie d'énergie = *Consommation électrique évitée par la récupération de chaleur* X 100 *Consommation électrique totale*(1)	10
Total	**100**

Note 1 : Pour obtenir des points pour ce critère environnemental, le *ratio d'économie d'énergie* doit être au minimum de 7,5 %.

3.3.1 Critères de retombées économiques au Québec

Le soumissionnaire doit compléter les tableaux de la section 4.1 de la Formule de soumission décrivant ses *engagements de retombées économiques* suivants, tels que définis à l'article 1.4.2 :

- Nombre d'emplois directs au Québec / MW;
- Masse salariale totale des emplois directs au Québec / MW;
- Investissements au Québec / MW.

Une pondération de 30 points est allouée à chacun de ces critères de sélection. La soumission qui générera les retombées économiques les plus élevées pour un critère donné se verra attribuer le maximum de points à l'égard de ce critère, soit 30. Les autres soumissions seront évaluées en tenant compte de l'écart entre le niveau de leur engagement pour un critère donné et celui de la soumission présentant l'engagement le plus élevé sur ce même critère. Le pointage pour chacun des critères évalués sera ainsi attribué au prorata de l'engagement de la soumission évaluée et de l'engagement de la soumission la mieux cotée pour chacun des critères.

3.3.2 Critère environnemental

Si applicable à son *projet*, le soumissionnaire doit joindre à la section 4.2 de la Formule de soumission tous documents, preuves et informations concernant son *engagement environnemental*, tel que défini à l'article 1.4.3.

Une pondération de dix (10) points est allouée à ce critère de sélection. La soumission qui présentera l'*engagement environnemental* le plus élevé se verra attribuer le maximum de points à l'égard de ce critère, soit 10. Les autres soumissions seront évaluées en tenant compte de l'écart entre le niveau

de leur engagement pour ce critère et celui de la soumission présentant l'engagement le plus élevé. Le pointage pour ce critère sera attribué au prorata de l'engagement de la soumission évaluée et de l'engagement de la soumission la mieux cotée pour ce critère.

Un soumissionnaire qui présente un *engagement environnemental* inférieur à 7,5 % n'obtiendra pas de point pour ce critère.

3.4 Établissement de la combinaison optimale (Étape 3)

À partir des soumissions retenues à l'issue de l'étape 2, le Distributeur établira la combinaison optimale permettant de combler la quantité visée de 300 MW (+/- 10 %).

Cette combinaison visera à maximiser les ventes d'électricité du Distributeur sur la période du 1er janvier 2020 au 31 décembre 2024, et ce, conformément aux paramètres de l'Appel de propositions et sans égard au classement de l'étape 2. Le Distributeur favorisera donc les *projets* dont la *date de mise sous tension initiale* et la *montée en charge*, le cas échéant, s'effectueront dans les meilleurs délais, et dont le *FU contractuel* est le plus élevé.

Les délais de raccordement seront évalués par des unités spécialisées d'Hydro-Québec chargées de planifier le raccordement au réseau de distribution ou de transport, selon les caractéristiques de la charge. Ces évaluations tiendront compte de la complexité des travaux de branchement au réseau d'Hydro-Québec et, s'il y a lieu, des travaux de renforcement du réseau associés au *projet* proposé.

La date de mise sous tension initiale retenue pour l'analyse des soumissions sera la date la plus tardive entre :

- la date de mise en service demandée par le soumissionnaire, et
- la *date de mise sous tension initiale* révisée par Hydro-Québec en fonction de la durée estimée des travaux de raccordement et des travaux de renforcement du réseau, le cas échéant, à effectuer, ou la *date de mise sous tension initiale* prévue à l'*attestation de conformité*.

En conséquence, un *projet* nécessitant de nouvelles constructions ou installations ou encore des modifications aux réseaux de transport ou de distribution, et qui ne pourrait vraisemblablement pas être raccordé dans de courts délais, sera désavantagé lors de l'analyse des soumissions.

3.4.1 Coûts des travaux

3.4.1.1 Soumissionnaires alimentés par le Distributeur

Au terme de l'étape 3, après avoir complété l'analyse des soumissions et une fois la combinaison optimale déterminée, le Distributeur informera par écrit les soumissionnaires retenus par la transmission d'un *avis d'acceptation*. Les soumissionnaires retenus auront cinq (5) jours ouvrables pour accepter l'évaluation des coûts des travaux d'Hydro-Québec pour les fins du raccordement de l'*installation électrique* et, s'il y a lieu, du renforcement des réseaux de distribution et de transport d'électricité requis présentés dans l'*avis d'acceptation*.

Le Distributeur assumera tout excédent en sus de cette estimation.

Si le soumissionnaire retenu accepte ladite estimation et les délais de raccordement en signant l'*avis d'acceptation*, il devra signer l'*entente d'avant-projet* avec Hydro-Québec, décrite à l'article 4.18.1.1, dans les délais prescrits à son *avis d'acceptation* et payer les coûts de l'avant-projet prévus à cette entente.

Dans le cas d'un retrait d'un soumissionnaire en ne signant pas l'*avis d'acceptation* dans le délai prescrit, le Distributeur établira une nouvelle combinaison optimale parmi les *projets* retenus pour l'étape 3, en tenant compte des *projets* déjà retenus et acceptés, et ce, en vue de combler la quantité visée de 300 MW (+/- 10 %) tout en respectant la portion réservée aux *projets* de 5 MW et moins.

3.4.1.2 Soumissionnaires alimentés par un *réseau municipal*

Au terme de l'étape 3, après avoir complété l'analyse des soumissions et une fois la combinaison optimale déterminée, le Distributeur informera par écrit les soumissionnaires retenus alimentés par un *réseau municipal* par un *avis d'acceptation*. Ledit soumissionnaire retenu aura cinq (5) jours ouvrables pour accepter son *avis d'acceptation*, lequel inclut son engagement à conclure une entente avec le *réseau municipal* relativement à la réalisation des travaux de raccordement requis sur le *réseau municipal* et le paiement du coût de ces travaux sans possibilité de remboursement, et son engagement à conclure l'entente prévue à l'article 1.4.

Dans le cas d'un retrait d'un soumissionnaire en ne signant pas l'*avis d'acceptation* dans le délai prescrit, le Distributeur établira une nouvelle combinaison optimale parmi les *projets* retenus pour l'étape 3, en tenant compte des *projets* déjà retenus et acceptés, et ce, en vue de combler la quantité visée de 300 MW (+/- 10 %) tout en respectant la portion réservée aux *projets* de 5 MW et moins.

4 Instructions aux soumissionnaires

4.1 Échéancier

L'échéancier ci-après reflète les principales étapes de l'Appel de propositions. Les dates fournies le sont à titre indicatif seulement et sont sujettes à modifications :

Date de début des inscriptions	13 juin 2019
Date limite de dépôt du Formulaire d'inscription à l'Appel de propositions (Avis d'intention de soumissionner), avant 16h00, heure de Montréal	11 octobre 2019
Date limite de dépôt des questions, avant 16h00, heure de Montréal	18 octobre 2019
Date limite de dépôt des soumissions, avant 16h00, heure de Montréal	31 octobre 2019
Annonce des résultats aux soumissionnaires	Janvier 2020

4.2 Inscription à l'Appel de propositions

4.2.1 Formulaire d'inscription à l'Appel de propositions

Tout intéressé à soumissionner doit remplir le formulaire d'inscription présenté à l'Annexe 3, et transmettre le formulaire d'inscription et les frais d'inscription indiqués à l'article 4.2.2 au Représentant officiel à l'adresse suivante avec, en objet, la référence suivante, avant la date limite indiquée à l'article 4.1 :

HYDRO-QUÉBEC / AP 2019-01 – Chaînes de blocs

INSCRIPTION
Raymond Chabot Grant Thornton & Cie
Réf.: Hydro-Québec Distribution / Appel de propositions AP 2019-01 - Chaînes de blocs
600, rue De La Gauchetière Ouest, Bureau 2000
Montréal (Québec) Canada H3B 4L8

Avec la mention « Confidentiel »

Ce formulaire constitue pour l'intéressé à soumissionner son avis d'intention de déposer une soumission dans le cadre de l'Appel de propositions. À défaut d'acheminer ce formulaire et d'avoir acquitté les frais d'inscription exigés dans les délais prescrits, l'intéressé à soumissionner n'est pas admissible à déposer une soumission dans le cadre de l'Appel de propositions.

Sur réception du formulaire d'inscription et du paiement des frais inhérents, le Distributeur transmet au soumissionnaire, par l'intermédiaire du Représentant officiel, un accusé de réception avec un code d'utilisateur confidentiel lui permettant d'adresser ses questions au Distributeur, conformément à l'article 4.4.

Ce code devra paraître sur toute correspondance relative à l'Appel de propositions.

4.2.2 Frais d'inscription

Les frais d'inscription à l'Appel de propositions sont de 2 000 $, toutes taxes incluses, et doivent être acquittés par chèque certifié émis à l'ordre d'Hydro-Québec au moment de la transmission du formulaire d'inscription dûment complété au Représentant officiel.

Ces frais ne sont pas remboursables.

4.3 Soumission unique

Tout soumissionnaire ne peut déposer qu'une seule soumission pour un même *site*. Aucune variante ne sera acceptée.

4.4 Communications avec les soumissionnaires

Toute question ou demande relative à l'Appel de propositions doit obligatoirement être transmise au Représentant officiel électroniquement via le site Web du Distributeur à l'adresse suivante :

https://www.hydroquebec.com/chaines-de-blocs/

Le Distributeur s'engage à répondre aux questions qui lui sont adressées par un soumissionnaire inscrit au sens de l'article 4.2, pourvu que ces questions lui aient été soumises au plus tard à la date indiquée à l'article 4.1. Les réponses aux questions sont fournies par écrit et transmises par voie électronique au soumissionnaire ayant posé la question. Dans tous les cas, l'ensemble des questions/réponses sont affichées sur le site Web du Distributeur sans identifier le demandeur.

Aucune interprétation, révision ou autre communication du Distributeur concernant le document d'Appel de propositions n'est valide à moins qu'elle ne soit transmise par écrit par le Représentant officiel.

Le Distributeur n'assume aucune responsabilité à l'égard de toute information que le soumissionnaire obtient verbalement ou d'une autre source.

4.5 Vérification du document d'Appel de propositions

Le soumissionnaire est responsable de prendre connaissance de chacune des clauses du document d'Appel de propositions, d'en comprendre pleinement le sens et l'intention, et de se renseigner sur l'objet et les exigences de tous les documents en faisant partie intégrante.

Pendant la période de soumission, si le soumissionnaire estime avoir besoin d'éclaircissements ou de précisions sur le contenu du document d'Appel de propositions, il doit obligatoirement adresser une demande écrite, conformément à la procédure présentée à l'article 4.4.

De même, le soumissionnaire doit aviser le Représentant officiel de toute divergence, contradiction, omission dans le document d'Appel de propositions et, le cas échéant, obtenir toute interprétation du Distributeur.

4.6 Addenda

Toute modification au document d'Appel de propositions est faite sous la forme d'un addenda émis par le Distributeur et fait partie intégrante du document d'Appel de propositions. Les addendas sont transmis par voie électronique à tous les inscrits au sens de l'article 4.2 et sont affichés sur le site Web du Distributeur.

4.7 Formule de soumission

Le soumissionnaire doit présenter sa soumission en utilisant la Formule de soumission telle que présentée à l'Annexe 4, dont le formulaire électronique est disponible sur le site Web du Distributeur à l'adresse suivante :

https://www.hydroquebec.com/chaines-de-blocs/

Le soumissionnaire doit présenter une soumission conforme à toutes les exigences du présent document d'Appel de propositions et est tenu de répondre à toutes les questions et fournir toutes les informations et documents demandés.

Toutes les pièces justificatives doivent être clairement identifiées et présentées conformément aux exigences décrites à la Formule de soumission, dans le même format et suivant le même ordre que cette dernière. Le soumissionnaire qui néglige de fournir de façon précise et complète les renseignements demandés à la Formule de soumission peut voir sa soumission rejetée. Pour les cas où un soumissionnaire juge qu'une question ne s'applique pas à son *projet* il doit inscrire comme réponse la mention « S/O » et fournir une justification.

Si, selon le soumissionnaire, la Formule de soumission ne permet pas de donner une description adéquate du *projet* qu'il entend réaliser, il peut y ajouter des renseignements et des pages supplémentaires au besoin. Cependant, ceci ne le dégage pas de son obligation de fournir tous les renseignements demandés à la Formule de soumission. Toute documentation d'ordre général telle que les bulletins d'informations et les prospectus contenant des données techniques et financières peut être incluse avec la soumission. Cette documentation complémentaire est acceptée à titre d'information seulement.

Chaque pièce présentée en support à une section de la Formule de soumission doit porter le numéro de la section à laquelle elle se rapporte. Par exemple, le document déposé en lien avec la section 3.3.1 de la Formule de soumission doit être nommé PIÈCE 3.3.1.

Le nom du soumissionnaire et le numéro de l'Appel de propositions doivent apparaître sur toutes les pages de sa soumission ainsi que sur tout document que le soumissionnaire transmet au Distributeur avec sa soumission.

La Formule de soumission doit être dûment complétée sous forme électronique à l'aide d'un logiciel de traitement de texte et signée, en y joignant tous les documents demandés, et transmise conformément à l'article 4.10.

Le document d'Appel de propositions est la propriété du Distributeur et il ne peut être utilisé qu'à la seule fin de préparer une soumission.

4.8 Déclaration de possibilité de conflit d'intérêts

S'il y a chez le soumissionnaire une personne occupant une fonction en relation directe avec la préparation de la soumission ou en détenant des intérêts financiers, qui est parente ou alliée (notamment père, mère, fils, fille, frère, sœur, conjoint ou conjointe de droit ou de fait, belle-sœur, beau-frère) d'un employé d'Hydro-Québec participant au processus de sélection relatif à l'Appel de propositions, il doit en aviser le Distributeur. Une telle situation ne prive pas le soumissionnaire de la possibilité de traiter avec le Distributeur.

La déclaration du soumissionnaire doit se faire au moyen d'un avis annexé à la section 1 de la Formule de soumission.

4.9 Signature de la soumission

Si le soumissionnaire est une personne physique, il doit signer personnellement sa soumission.

Si le soumissionnaire est une personne morale, la soumission doit être signée par une personne dûment autorisée à le faire par son conseil d'administration. Une copie certifiée de la résolution du conseil d'administration du soumissionnaire doit être jointe à la soumission.

Si le soumissionnaire est une société ou une coentreprise, la soumission doit être signée par chacun des associés ou par une personne dûment autorisée par la société ou la coentreprise. La procuration en faveur de chacun des signataires doit être jointe à la soumission.

Le soumissionnaire doit désigner une personne aux fins de communication avec le Distributeur (section 1 de la Formule de soumission).

4.10 Dépôt des soumissions

Le soumissionnaire doit déposer sa soumission au bureau du Représentant officiel à l'adresse présentée à l'article 4.2.1, avant la date limite de dépôt des soumissions indiquée à l'article 4.1.

Chaque boîte ou enveloppe de soumission doit porter le nom, l'adresse exacte du soumissionnaire, le numéro d'Appel de propositions et la mention « **SOUMISSION CONFIDENTIELLE** ».

Le soumissionnaire doit transmettre un original signé en version papier ainsi que quatre (4) copies complètes en format électronique (clé USB) avec la version 2010 (ou antérieure) de Microsoft Office (MS Word et Excel). La Formule de soumission et chaque pièce fournie doivent faire l'objet d'un fichier séparé dans le format original. Toutefois, les documents provenant d'une tierce partie ou ceux comportant des signatures peuvent être soumis en format PDF, en autant qu'ils puissent être facilement imprimés.

Le soumissionnaire doit joindre à sa soumission l'original de sa *garantie de soumission* et elle doit être conforme aux dispositions prévues à l'article 2.3.

4.11 Validité de la soumission

Les termes et conditions de la soumission doivent être valides pour une période de 180 jours civils à compter de la date limite de dépôt des soumissions présentée à l'article 4.1.

4.12 Durée de l'Appel de propositions

L'Appel de propositions prend fin à la plus hâtive des dates suivantes :

- à la date de signature de la dernière *entente d'avant-projet* permettant l'atteinte de la quantité visée (300 MW +/- 10%) (art. 1.2) ;
- à l'expiration du délai de 180 jours civils suivant la date limite de dépôt des soumissions (art. 4.1).

4.13 Acceptation ou rejet des soumissions à l'ouverture des soumissions

Le Distributeur se réserve le droit de rejeter toute soumission qu'elle juge frivole ou non conforme, et ce, sans possibilité de recours du soumissionnaire.

Advenant que, pendant le processus d'Appel de propositions, il est constaté qu'un soumissionnaire a fourni des renseignements erronés ou a omis de fournir des renseignements pertinents, le Distributeur se réserve le droit de rejeter toute soumission déposée par un soumissionnaire dans le cadre de l'Appel de propositions.

4.13.1 Défauts entraînant le rejet des soumissions à l'ouverture des soumissions

Les défauts suivants entraînent le rejet automatique des soumissions concernées :

- la soumission est reçue après la date et l'heure limites indiquées à l'article 4.1. Dans ce cas, la soumission est retournée à son expéditeur sans avoir été ouverte ;
- la soumission n'est pas rédigée en français ou en anglais ;
- le soumissionnaire n'est pas dûment inscrit conformément à l'article 4.2 ;
- le soumissionnaire a déposé plus d'une soumission pour un même *site.*

Pour toute soumission rejetée à l'ouverture des soumissions, le Distributeur en avise le soumissionnaire par écrit. La *garantie de soumission* est retournée au soumissionnaire.

4.13.2 Défauts entraînant l'acceptation de la soumission sous toutes réserves

Les défauts suivants entraînent l'acceptation de la soumission sous toutes réserves, comportant un délai de grâce déterminé par le Distributeur pour correction ou vérification.

- le nom du soumissionnaire est manquant;
- la soumission n'est pas signée par une personne autorisée;
- la *garantie de soumission* n'est pas jointe à la soumission, mais il est démontré, à la satisfaction du Distributeur, qu'elle a été émise avant la date d'ouverture des soumissions;
- le montant de la *garantie de soumission* est insuffisant;
- la *garantie de soumission* n'est pas conforme aux modalités prévues à l'article 2.3;

- la soumission n'est pas valide pour une période de 180 jours civils à compter de la date limite de dépôt des soumissions présentée à l'article 4.1.

Le plus tôt possible après l'ouverture des soumissions, le Représentant officiel informe le soumissionnaire du défaut constaté et lui indique le lieu, la date et l'heure limite pour la correction ou le dépôt d'éclaircissements additionnels, le cas échéant.

Le défaut de fournir les informations demandées dans le délai imparti entraîne le rejet de la soumission. Le cas échéant, le Distributeur en avise le soumissionnaire par écrit et lui retourne sa *garantie de soumission*

4.14 Retrait d'une soumission

Dans le cas où un soumissionnaire retirait sa soumission après la date de dépôt des soumissions, le Distributeur encaissera la *garantie de soumission*, sous réserve de ses autres droits et recours.

Dans ce contexte, le Distributeur se réserve également le droit, en plus et sans préjudice à ses autres recours, de rejeter certaines ou les autres soumissions présentées par le soumissionnaire, ses sociétés affiliées ou ses associés, le cas échéant.

4.15 Annulation

Le Distributeur se réserve le droit d'annuler l'Appel de propositions en tout temps et pour tout motif et de rejeter l'une quelconque ou toutes les soumissions reçues. Dans cette éventualité, le soumissionnaire n'a droit à aucun dommage ni au remboursement des frais relatifs à la préparation et à la présentation de sa soumission.

La *garantie de soumission* est retournée au soumissionnaire, le cas échéant.

4.16 Confidentialité

La soumission déposée par un soumissionnaire est confidentielle.

Le soumissionnaire reconnaît toutefois que le Distributeur est tenu de déposer à la *Régie*, lorsqu'elle le requiert, toute information présentée dans une soumission, incluant les informations de nature confidentielle. Dans ce cas et sur demande du Distributeur, les exigences du soumissionnaire relatives à la confidentialité de ces informations seront transmises à la *Régie*.

4.17 Avis aux soumissionnaires

Après avoir complété l'analyse des soumissions, le Distributeur informera par écrit les soumissionnaires retenus par un avis d'acceptation (l' « ***avis d'acceptation*** »).

4.17.1 Soumissionnaires alimentés par le Distributeur

Les soumissionnaires retenus auront cinq (5) jours ouvrables pour accepter l'estimation des coûts des travaux d'Hydro-Québec pour les fins du raccordement de l'*installation électrique* et, s'il y a lieu, du renforcement des réseaux de distribution et de transport d'électricité requis indiqué à l'*avis d'acceptation*.

Si le soumissionnaire retenu accepte l'estimation desdits coûts, il devra signer l'*entente d'avant-projet* avec Hydro-Québec, décrite à l'article 4.18.1, dans les délais prescrits à l'*avis d'acceptation* et payer les coûts de l'*avant-projet* prévus à cette entente. La *garantie de soumission* décrite à l'article 2.3 est retournée au soumissionnaire retenu à la signature de l'*entente d'avant-projet* et du paiement des coûts desdits travaux.

Si le soumissionnaire retenu refuse l'estimation desdits coûts, sa soumission est rejetée. La *garantie de soumission* décrite à l'article 2.3 lui est retournée.

Si le soumissionnaire retenu accepte l'*avis d'acceptation* et ne signe pas l'*entente d'avant-projet* et ne paie les coûts de l'*avant-projet* prévus à cette entente, les dispositions prévues à l'article 2.3.2 s'appliquent.

Les soumissionnaires non retenus sont également avisés par écrit et le Distributeur leur retourne leur *garantie de soumission*.

4.17.2 Soumissionnaires alimentés par un *réseau municipal*

Les soumissionnaires retenus auront cinq (5) jours ouvrables pour accepter leur *avis d'acceptation*, lequel inclut leur engagement à conclure une entente avec le *réseau municipal* relativement à la réalisation des travaux de raccordement requis sur le *réseau municipal* et le paiement du coût de ces travaux sans possibilité de remboursement, et son engagement à conclure l'entente prévue à l'article 1.4.

Si le soumissionnaire retenu refuse de signer l'*avis d'acceptation*, sa soumission est rejetée. La *garantie de soumission* décrite à l'article 2.3 lui est retournée.

Si le soumissionnaire retenu accepte l'*avis d'acceptation*, il devra conclure l'entente prévue à l'article 1.4 dans les délais prescrits. À défaut de quoi, les dispositions prévues à l'article 2.3.2 s'appliquent.

Les soumissionnaires non retenus sont également avisés par écrit et le Distributeur leur retourne leur *garantie de soumission*.

4.18 Ententes

Les ententes à intervenir sont rédigées uniquement en français.

4.18.1 Soumissionnaires retenus alimentés par le Distributeur

4.18.1.1 *Entente d'avant-projet*

Le soumissionnaire retenu doit signer une *entente d'avant-projet* avec Hydro-Québec dans les délais prévus à son *avis d'acceptation*. L'*entente d'avant-projet* vise, notamment, à :

- fixer les engagements du soumissionnaire retenu et d'Hydro-Québec relatifs à l'*avant-projet*;
- préciser les modalités relatives au coût de raccordement de l'*installation électrique*, incluant la *date de mise sous tension initiale.*

Les coûts décrits à l'*entente d'avant-projet* doivent être payés en totalité par le soumissionnaire retenu à la signature de celle-ci. Une *entente d'avant-projet*-type est présentée en Annexe 6.

4.18.1.2 *Entente de raccordement*

Le soumissionnaire retenu doit signer une *entente de raccordement* avec Hydro-Québec. L'*entente de raccordement* vise, notamment, à :

- fixer le coût des travaux, lesquels doivent être payés en totalité par le soumissionnaire retenu à la signature de l'*entente de raccordement*;
- fixer les engagements du soumissionnaire retenu, notamment ceux présentés à l'article 1.4;
- fixer les modalités applicables en cas de non-respect des engagements du soumissionnaire retenu, notamment celles présentées à l'article 1.5
- fixer les engagements du soumissionnaire retenu relatifs au dépôt de la garantie financière pour un montant équivalent à un an de consommation à 1 ¢/kWh, selon la formule suivante : *énergie contractuelle* (en kWh-année) × 1 ¢/kWh. Cette garantie financière est remise au Distributeur à la signature de l'*entente de raccordement* et s'ajoute à toute garantie exigible conformément aux *Conditions de service.*

La durée de l'*entente de raccordement* est de cinq (5) ans à partir de la *date de mise sous tension initiale*. Par la suite, l'alimentation du *client* se poursuivra selon les *Conditions de service* alors en vigueur.

Une *entente de raccordement*-type est présentée en Annexe 7.

4.18.2 Soumissionnaires retenus alimentés par un *réseau municipal*

Le soumissionnaire retenu doit conclure l'entente prévue à l'article 1.4, laquelle fixera également les engagements du soumissionnaire retenu relatifs au dépôt de la garantie financière pour un montant équivalent à un an de consommation à 1 ¢/kWh, selon la formule suivante : *énergie contractuelle* (en kWh-année) × 1 ¢/kWh. Cette garantie financière est remise au Distributeur à la signature de ladite entente.

4.19 Lois applicables

L'Appel de propositions est régi par les lois applicables dans la province de Québec.

Annexe 1 Définitions

DÉFINITIONS

Aux fins du présent document, on entend par :

abonnement

tout contrat conclu entre un *client* et le Distributeur pour le *service d'électricité* fourni à un *lieu de consommation.*

année contractuelle

chaque période de 12 mois consécutifs, débutant à la *date de mise sous tension initiale* de l'*installation électrique* et se terminant le 365e jour suivant, date à laquelle commence l'*année contractuelle* suivante.

appareils électriques

l'ensemble de tout objet, machine, dispositif électrique, électronique, mécanique, système spécialisé et câble, destiné à être alimenté en électricité afin de permettre un *usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.*

attestation de conformité

a le sens qui lui est attribué à l'article 2.2

aval

le côté d'un circuit électrique vers lequel transite l'énergie. Par exemple, le *lieu de consommation* se trouve en aval de la *ligne de distribution*.

avant-projet

l'ensemble des étapes requises pour préciser les aspects techniques, financiers et environnementaux ainsi que l'ingénierie et l'échéancier de réalisation des travaux nécessaires à l'alimentation de l'*installation électrique*.

avis d'acceptation

a le sens qui lui est attribué à l'article 4.17

bâtiment

toute construction qui n'est pas en contact avec une autre construction, sauf une maison ou un commerce qui est jumelé ou en rangée, chacun étant alors considéré comme un bâtiment.

branchement du client

la partie de l'*installation électrique* du *client* qui couvre la distance entre le *coffret de branchement* ou le *poste client*, selon le cas, et le *point de raccordement* au *réseau de distribution d'électricité*.

branchement du distributeur

la partie du *réseau de distribution d'électricité* qui couvre la distance entre le *point de branchement sur la ligne* et le *point de raccordement* qui alimente un seul *bâtiment*.

chaîne de blocs

une base de données distribuée et sécurisée, dans laquelle sont stockées chronologiquement, sous forme de blocs liés les uns aux autres, les transactions successives effectuées entre ses utilisateurs depuis sa création, selon ses variantes actuelles et futures.

client

une personne physique ou une personne morale, une société, une fiducie agissant par son fiduciaire ou une organisation, qui est responsable d'un ou de plusieurs *abonnements* au *service d'électricité*, qui demande l'alimentation d'une *installation électrique* ou qui demande ou occasionne la réalisation de travaux.

coffret de branchement

un boîtier où se trouve l'interrupteur ou le disjoncteur principal, construit de façon à pouvoir être mis sous clé ou scellé et à permettre la manipulation de l'interrupteur ou du disjoncteur lorsque le coffret de branchement est fermé.

Conditions de service

les conditions de service d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité approuvées par la *Régie* en vigueur, lesquelles s'appliquent au présent Appel de propositions, incluant les *Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*.

consommation électrique évitée par la récupération de chaleur

l'économie d'énergie annuelle exprimée en kWh électrique et/ou en kWh thermique, réalisée par *l'utilisateur* suite à la valorisation de l'*énergie récupérée*. Les modalités de calcul de l'*économie d'énergie annuelle* sont présentées au tableau 4.2 de la Formule de soumission.

consommation électrique totale

correspond à la définition de *énergie réelle consommée*.

date de mise sous tension initiale

la date à laquelle Hydro-Québec mettra sous tension la nouvelle charge ou la charge additionnelle liée à un *usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* et telle que présentée à l'*entente de raccordement*. La *date de mise sous tension initiale* retenue pour l'analyse des soumissions sera la date la plus tardive entre la date de mise en service demandée par le soumissionnaire, et la *date de mise sous tension initiale* révisée par Hydro-Québec en fonction de la durée estimée des travaux de raccordement et des travaux de renforcement du réseau, le cas échéant, à effectuer. Dans le cas d'un client d'un *réseau municipal*, la date à laquelle la capacité sera disponible, laquelle date est indiquée dans l'*attestation de conformité*.

énergie contractuelle

a le sens qui lui est attribué à l'article 1.4.1

énergie non livrée lors d'une demande d'effacement

pour une *année contractuelle* donnée, correspond à une quantité d'énergie exprimée en kWh interrompue à la suite d'une demande d'effacement associée au *service non ferme.*

énergie récupérée

une quantité de chaleur exprimée en kWh thermique contenue dans les rejets thermiques récupérés de l'exploitation des *appareils électriques* du *client.*

énergie réelle consommée

une quantité d'énergie exprimée en kWh; pour une *année contractuelle* donnée, correspond à la consommation énergétique réelle du *client*.

engagement de consommation

a le sens qui lui est attribué à l'article 1.4.1

engagements de retombées économiques

a le sens qui lui est attribué à l'article 1.4.2

engagement environnemental

a le sens qui lui est attribué à l'article1.4.3

entente d'avant-projet

une entente relative à un *avant-projet* signée par le soumissionnaire retenu et Hydro-Québec dans laquelle sont décrits l'*avant-projet* et les engagements des parties.

entente de raccordement

une entente signée par le soumissionnaire retenu et Hydro-Québec dans laquelle figure notamment la description des travaux à réaliser, les coûts des travaux, les délais de réalisation et les engagements des parties.

FU contractuel

le facteur d'utilisation associé à la *puissance contractuelle*, exprimé en %. Le facteur d'utilisation correspond au rapport entre l'énergie (en kilowattheures) effectivement consommée et l'énergie qu'il serait possible de consommer en utilisant la totalité de la puissance maximale appelée pendant toute la *période de consommation.*

garantie de soumission

a le sens qui lui est attribué à l'article 2.3

installation électrique

tout équipement électrique, ce qui inclut notamment l'équipement de production d'électricité exploité en parallèle du *réseau de distribution d'électricité*, et tout *poste client* alimenté ou destiné à être alimenté par Hydro-Québec, en *aval* du *point de raccordement*. L'alimentation électrique comprend le *branchement du client*.

institution financière

a le sens qui lui est attribué à l'article 2.3.1

lieu de consommation

tout endroit en *aval* du point de raccordement desservi par le Distributeur.

ligne de distribution

une partie du *réseau de distribution d'électricité* qui comprend l'ensemble des *supports*, conducteurs, *ouvrages civils* et équipements requis pour la distribution d'électricité en *moyenne tension* ou en *basse tension*, située :

- dans une emprise publique;
- sur une propriété privée alimentant plus d'un *bâtiment*; ou
- sur deux (2) lots contigus ou plus.

montée en charge

la période de démarrage demandée par le soumissionnaire pour atteindre la *puissance contractuelle*, exprimée en kW pour chacun des mois où la montée en charge est applicable.

période de consommation

une période au cours de laquelle l'électricité est livrée au *client* et qui est comprise entre les deux (2) dates utilisées par le Distributeur dans le calcul de la facture.

point de branchement sur la ligne

le point sur la *ligne de distribution* à partir duquel le *branchement du distributeur* commence. S'il n'y a pas de *branchement du distributeur*, le *point de raccordement* correspond au point de branchement sur la ligne.

point de raccordement

le point où le *branchement du distributeur* et le *branchement du client* se rencontrent, délimitant les équipements qui appartiennent à Hydro-Québec et ceux qui appartiennent au *client* à l'exception de l'*appareillage de mesure* installé par Hydro-Québec. S'il n'y a pas de *branchement du distributeur*, le point de raccordement correspond au *point de branchement sur la ligne.*

poste client

un poste de transformation n'appartenant pas à Hydro-Québec, situé en *aval* du *point de raccordement* et servant à alimenter les équipements électriques de la propriété à desservir.

projet

réfère à celui défini par le soumissionnaire dans sa soumission et pour lequel le service d'électricité demandé vise un *usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*.

puissance contractuelle

la quantité de puissance à installer demandée par le soumissionnaire et présentée à sa soumission, exprimée en kilowatt (kW).

ratio d'économie d'énergie

a le sens qui lui est attribué à l'article 1.4.3

Régie

la Régie de l'énergie instituée en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (RLRQ, c. R-6.01), ou tout successeur.

réseau autonome

un réseau de production et de distribution d'électricité détaché du réseau principal.

réseau de distribution d'électricité

l'ensemble des installations destinées à la distribution d'électricité à partir de la sortie des postes de transformation, y compris les *lignes de distribution* à des tensions de moins de 44 kV ainsi que tout l'appareillage situé entre ces lignes et les *points de raccordement* aux installations des consommateurs, et, dans le cas des *réseaux autonomes* de distribution d'électricité du distributeur d'électricité, l'ensemble des ouvrages, des machines, de l'appareillage et des installations servant à produire, transporter et distribuer l'électricité. », selon la définition indiquée dans l'article 2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (RLRQ, chapitre R-6.01).

réseau intégré

l'ensemble des réseaux électriques d'Hydro-Québec interconnectés, soit directement, soit par l'intermédiaire de réseaux électriques voisins. Il exclut les *réseaux autonomes* et les *réseaux municipaux*.

réseau municipal

un réseau électrique exploité par une municipalité ou par la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville et alimenté par le Distributeur.

réseau privé d'électricité

a le sens qui lui est donné à l'article 62 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

service d'électricité

la mise et le maintien sous tension du *point de raccordement*, qu'il y ait ou non utilisation de l'électricité.

service non ferme

a le sens qui lui est attribué à l'article 1.3

site

tout endroit désigné par un numéro de lot ou une adresse civique, choisit par le soumissionnaire pour recevoir le *service d'électricité* et dont l'*abonnement* associé sera assujetti à un *usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*.

supports

l'ensemble des équipements, tels que les poteaux, haubans et ancrages, nécessaires pour soutenir des conducteurs aériens.

Tarifs d'électricité

les *Tarifs d'électricité* d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité en vigueur, fixés par la Régie, lesquels s'appliquent au présent Appel de propositions, auxquels s'ajoutent les *Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*.

tarif dissuasif

un tarif de 15 ¢/kWh ou tout autre tarif applicable conformément aux *Tarifs et conditions de service pour l'usage crypto appliqué aux chaînes de blocs*.

Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs

les tarifs joints à l'Annexe 8, lesquels sont sujets à approbation par la *Régie* ou tous autres tarifs et conditions de service pour l'*usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* approuvés par la *Régie.*

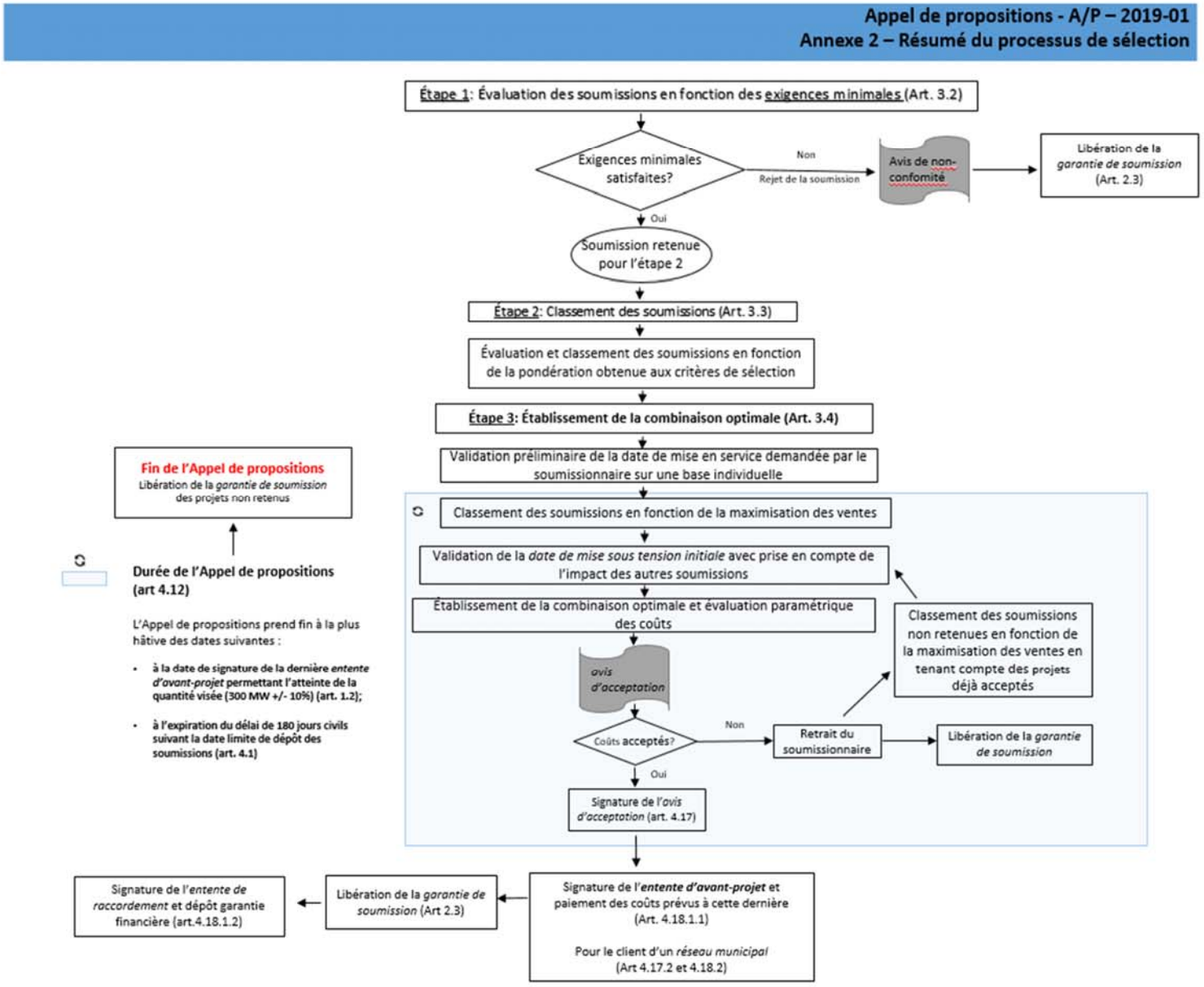
usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs

un usage de l'électricité pour l'exploitation d'équipements informatiques aux fins de calculs cryptographiques permettant notamment de valider les transactions successives effectuées entre utilisateurs de *chaîne de blocs*.

utilisateur

une personne morale, une société, une fiducie agissant par son fiduciaire ou une organisation valorisant l'*énergie récupérée* pour une exploitation commerciale ou industrielle à l'extérieur du périmètre de *l'installation électrique* et des *appareils électriques*.

Annexe 2 Résumé du processus de sélection


Appel de propositions - A/P – 2019-01
Annexe 2 – Résumé du processus de sélection
Étape 1: Évaluation des soumissions en fonction des exigences minimales (Art. 3.2)
Exigences minimales satisfaites?
Non
Rejet de la soumission
Avis de non-conformité
Libération de la garantie de soumission (Art. 2.3)
Oui
Soumission retenue pour l'étape 2
Étape 2: Classement des soumissions (Art. 3.3)
Évaluation et classement des soumissions en fonction de la pondération obtenue aux critères de sélection
Étape 3: Établissement de la combinaison optimale (Art. 3.4)
Validation préliminaire de la date de mise en service demandée par le soumissionnaire sur une base individuelle
Classement des soumissions en fonction de la maximisation des ventes
Validation de la date de mise sous tension initiale avec prise en compte de l'impact des autres soumissions
Établissement de la combinaison optimale et évaluation paramétrique des coûts
Classement des soumissions non retenues en fonction de la maximisation des ventes en tenant compte des projets déjà acceptés
avis d'acceptation
Coûts acceptés?
Non
Retrait du soumissionnaire
Libération de la garantie de soumission
Oui
Signature de l'avis d'acceptation (art. 4.17)
Signature de l'entente d'avant-projet et paiement des coûts prévus à cette dernière (Art. 4.18.1.1)
Pour le client d'un réseau municipal (Art 4.17.2 et 4.18.2)
Libération de la garantie de soumission (Art 2.3)
Signature de l'entente de raccordement et dépôt garantie financière (art.4.18.1.2)
Fin de l'Appel de propositions
Libération de la garantie de soumission des projets non retenus
Durée de l'Appel de propositions (art 4.12)
L'Appel de propositions prend fin à la plus hâtive des dates suivantes :
à la date de signature de la dernière entente d'avant-projet permettant l'atteinte de la quantité visée (300 MW +/- 10%) (art. 1.2);
à l'expiration du délai de 180 jours civils suivant la date limite de dépôt des soumissions (art. 4.1)

Annexe 3 Formulaire d'inscription à l'Appel de propositions A/P 2019-01

Formulaire d'inscription à l'Appel de propositions A/P 2019-01

Avis d'intention de soumissionner

1. NOM DE LA PERSONNE PHYSIQUE, PERSONNE MORALE, SOCIÉTÉ OU COENTREPRISE :

   _____

2. NOM DU REPRÉSENTANT DÉSIGNÉ (SI AUTRE QUE PERSONNE PHYSIQUE) :

   _____

3. TITRE DU REPRÉSENTANT (SI AUTRE QUE PERSONNE PHYSIQUE) :

   _____

4. ADRESSE COMPLÈTE :

   _____

   _____

   _____

   TÉLÉPHONE : (_____) _____ POSTE : _____

   CELLULAIRE : (_____) _____

   COURRIER ÉLECTRONIQUE : _____

Je déclare avoir l'autorisation de signer au nom de l'entité précédemment mentionnée ou à être formée qui a l'intention de soumissionner (applicable pour tous sauf personne physique).

Signature du représentant désigné (ou de la personne physique): _____

Nom en caractère d'imprimerie : _____

L'intéressé à soumissionner est invité à informer le Distributeur, par écrit, de toute modification apportée au nom de la personne morale, société ou coentreprise ci-dessus mentionnée, avant le dépôt des soumissions.

Annexe 4 Formule de soumission

Attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie associée en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs

Formule de soumission
Appel de propositions A/P 2019-01

14 juin 2019

Date d'émission : 14 JUIN 2019
Date limite de dépôt : 23 AOÛT 2019

R1 : 14 juin 2019

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

Table des matières

Introduction **3**

1 Identification et déclarations **5**
1.1 Certification 5
1.2 Personne désignée aux fins de communication avec le Distributeur 7
1.3 Attestation de conformité (à remplir seulement si applicable au projet) 8

2 Informations contractuelles **11**
2.1 Quantités contractuelles demandées 11
2.1.1 Quantités demandées 11
2.1.2 Date de mise en service demandée 12
2.1.3 *Montée en charge* requise, le cas échéant 12

3 Informations sur le projet **14**
3.1 Description sommaire du projet 14
3.1.1 Localisation du *site* 14
3.1.1.1 Adresse du *site* ou numéro de lot 14
3.1.1.2 *Site* existant ou à construire ou en cours de construction 14
3.1.2 Raccordement au réseau intégré d'Hydro-Québec 15
3.1.2.1 Raccordement à moyenne ou basse tension 15
3.1.2.2 Raccordement à haute-tension 15
3.1.3 Implications par types de raccordement 15

4 Engagements de retombées économiques et engagement environnemental **17**
4.1 Engagements de retombées économiques 17
4.1.1 Nombre d'emplois directs au Québec / MW 17
4.1.2 Masse salariale totale des emplois directs au Québec / MW 19
4.1.3 Investissements au Québec / MW 20
4.2 Engagement environnemental 21
4.2.1 Description du procédé de valorisation de l'*énergie récupérée* 21
4.2.2 Rapport de conception du procédé de valorisation de l'*énergie récupérée* 22

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

Introduction

La présente annexe constitue la **FORMULE DE SOUMISSION** de l'Appel de propositions A/P 2019-01 (l'« **Appel de propositions** »).

La Formule de soumission doit être dûment remplie et signée, en y joignant tous les documents demandés conformément au document d'Appel de propositions.

Le soumissionnaire doit ensuite transmettre sa soumission conformément aux instructions énoncées à l'article 4.10 du document d'Appel de propositions.

Le soumissionnaire doit obligatoirement présenter sa soumission en suivant le plan de la Formule de soumission. Pour les cas où un soumissionnaire juge qu'une question ne s'applique pas à son projet, le soumissionnaire doit inscrire comme réponse la mention « S/O » et fournir une justification.

Hydro-Québec Distribution (le « **Distributeur** ») n'assume aucune responsabilité pour les erreurs qui pourraient résulter d'informations incomplètes ou erronées, ou d'incohérence dans les informations fournies par le soumissionnaire.

Une version Word de la Formule de soumission est disponible sur le site Web du Distributeur à l'adresse suivante :

https://www.hydroquebec.com/chaines-de-blocs/processus-selection/documents-formulaires.html

Les sections ombragées dans la Formule de soumission contiennent des rappels ou des indications à l'attention du soumissionnaire se rapportant à la partie de la soumission à compléter. Ces sections n'ont pas à être reproduites par le soumissionnaire dans la version de la soumission déposée dans le cadre de l'Appel de propositions.

À moins que le contexte n'exige un sens différent, les termes en italiques sont définis dans l'Annexe 1 du document d'Appel de propositions. Ces définitions s'ajoutent à celles qui débutent pas une majuscule dans le texte et celles prévues à l'article 1.1 des *Tarifs d'électricité* et à l'article 21.1 des *Conditions de service*. En ce qui concerne un soumissionnaire desservi par un *réseau municipal*, les termes définis s'appliquent avec les adaptations nécessaires.

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

SECTION 1

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

1 Identification et déclarations

1.1 Certification

Nom du soumissionnaire :

Nom du (des) représentant(s) autorisé(s) :

Adresse du soumissionnaire :

Adresse courriel :

Numéro d'assurance sociale
(personne physique) :

Numéro d'entreprise du Québec (NEQ) :

Code d'utilisateur reçu lors de l'inscription
à l'Appel de propositions :

Nombre d'addendas reçus :

Les termes et conditions de cette soumission sont valides pour une période de **180 jours civils** à compter de la date limite de dépôt des soumissions présentée à l'article 4.1 du document d'Appel de propositions.

Nous, soussigné(e)s, après avoir pris connaissance du document d'Appel de propositions, de ses annexes, des documents mis à notre disposition par le Distributeur ainsi que des addendas et des réponses aux questions affichés sur le site Web du Distributeur, avons fourni les informations demandées à la Formule de soumission, ce qui représente notre soumission. Nous certifions que toute information fournie et affirmation faite sont véridiques et acceptons d'être lié(e)s par les représentations, termes et conditions contenus dans notre soumission.

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

Nous joignons à notre soumission (cochez) :

- ☐ l'original de la *garantie de soumission* conforme aux modalités prévues à l'article 2.3 du document d'Appel de propositions ;
- ☐ une copie certifiée de la résolution du conseil d'administration du soumissionnaire autorisant le représentant autorisé à déposer et signer la présente soumission ou, une copie certifiée d'une résolution du conseil d'administration à laquelle est jointe une certification attestant que le représentant autorisé a la capacité d'engager le soumissionnaire par la présente soumission ;
- ☐ une procuration en faveur de chacun des signataires dans le cas d'une société ou d'une coentreprise ;
- ☐ l'*attestation de conformité* (section 1.3), dans le cas d'un soumissionnaire desservi par un *réseau municipal* ;
- ☐ une déclaration de possibilité de conflits d'intérêts.

Pour une personne morale, une société ou une co-entreprise (ajouter des pages signatures si requis) :

Signature du représentant autorisé **Date**

Nom (caractères d'imprimerie)

Titre du représentant autorisé à signer

Pour une personne physique :

Signature **Date**

Nom (caractères d'imprimerie)

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

1.2 Personne désignée aux fins de communication avec le Distributeur

Nom de la personne : _____

Titre : _____

Entreprise : _____

Adresse complète : _____

_____

Téléphone (bureau) : _____

Téléphone (cellulaire) : _____

Courrier électronique : _____

1.3 Attestation de conformité (à remplir seulement si applicable au projet)

Dans le cas d'un soumissionnaire desservi par un *réseau municipal*, le soumissionnaire doit joindre à sa soumission une *attestation de conformité* émise par le *réseau municipal* concerné. L'*attestation de conformité* devra confirmer la capacité disponible sur le *réseau municipal* ou la date à laquelle celle-ci sera disponible (*date de mise sous tension initiale*), les exigences techniques et opérationnelles du *réseau municipal*, l'engagement du client du *réseau municipal* à conclure une entente avec le *réseau municipal* relativement à la réalisation des travaux de raccordement requis sur le réseau du *réseau municipal* et le paiement du coût de ces travaux, sans possibilité de remboursement, et l'engagement du client du *réseau municipal* à fournir les garanties financières prévues au document d'Appel de propositions.

Nom du soumissionnaire : _____

Identification du *réseau municipal* : _____

Nom du représentant autorisé du *réseau municipal* mentionné ci-dessus : _____

Je, soussigné(e), _____, représentant(e) autorisé(e) du *réseau municipal* _____, confirme que la quantité demandée par le soumissionnaire (*puissance contractuelle* présentée à la section 2.1.1) de _____ kW est disponible sur le réseau *du réseau municipal* ;

ou

Je, soussigné(e), _____, représentant(e) autorisé(e) du *réseau municipal* _____ , confirme que la quantité demandée par le soumissionnaire (*puissance contractuelle* présentée à la section 2.1.1) de _____ kW sera disponible (*date de mise sous tension initiale*) : _____.

Description des exigences techniques et opérationnelles du *réseau municipal* :

_____

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

Engagement du soumissionnaire et du *réseau municipal* :

Le soumissionnaire, _____, client du *réseau municipal*, confirme qu'il s'engage à conclure une entente avec le *réseau municipal* _____ relativement à la réalisation des travaux de raccordement requis sur le réseau du *réseau municipal* et le paiement du coût de ces travaux sans possibilité de remboursement, et à fournir les garanties financières prévues au document d'Appel de propositions, dans le cas où le projet décrit aux présentes est retenu par le Distributeur (collectivement, l'« **Entente avec le *réseau municipal*** »).

Nous joignons à la présente *attestation de conformité* (cochez) :

☐ une copie certifiée de la résolution du conseil d'administration du soumissionnaire autorisant le représentant autorisé à signer le présent engagement et l'Entente avec le *réseau municipal*, le cas échéant, ou une copie certifiée d'une résolution du conseil d'administration à laquelle est jointe une certification attestant que le représentant autorisé a la capacité d'engager le soumissionnaire à signer le présent engagement et à conclure l'Entente avec le *réseau municipal*, le cas échéant ;

☐ une résolution du conseil municipal du *réseau municipal* _____autorisant le présent engagement et la conclusion de l'Entente avec le *réseau municipal*, le cas échéant, et autorisant le représentant autorisé dudit *réseau municipal* à signer le présent engagement et l'Entente avec le *réseau municipal*, le cas échéant.

Soumissionnaire :	***Réseau municipal :***
Signature du représentant autorisé	**Signature du représentant autorisé**
Titre	**Titre**
Date	**Date**

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

SECTION 2

2 Informations contractuelles

2.1 Quantités contractuelles demandées

Les informations de cette section servent à établir l'*engagement de consommation* du soumissionnaire. Ces informations seront reproduites à l'*entente de raccordement*. La durée de l'*entente de raccordement* est de cinq (5) ans à partir de la *date de mise sous tension initiale*. Par la suite, l'alimentation du *client* se poursuivra selon les *Conditions de service* alors en vigueur.

Le soumissionnaire doit fournir les informations suivantes :

- La *puissance contractuelle*, laquelle doit être d'au moins 50 kW et d'au plus 50 MW ;
- Le *FU contractuel* ;
- La date de mise en service demandée ;
- La *montée en charge* requise, le cas échéant.

Le soumissionnaire s'engage pour un *service non ferme*, comme défini à l'article 1.3 du document d'Appel de propositions.	**Cocher en guise d'acceptation :** ☐

2.1.1 Quantités demandées

Tableau 2.1.1
Quantités demandées

Puissance contractuelle	**kW**
FU contractuel (sur la base d'une année de 365 jours)	**%**

Le Distributeur calculera à partir des données présentées dans la présente section, l'*engagement de consommation* du soumissionnaire, exprimée en kWh-année, lequel correspond pour chaque *année contractuelle* au produit de la *puissance contractuelle*, du *FU contractuel* et du nombre total d'heures de l'*année contractuelle* concernée (l'« ***énergie contractuelle*** »). L'*énergie contractuelle* sera ajustée afin de tenir compte de la *montée en charge* pour la période au cours de laquelle celle-ci est applicable, le cas échéant.

L'engagement de consommation du soumissionnaire est établi sur une période de cinq (5) années consécutives suivant la *date de mise sous tension initiale* de l'*installation électrique* (l'« ***engagement de consommation*** »).

2.1.2 Date de mise en service demandée

La date de mise en service demandée par le soumissionnaire est la date à laquelle le soumissionnaire s'engage à acheter et prendre livraison des quantités demandées.

Date de mise en service demandée	JJ / MM / AAAA
(Inscrire : Jour/mois/année)	

2.1.3 *Montée en charge* requise, le cas échéant

La *montée en charge* correspond à la période de démarrage suivant la date de mise en service demandée, requise pour atteindre la *puissance contractuelle*, exprimée en kW pour chacun des mois où la *montée en charge* est applicable.

Si applicable, veuillez remplir le tableau ci-dessous.

Tableau 2.1.3
Montée en charge

Puissance lors de la *montée en charge* (en kW) jusqu'à l'atteinte de la *puissance contractuelle*												
	1er Mois	2e Mois	3e Mois	4e Mois	5e Mois	6e Mois	7e Mois	8e Mois	9e Mois	10e Mois	11e Mois	12e Mois
Puissance maximale appelée (kW)												
Facteur d'utilisation												

Le Distributeur calculera à partir des données présentées au Tableau 2.1.3, l'*énergie contractuelle* durant la période de *montée en charge*, exprimée en kWh-mois, laquelle correspond pour chaque mois de la *montée en charge* au produit de la puissance maximale appelée inscrite, du facteur d'utilisation correspondant et du nombre total d'heures du mois concerné.

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

SECTION 3

3 Informations sur le projet

3.1 Description sommaire du projet

Cette section vise à présenter le portrait global du projet du soumissionnaire. Le soumissionnaire doit, par conséquent, fournir les grandes lignes de son projet en présentant notamment les informations suivantes :

- la localisation du *site* ;
- Une carte ou une série de cartes à l'échelle 1 :30.000 ou plus grande échelle, réunissant les informations suivantes :
  - la localisation du projet ;
  - la limite du *site* proposé (plan de cadastre) ;
- la localisation envisagée du *point de raccordement* ;
- une confirmation que le soumissionnaire a lu et compris le « Sommaire des implications par types de raccordement » présenté à l'Annexe 11 du document d'Appel de propositions.

3.1.1 Localisation du *site*

3.1.1.1 Adresse du *site* ou numéro de lot

Adresse du *site* ou numéro de lot :	

3.1.1.2 *Site* existant ou à construire ou en cours de construction

Le soumissionnaire doit spécifier si le *site* de l'*installation électrique* est :

Cocher si le *site* est existant (✓)	**Cocher si le *site* est à construire ou en cours de construction (✓)**
☐	☐

3.1.2 Raccordement au réseau intégré d'Hydro-Québec

Point de raccordement

Le soumissionnaire doit indiquer l'emplacement envisagé du *point de raccordement* de l'*installation électrique*, tel que confirmé par un maître électricien, en indiquant les coordonnées géographiques (longitude et latitude) afin qu'Hydro-Québec puisse établir l'estimation des coûts et des délais de raccordement.

Le soumissionnaire doit également fournir les informations demandées aux articles 3.1.2.1 et 3.1.2.2.

3.1.2.1 Raccordement à moyenne ou basse tension

Pour un raccordement à moyenne ou basse tension, fournir la position du *point de raccordement* :

Coordonnées géographiques :	

3.1.2.2 Raccordement à haute-tension

Pour un raccordement à haute-tension, fournir la position du *point de raccordement* :

Coordonnées géographiques :	

3.1.3 Implications par types de raccordement

Le soumissionnaire doit fournir une confirmation à l'effet qu'il a lu et compris les exigences techniques associées au type de raccordement électrique requis pour son projet. Ces exigences sont détaillées au Sommaire des implications par type de raccordement (Annexe 11 du document d'Appel de propositions) :

- Raccordement en basse tension (maximum de 6000 A à la tension 347/600 V)
- Raccordement en moyenne tension (maximum de 260 A en triphasé)
- Raccordement en moyenne-tension ou haute-tension (au-delà de 260 A en triphasé, le niveau de tension est au choix d'Hydro-Québec)

Cocher pour confirmer la lecture et la compréhension des implications associées au type de raccordement anticipé (✓)	☐

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

SECTION 4

4 Engagements de retombées économiques et engagement environnemental

Les informations de cette section servent à établir les *engagements de retombés économiques* et, le cas échéant, l'*engagement environnemental* du soumissionnaire. Ces informations seront reproduites à l'*entente de raccordement* ou à l'Entente avec le *réseau municipal*, selon le cas.

4.1 Engagements de retombées économiques

Les éléments considérés aux fins de l'établissement des *engagements de retombées économiques* sont détaillés sous forme de tableaux reproduits ci-dessous. Le soumissionnaire doit compléter ces tableaux conformément aux instructions et modalités qui y sont présentées.

4.1.1 Nombre d'emplois directs au Québec / MW

L'engagement du soumissionnaire relatif au nombre d'emplois directs au Québec doit correspondre au nombre d'emplois que le soumissionnaire s'engage à créer en période d'exploitation de son *installation électrique*, au terme de sa *montée en charge*, le cas échéant. Cet engagement doit être constant et maintenu sur une durée de cinq (5) années consécutives suivant la *date de mise sous tension initiale* de l'*installation électrique*.

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

Tableau 4.1.1
Nombre d'emplois directs au Québec / MW

Activités	Nombre d'emplois[4]	
	Temps plein[5]	Temps partiel[6]
Activité principale[1] :		
- Exploitation de l'installation électrique		
Activités connexes[2] :		
- Fabrication, assemblage, réparation ou distribution d'équipements		
- Développement de logiciels		
- Implantation de centres de services ou de support informatique		
- Recherche et développement		
- Valorisation de la chaleur utile produite par l'*installation électrique*[3]		
Sous-total		

Nombre total d'emplois directs au Québec équivalent temps plein[5][6] :		**(A)**
Puissance contractuelle (section 2.1.1) :		**(B)**
Nombre d'emplois directs / MW :		**(A / B)**

(1) Les emplois regroupés dans cette catégorie sont directement reliés à l'activité principale du soumissionnaire, soit l'exploitation d'équipements dédiés à un *usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*. Seuls les emplois inexistants à la date du lancement de l'Appel de propositions sont considérés.

(2) Cette catégorie d'emplois regroupe les emplois affectés aux activités connexes. Les activités connexes sont celles dont l'existence est directement attribuable à la mise en place de l'activité principale. Aux fins de l'évaluation, les emplois associés aux activités connexes seront crédités au soumissionnaire au prorata de son apport en capital dans ladite activité. Ainsi un soumissionnaire détenant 50 % de la capitalisation d'une entreprise exerçant l'une ou l'autre des activités connexes répertoriées au Tableau 4.1.1, laquelle entreprise génère 10 emplois équivalent temps peut inscrire 5 emplois dans le tableau. Seuls les emplois inexistants à la date du lancement de l'Appel de propositions sont considérés.

(3) Les emplois associés à cette activité connexe doivent être directement tributaires de la récupération de chaleur provenant de l'*installation électrique*.

(4) Inscrire le nombre d'emploi associé à chacune des activités en période d'exploitation au terme de la *montée en charge* prévue, le cas échéant. Le Distributeur calculera le ratio du nombre d'emplois / MW en divisant le nombre total d'emploi par la *puissance contractuelle*.

(5) Aux fins de l'Appel de propositions, un emploi à temps plein correspond à 2 000 heures / année.

(6) Le nombre d'emploi à temps partiel inscrit au tableau est établi sur la base de son équivalent à temps plein. Ainsi, un (1) employé engagé sur une base de 500 heures au cours d'une année équivaut à 0,25 emploi à temps plein. C'est ce dernier chiffre qui doit être inscrit au tableau.

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

4.1.2 Masse salariale totale des emplois directs au Québec / MW

L'engagement du soumissionnaire relatif à la masse salariale totale des emplois directs au Québec doit correspondre à la masse salariale que le soumissionnaire s'engage à créer en période d'exploitation de son *installation électrique*, au terme de sa *montée en charge*, le cas échéant. Cet engagement doit être constant et maintenu sur une durée de cinq (5) années consécutives suivant la *date de mise sous tension initiale* de l'*installation électrique*.

Tableau 4.1.2
Masse salariale totale des emplois directs au Québec / MW

Activités	Masse salariale(1)(2)(3) ($)
Activité principale :	
- Exploitation de l'installation électrique	
Activités connexes :	
- Fabrication, assemblage, réparation ou distribution d'équipements	
- Développement de logiciels	
- Implantation de centres de services ou de support informatique	
- Recherche et développement	
- Valorisation de la chaleur utile produite par l'*installation électrique*	
Total	

Masse salariale totale des emplois directs au Québec :		**(A)**
Puissance contractuelle (section 2.1.1) :		**(B)**
Masse salariale totale / MW :		**(A / B)**

(1) La masse salariale totale des emplois directs au Québec concerne uniquement les emplois dénombrés au Tableau 4.1.2.

(2) Inscrire la masse salariale associée à chacune des activités en période d'exploitation. Le Distributeur calculera le ratio de la masse salariale totale des emplois / MW en divisant la masse salariale totale par la *puissance contractuelle*.

(3) Inscrire la masse salariale globale sur une base annuelle incluant les charges sociales de l'employeur.

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

4.1.3 Investissements au Québec / MW

L'engagement relatif aux investissements au Québec est un engagement unique qui doit correspondre aux investissements que le soumissionnaire s'engage à avoir effectués au début de la période d'exploitation de son *installation électrique*, au terme de sa *montée en charge*, le cas échéant.

Tableau 4.1.3.
Investissements au Québec / MW

Activités	Investissements[3] ($)
Activité principale[1] :	
- Exploitation de l'*installation électrique*	
Activités connexes[2] :	
- Fabrication, assemblage, réparation ou distribution d'équipements	
- Développement de logiciels	
- Implantation de centres de services ou de support informatique	
- Recherche et développement	
- Valorisation de la chaleur utile produite par l'*installation électrique*[4]	
Total	

Investissements au Québec totaux :		**(A)**
Puissance contractuelle (section 2.1.1) :		**(B)**
Investissements / MW :		**(A / B)**

(1) Les investissements regroupés dans cette catégorie sont directement reliés à l'activité principale du soumissionnaire, soit l'exploitation d'équipements dédiés à un *usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*.

(2) Les investissements regroupés dans cette catégorie sont associés aux activités connexes dans lesquelles le soumissionnaire a investi. Les activités connexes visées sont celles dont l'existence est directement attribuable à la mise en place de l'activité principale. Aux fins de l'évaluation, les investissements associés à ces activités connexes seront crédités au soumissionnaire au prorata de son apport en capital dans l'entité exerçant l'activité. Ainsi, un investissement de 100 000 $ dans une entreprise exerçant une activité connexe dans laquelle le soumissionnaire détient 50 % de la capitalisation inscrit des investissements équivalents à 50 000 $. C'est ce dernier chiffre qui doit être inscrit au tableau. Le Distributeur calculera le ratio des investissements / MW en divisant la valeur totale des investissements par la *puissance contractuelle*.

(3) Les investissements considérés se limitent à l'acquisition de biens et équipements fabriqués au Québec. La prestation de service découlant des investissements doit être assurée par des entreprises ayant une place d'affaires au Québec. Les investissements pour l'acquisition ou la rénovation de bâtiments sont exclus du calcul.

(4) Les investissements associés à cette activité doivent être directement tributaires de la récupération de chaleur provenant de l'*installation électrique*.

4.2 Engagement environnemental

Les informations de cette section servent à établir l'*engagement environnemental* du soumissionnaire. Ces informations seront reproduites à l'*entente de raccordement* ou à l'Entente avec le *réseau municipal*, selon le cas.

Si applicable à son projet, le soumissionnaire doit joindre à la présente section les informations concernant son *engagement environnemental* à récupérer une portion de l'énergie des rejets thermiques produits par les *appareils électriques* afin de l'acheminer à l'*utilisateur* désirant valoriser cette *énergie récupérée*.

Aux fins de l'Appel de propositions, l'économie d'énergie correspond au ratio suivant :

$$\text{Ratio d'économie d'énergie} = \frac{\textit{Consommation électrique évitée par la récupération de chaleur}}{\textit{Consommation électrique totale}} \; x \; 100$$

(le « ***ratio d'économie d'énergie*** »).
L'engagement du soumissionnaire, exprimé au moyen du *ratio d'économie d'énergie*, est défini comme son engagement environnemental (l'« ***engagement environnemental*** »). Le *ratio d'économie d'énergie* doit être au minimum de 7,5 %. Sous ce seuil, le soumissionnaire n'a pas à fournir d'information pour cette section 4.2.

4.2.1 Description du procédé de valorisation de l'*énergie récupérée*

Le soumissionnaire doit identifier dans la présente section, au moins un *utilisateur* de l'*énergie récupérée*. À cet égard, le soumissionnaire doit joindre à sa soumission une copie du contrat signé avec l'*utilisateur* de l'*énergie récupérée*, ou dans le cas où le soumissionnaire n'a pas d'entente conclue au moment du dépôt de sa soumission, il doit fournir toute lettre d'intention ou entente de principe entre les parties à ce sujet.

Dans le cas où le soumissionnaire et l'*utilisateur* de l'*énergie récupérée* ne forment qu'une seule et même entité légale, le soumissionnaire doit déposer une attestation, signée par un de ses dirigeants ou administrateur autorisé du soumissionnaire, à l'effet qu'il s'engage à utiliser l'*énergie récupérée* des *appareils électriques*.

Le soumissionnaire doit joindre une copie pour chaque contrat signé entre lui et l'*utilisateur* à l'effet que l'*énergie récupérée* sera utilisée en tout ou en partie par une entreprise au Québec. Ce contrat devra contenir les informations suivantes :

a) l'identité de l'*utilisateur* ;

b) une description sommaire de la valorisation de l'*énergie récupérée* expliquant les procédés utilisés pour récupérer et valoriser cette énergie, ainsi que les autres avantages environnementaux produits par cette valorisation ;

c) les principales activités visées par l'*utilisateur* de l'économie d'énergie obtenue de la valorisation de l'*énergie récupérée* ;

d) les valeurs mensuelles pour chacune des colonnes du Tableau 4.2 - Profil du bilan énergétique estimé pour une *année contractuelle* ;

e) la valeur de l'*engagement environnemental* garanti (en %) et calculé selon le ratio détaillé à l'article 1.4.3 du document d'Appel de propositions ;

f) la durée du contrat relatif à l'*énergie récupérée* et les modalités de renouvellement du contrat. Dans le cas où ce contrat n'est pas signé au dépôt de la soumission, le soumissionnaire doit décrire l'état de ses discussions avec l'*utilisateur* de l'*énergie récupérée* et déposer une copie de toute lettre d'intention, ou d'entente de principe entre les parties à ce sujet.

4.2.2 Rapport de conception du procédé de valorisation de l'*énergie récupérée*

Lors de la transmission de la soumission, le soumissionnaire devra joindre, à ses frais, un rapport signé et scellé par une firme d'ingénieurs indépendante confirmant que :

- la technologie proposée et les équipements utilisés pour la récupération d'énergie sont éprouvés. Ce procédé de récupération et de valorisation des rejets thermiques proposé par le soumissionnaire doit avoir atteint une maturité technologique éprouvée. De façon générale, sont considérés comme technologiquement matures, les procédés de récupération et de valorisation des rejets thermiques sur le marché commercial depuis au moins trois (3) ans ;
- le bilan énergétique du procédé de valorisation de l'*énergie récupérée* sera réalisé lors de la construction du système de récupération ;
- les valeurs mensuelles pour chacune des colonnes du Tableau 4.2 - Profil du bilan énergétique estimé pour une *année contractuelle*, sont probantes et faisables ;
- l'*engagement environnemental* garanti sera atteint.

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

Ce rapport doit fournir les informations suivantes relativement aux caractéristiques de la récupération des rejets thermiques produits par les *appareils électriques* :

- le schéma de principe du procédé de récupération des rejets thermiques ;
- les types de fluide caloporteur proposé pour le transfert de l'*énergie récupérée* ;
- le type et les caractéristiques techniques des principaux équipements raccordés au procédé de récupération des rejets thermiques ;
- un bilan énergétique du procédé de valorisation de l'*énergie récupérée* pour une année typique.
- les valeurs mensuelles pour chacune des colonnes du Tableau 4.2 - Profil du bilan énergétique estimé pour une *année contractuelle* ;
- une explication et une justification des hypothèses de travail conduisant au calcul des données du Tableau 4.2 - Profil du bilan énergétique estimé pour une *année contractuelle* et au bilan énergétique ;
- toute information additionnelle requise afin de clarifier le bilan énergétique et le schéma de principe du procédé de récupération des rejets thermiques ;
- les superficies du plancher (m^2) :
  - aire totale des *appareils électriques* ;
  - aire totale des équipements informatiques requis pour l'*usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* ;
- la prévision d'heures d'opération par année pour le procédé de valorisation de l'*énergie récupérée* ;

Hydro-Québec se réserve aussi le droit de demander tout complément d'information au rapport fourni.

Nom du soumissionnaire :

Appel de propositions A/P 2019-01
Annexe 4 – Formule de soumission

Tableau 4.2
Profil du bilan énergétique estimé pour une *année contractuelle*

	(A) consommation électrique totale pour chaque mois (kWh électrique)	(B) *énergie récupérée* (kWh thermique)	(C1) *pertes d'énergie* (kWh thermique)	(C2) *énergie inutilisée* (kWh thermique)	(D) consommation électrique évitée par la récupération de chaleur pour chaque mois B – (C1+C2) (kWh électrique ou thermique)	(E) *Engagement environnemental* D / A (%)
Janvier						
Février						
Mars						
Avril						
Mai						
Juin						
Juillet						
Août						
Septembre						
Octobre						
Novembre						
Décembre						
Total pour l'année						

Aux fins du Tableau 4.2, on entend par :

énergie inutilisée
la quantité nette d'*énergie récupérée* disponible mais inutilisée, car cette énergie est excédentaire à l'usage énergétique requis par l'*utilisateur*. Cette énergie excédentaire est attribuable aux fluctuations des besoins d'énergie de l'*utilisateur* ou aux fluctuations de la production de rejets thermiques des *appareils électriques*.

pertes d'énergie
les pertes d'énergie survenant lors du transfert de l'*énergie récupérée* entre le point de génération et le point d'utilisation des rejets thermiques.

Annexe 5 Lettre de crédit *Standby* irrévocable et inconditionnelle

1- Cette lettre de crédit doit être émise sur le papier en-tête officiel de l'institution financière émettrice.
2- Le soumissionnaire doit déposer l'original de la *garantie de soumission*, avant la date limite de dépôt, au bureau du Représentant officiel à l'adresse indiquée au Document d'appel de propositions A/P 2019-01.

LETTRE DE CRÉDIT STANDBY IRRÉVOCABLE ET INCONDITIONNELLE

N° _____

Date d'émission :

Le _____

À HYDRO-QUÉBEC (« **Bénéficiaire** »)
Direction principale – Finance stratégique et risques
75 boul. René-Lévesque Ouest, 15e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4

À la demande de *(nom du client)* (le « **Client** »), dont le siège social est situé au *(adresse du client)* nous, *(nom et adresse de l'institution financière émettrice)* établissons en votre faveur notre Lettre de Crédit *Standby* Irrévocable et Inconditionnelle (la « **Lettre de crédit** ») pour un montant n'excédant pas la somme de *(montant en lettres)* dollars canadiens (*montant en chiffres)* $CA) (le « **Montant Garanti** »). Le montant payable en vertu de la présente Lettre de crédit, vous sera payable sur demande, nonobstant toute objection ou dispute entre le Bénéficiaire et le Client relativement au Document d'appel de proposition A/P 2019-01, sur présentation des documents suivants :

1. votre demande écrite de paiement signée par un représentant dûment autorisé, précisant le montant du tirage demandé, lequel ne peut dépasser le Montant Garanti;
2. l'original ou une copie de la Lettre de crédit.

Toute correspondance ou demande de paiement devra être présentée ou transmise à notre adresse mentionnée ci-dessus et devra faire référence à la Lettre de crédit. Nous exécuterons votre demande de paiement au plus tard deux (2) jours ouvrables suivant la réception de telle demande de paiement. Votre demande de paiement peut être transmise de main à main, par courrier recommandé ou enregistré.

Tous les frais relatifs à la Lettre de crédit sont à la charge du Client.

La Lettre de crédit demeurera en vigueur pour une période d'une année suivant la date de son émission, jusqu'au _____, 15h00, heure de Montréal.

La Lettre de crédit est irrévocable, incessible et non transférable.

La Lettre de crédit est régie par les règles et usances uniformes relatives aux crédits documentaires, révision 2007, Publication nº 600 de la Chambre de Commerce Internationale (les « RUU »). Les questions non couvertes par les RUU seront régies et interprétées conformément aux lois en vigueur au Québec. Nous reconnaissons la compétence exclusive des tribunaux du Québec, district judiciaire de Montréal, pour entendre tout recours judiciaire découlant de la Lettre de crédit.

par : _____ par : _____

signataire autorisé(e) de l'institution financière (caractères d'imprimerie)

signataire autorisé(e) de l'institution financière (caractères d'imprimerie)

_____ _____

(signature) (signature)

Annexe 6 Entente d’avant-projet-type

Cette Entente d'avant-projet type est fournie à titre informatif et sera adaptée pour tenir compte des caractéristiques de la soumission, de l'installation électrique et des activités à réaliser par Hydro-Québec dans le cadre de l'avant-projet.

ENTENTE D'AVANT-PROJET

intervenue à Montréal, province de Québec, le _____

ENTRE : **NOM,** personne physique résidant au n°, adresse OU personne morale légalement constituée, domiciliée au n°, adresse, dans la ville de Ville, province de Québec, CODE POSTAL, agissant ici par son représentant autorisé,

ci-après appelée le « **Client** » ;

ET : **Hydro-Québec**, personne morale de droit public constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, dans la ville de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4, agissant ici par sa division Hydro-Québec Distribution et son représentant autorisé,

ci-après appelée « **Hydro-Québec** » ;

Le Client et Hydro-Québec étant ci-après appelés collectivement les « **Parties** » ou individuellement une « **Partie** ».

ATTENDU QUE :

A. suite à l'appel de propositions A/P 2019-01 d'Hydro-Québec visant l'attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie associée en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, le Client a déposé une soumission qui a été retenue par Hydro-Québec ;

B. la soumission du Client vise l'alimentation de l'installation électrique dont les caractéristiques sont décrites à l'Annexe 1 et dont l'abonnement est pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ;

C. la puissance à installer pour l'alimentation de l'installation électrique est de kW/MW ;

D. la solution technique déterminée par Hydro-Québec pour l'alimentation de l'installation électrique est décrite à l'Annexe 2 ;

E. Hydro-Québec s'engage à réaliser l'avant-projet au terme duquel elle déterminera avec plus de précisions les travaux électriques nécessaires à l'alimentation de l'installation électrique du Client, la date prévue de mise sous tension initiale ainsi que les coûts de ces travaux ;

EN CONSÉQUENCE, LES PARTIES CONVIENNENT DE CE QUI SUIT :

1. DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION

1.1 Le préambule fait partie intégrante de *l'Entente*.

1.2 Les mots et expressions suivants, lorsqu'ils sont employés dans la présente *Entente*, ses annexes ou tout document accessoire à cette *Entente*, ont, à moins d'incompatibilité avec le contexte, la signification suivante :

a) « **ABANDON** » signifie l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 8.1 ;

b) « **AVANT-PROJET** » signifie l'ensemble des étapes requises pour réaliser l'ingénierie des *Travaux électriques d'Hydro-Québec* nécessaires à l'alimentation de l'*Installation électrique* et pour préciser les aspects techniques, financiers et environnementaux ainsi que l'échéancier de réalisation de ces travaux ;

c) « **CHAÎNE DE BLOCS** » signifie une base de données distribuée et sécurisée, dans laquelle sont stockées chronologiquement, sous forme de blocs liés les uns aux autres, les transactions successives effectuées entre ses utilisateurs depuis sa création, selon ses variantes actuelles et futures ;

d) « **CS** » signifie les conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité fixées par la Régie de l'énergie, en vigueur, lesquelles s'appliquent à la présente *Entente*, incluant les *Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* ;

e) « **DATE PRÉVUE DE MISE SOUS TENSION INITIALE** » signifie la date préliminaire à laquelle Hydro-Québec prévoit mettre sous tension l'*Installation électrique*, à savoir le [DATE] ;

f) « **ENTENTE** » signifie la présente entente d'avant-projet et les expressions « des présentes », « aux présentes », « en vertu des présentes », « par les présentes » et autres du même genre, réfèrent à cette entente dans son ensemble et non à un article, paragraphe ou alinéa particulier ;

g) « **ENTENTE DE RACCORDEMENT** » signifie l'entente décrite à l'article 5 ;

h) « **FIN DE L'AVANT-PROJET** » signifie le moment où les coûts et l'échéancier de réalisation des *Travaux électriques d'Hydro-Québec* ainsi que la *Date prévue de mise sous tension initiale* de l'*Installation électrique* seront confirmés au Client par Hydro-Québec, par l'intégration de ces informations dans l'*Entente de raccordement* à signer par le Client ;

i) « **INSTALLATION ÉLECTRIQUE** » signifie tout équipement électrique, ce qui inclut notamment l'équipement de production d'électricité exploité en parallèle du réseau de distribution d'électricité, et tout poste client alimenté ou destiné à être alimenté par Hydro-Québec, en aval du point de raccordement. L'alimentation électrique comprend le branchement du Client ;

j) « **SOLUTION TECHNIQUE** » signifie le tracé et les travaux requis pour alimenter l'*Installation électrique*. La solution technique est déterminée par Hydro-Québec et est décrite, de manière préliminaire, à l'Annexe 2 ;

k) « **TARIFS** » signifie les tarifs d'électricité d'*Hydro-Québec* dans ses activités de distribution d'électricité fixés par la Régie de l'énergie, en vigueur, lesquels s'appliquent à la présente *Entente*, auxquels s'ajoutent les *Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* ;

l) « **TRAVAUX CIVILS** » signifie les travaux à être réalisés sur les ouvrages civils souterrains et/ou de surface d'Hydro-Québec incluant l'excavation et le remblaiement permettant l'installation des éléments tels les conduits, massifs, puits d'accès, boîtes et chambres de raccordement électrique, socles, etc. Pour les travaux sur le réseau aérien d'Hydro-Québec, les travaux civils excluent les travaux d'enlèvement, de plantage et de haubanage de poteaux ;

m) « **TRAVAUX ÉLECTRIQUES D'HYDRO-QUÉBEC** » signifie les travaux de câblage électrique effectués par Hydro-Québec, ou son entrepreneur, pour le branchement de l'*Installation électrique* et pour le raccordement et, le cas échéant, le renforcement de la ligne de distribution/transport incluant notamment la mise en place des câblages électriques et équipements, mise en service et transfert de clients. Pour les travaux sur le réseau aérien, les travaux électriques incluent les travaux d'enlèvement, de plantage et de haubanage des poteaux ;

n) « **USAGE CRYPTOGRAPHIQUE APPLIQUÉ AUX CHAÎNES DE BLOCS** » signifie un usage de l'électricité pour l'exploitation d'équipements informatiques aux

fins de calculs cryptographiques permettant notamment de valider les transactions successives effectuées entre utilisateurs de *Chaîne de blocs*.

1.3 Les annexes suivantes font partie intégrante de l'*Entente* :

Annexe 1 : Caractéristiques de l'*Installation électrique* ;
Annexe 2 : *Solution technique* ;
Annexe 3 : Exigences techniques ;
Annexe 4 : Mandat – Signature. **[si applicable]**

2. OBJECTIFS DE L'*AVANT-PROJET*

2.1 L'*Avant-projet* vise à préciser l'évaluation préliminaire du coût des *Travaux électriques d'Hydro-Québec* indiquée à l'article 4.1 ainsi que la *Date prévue de mise sous tension initiale*, selon la *Solution technique*. Ces informations serviront de base à l'*Entente de raccordement* à intervenir entre les Parties.

2.2 Les caractéristiques de l'*Installation électrique* qui seront utilisées par Hydro-Québec pour réaliser l'*Avant-projet* sont indiquées à l'Annexe 1.

3. PAIEMENT DU COÛT DE L'*AVANT-PROJET*

3.1 Le Client doit payer à Hydro-Québec un montant de X$, plus les taxes applicables, afin de couvrir les coûts de réalisation de l'*Avant-projet*.

3.2 Ce montant est payable selon les modalités prévues à la facture qui sera transmise par Hydro-Québec. (note : elle sera transmise au plus tard avec l'*Entente* à signer par le Client) L'encaissement par Hydro-Québec de ce montant est une condition préalable au début de l'*Avant-projet*.

4. ESTIMATION DU COÛT DES *TRAVAUX ÉLECTRIQUES D'HYDRO-QUÉBEC*

4.1 Basé sur les caractéristiques indiquées à l'Annexe 1, l'estimation du coût des *Travaux électriques d'Hydro-Québec* est de X $, avec une précision de 30 % quant au montant final, plus les taxes applicables, lequel inclut le coût de réalisation de l'*Avant-projet*.

4.2 Hydro-Québec assumera tout excédent en sus du montant de X $ + 30 % pour le coût des *Travaux électriques d'Hydro-Québec* et pour le coût de l'*Avant-projet*.

4.3 L'estimation préliminaire du coût des *Travaux électriques d'Hydro-Québec* mentionné à l'article 4.1 n'inclut pas les activités suivantes qui devront être réalisées aux frais du Client : acquisition de droits de passage ou autres servitudes, déboisement et/ou élagage, subdivision cadastrale, acquisition de biens et services fournis par des tiers ainsi que tous frais facturés par un tiers comme une entreprise de télécommunications ainsi que les *Travaux civils*.

4.4 Advenant le cas où des *Travaux civils* sont requis pour une alimentation souterraine et que ceux-ci sont réalisés par le Client, le Client s'engage à conclure avec Hydro-Québec une entente relative à la conception, réalisation, intégration et cession en faveur d'Hydro-Québec des actifs résultant des *Travaux civils*.

5. *ENTENTE DE RACCORDEMENT*

5.1 À la *Fin de* l'*avant-projet*, Hydro-Québec transmettra au Client l'*Entente de raccordement* dans laquelle elle confirmera les *Travaux* électriques *d'Hydro-Québec* requis pour alimenter l'*Installation électrique*, leurs coûts et la *Date prévue de mise sous tension initiale*.

5.2 La *Date prévue de mise sous tension initiale* qui sera confirmée à la *Fin de* l'*avant-projet* ne tiendra pas compte des restrictions sur les réseaux civil et électrique, des autorisations devant être émises par toute autorité gouvernementale ou municipale, des conditions climatiques et, le cas échéant, des travaux à être réalisés par la *Commission des services électriques de Montréal*.

6. PROPRIÉTÉ

6.1 Hydro-Québec demeure propriétaire des installations en amont du point de raccordement, y compris des matériaux nécessaires au prolongement ou à la modification du réseau de distribution/transport, de même que des plans, devis, dessins et toutes autres études et activités réalisées par ou pour Hydro-Québec, même si le Client assume le coût des *Travaux électriques d'Hydro-Québec*. Hydro-Québec demeure également propriétaire de son appareillage de mesurage installé en amont ou en aval du point de raccordement, pour mesurer l'électricité visée par l'*Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*.

7. ORDONNANCE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

7.1 L'*Entente* sera automatiquement modifiée pour tenir compte de toute ordonnance de la Régie de l'énergie pouvant avoir un impact sur l'*Entente*, la réalisation de l'*Avant-projet*, les *CS* ou les *Tarifs*.

8. ABANDON

8.1 Il y a *Abandon* dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

a) Lorsque le Client avise par écrit Hydro-Québec qu'il abandonne sa demande d'alimentation ;

b) Lorsque le Client modifie une des caractéristiques de l'*Installation électrique* indiquées à l'Annexe 1 ;

c) Lorsque le Client reporte la *Date prévue de mise sous tension initiale* sauf si sa demande de report est justifiée par des circonstances exceptionnelles, est autorisée par Hydro-Québec et qu'une date de report est convenue avec Hydro-Québec ;

d) Lorsque le Client est en défaut relativement au paiement du coût de *l'Avant-projet* selon les modalités prévues à l'article 3 ;

e) Lorsque le Client n'a pas retourné à Hydro-Québec l'*Entente de raccordement* signée dans un délai de six (6) mois suivant sa réception ;

f) Lorsque le Client fait cession de ses biens au bénéfice de l'ensemble de ses créanciers, dépose un avis d'intention de faire une proposition ou une proposition au sens de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (L.R.C., c. 1985, ch. B-3) ;

g) Lorsque le Client nomme, consent à ou approuve la nomination d'un syndic, d'un séquestre ou d'un liquidateur relativement au Client ou à ses biens ;

h) Lorsqu'une procédure judiciaire relative au Client ou à ses biens est entreprise en vertu d'une loi relative à l'insolvabilité ; ou

i) Lorsqu'une ordonnance initiale est demandée en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (L.R.C., ch. C-36) relativement au Client ou à ses biens.

8.2 En cas d'*Abandon*, le Client doit payer à Hydro-Québec les sommes suivantes :

a) Le coût réel de l'*Avant-projet*, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par Hydro-Québec ; et

b) Les coûts occasionnés par les achats et les contrats de services ainsi que les dédommagements à verser ; et

c) Le coût des travaux effectués, s'il y a lieu ; et

d) Le coût des travaux que nécessite l'*Abandon*, y compris le coût du démantèlement des installations ; et

e) Les coûts réels d'ingénierie et de gestion des demandes,

le tout jusqu'à concurrence du montant indiqué à l'article 3.1.

8.3 Si le montant payé par le Client en vertu de l'article 3.1 excède le montant de la facture lié au coût d'*Abandon,* le solde sera remboursé au Client.

8.4 Dans tous les cas où Hydro-Québec facture au Client des coûts en lien avec l'*Abandon*, le Client doit payer ceux-ci en entier avant qu'elle n'accepte d'étudier toute autre demande d'alimentation de la part du Client.

9. FRAIS D'ADMINISTRATION

9.1 Tout montant payable en vertu de la présente *Entente* et tout montant payable en application de l'article 11 doivent être payés dans les 21 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec.

9.2 Toute facture impayée à l'échéance entraîne des frais d'administration sur l'arriéré, au taux applicable à la date d'échéance de la facture et calculé conformément aux « *frais d'administration applicables à la facturation par Hydro-Québec* » prévus aux *Tarifs*.

10. EXIGENCES TECHNIQUES

10.1 Le Client déclare avoir pris connaissance des normes suivantes, accessibles aux adresses internet indiquées à l'Annexe 3, qu'il s'engage à respecter pour l'*Installation électrique* :

a) Norme E.21-10 - Service d'électricité en basse tension ;

b) Norme E.21-11 - Service d'électricité en basse tension à partir des postes distributeur ;

c) Norme E.21-12 - Service d'électricité en moyenne tension.

OU

d) Norme F.22-01 – Mesurage de l'électricité en moyenne tension ou en haute tension ;

e) Norme C.25-01 - Exigences techniques relatives au raccordement de charges déformantes au réseau de distribution d'Hydro-Québec ;

f) Norme C.22-03 – Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'Hydro-Québec.

11. TAXES

11.1 Les valeurs indiquées pour les prix, paiements, frais ou autres montants indiqués à l'*Entente* n'incluent aucune taxe sur la vente de biens et services taxables, lesquelles taxes devront être ajoutées lorsqu'applicables.

11.2 Toutefois, si un paiement fait par le Client à Hydro-Québec en vertu de la présente *Entente* n'est pas taxable en vertu des dispositions générales, mais est plutôt réputé inclure la taxe sur les produits et services (« TPS ») et la taxe de vente du Québec (« TVQ »), conformément à la *Loi sur la taxe d'accise* et à la *Loi sur la taxe de vente du Québec*, le montant du paiement devra être majoré pour prendre en considération toute taxe réputée incluse dans un tel paiement.

12. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

12.1 **Loi applicable et élection de domicile.** L'*Entente* est régie par les lois et règlements applicables au Québec. Les Parties conviennent, pour toute réclamation ou poursuite judiciaire pour quelque motif que ce soit, relativement à l'*Entente*, de choisir le district judiciaire de Montréal, province de Québec, Canada, comme le lieu approprié pour l'audition desdites réclamations ou poursuites judiciaires, à l'exclusion de tout autre district judiciaire qui peut avoir juridiction sur un tel litige selon les prescriptions de la loi.

12.2 **Modification à l'Entente.** Toute modification à l'*Entente* ne prend effet que lorsqu'elle a été constatée dans un écrit dûment signé par les deux Parties lequel est annexé à l'*Entente*.

12.3 **Titres et sous-titres.** Les titres et sous-titres des articles, paragraphes et alinéas de l'*Entente* y ont été insérés uniquement pour en faciliter la lecture et ne doivent pas servir à son interprétation.

12.4 **Cession.** Le Client ne peut céder ou autrement transférer l'*Entente* ou les obligations qui y sont contenues, sans l'autorisation écrite et préalable d'Hydro-Québec. La demande d'autorisation doit inclure une confirmation écrite du successeur du Client à l'effet que le successeur reconnaît être lié par l'*Entente* et s'engage à assumer toutes les obligations du Client en vertu de l'*Entente*.

12.5 **Deux originaux.** L'*Entente* est signée en deux exemplaires originaux.

12.6 **Non-renonciation.** Le manquement ou le retard de l'une ou l'autre des Parties à exercer un droit prévu à l'*Entente* ne constitue pas une renonciation à un tel droit, et aucune des Parties ne sera empêchée d'exercer ultérieurement un droit qu'elle n'aurait pas antérieurement exercé, en tout ou en partie.

13. COMMUNICATIONS

13.1 Tout avis ou toute facture doit être donné par écrit et transmis à son destinataire, soit de main à main, soit par courrier ou courriel, au représentant indiqué ci-dessous :

CLIENT	HYDRO-QUÉBEC
À l'attention de	À l'attention de
Nom	Nom

Titre Adresse postale Téléphone : Courriel :	Délégué commercial Complexe Desjardins, tour Est, 18e étage C. P. 10000, succursale place Desjardins Montréal (Québec) H5B 1H7 Téléphone : Courriel :

14. AVIS DE MODIFICATION ET RÉORGANISATION

14.1 Le Client doit aviser Hydro-Québec sans délai dans les cas suivants:

a) Tout changement de son adresse indiquée à la première page de la présente *Entente* ; et

b) Toute modification de sa dénomination sociale ; et

c) Tout changement de contrôle direct ou indirect de son entreprise, incluant notamment tout changement de contrôle résultant d'une vente d'actifs et/ou d'actions ou autre transaction du même genre.

14.2 Le Client doit fournir à Hydro-Québec tout document justificatif relativement aux situations décrites à l'article 14.1 dans un délai de 30 jours à compter de la demande d'Hydro-Québec.

14.3 Le présent article n'affecte pas les droits d'Hydro-Québec en vertu de l'article 12.4 de l'*Entente*.

15. FORCE MAJEURE

15.1 L'expression « force majeure » dans l'*Entente* signifie tout événement imprévisible, irrésistible et indépendant de la volonté d'une Partie, qui retarde, interrompt ou empêche l'exécution totale ou partielle par cette Partie de toutes ou partie de ses obligations en vertu de l'*Entente*. Sans restreindre la portée de ce qui précède, l'un ou l'autre des événements suivants constitue un cas de force majeure : guerre, émeute, vandalisme, intervention non sollicitée de tiers, rébellion, foudre, tremblement de terre, grève, inondation, incendie et explosion. La Partie invoquant un cas de force majeure doit en donner avis sans délai à l'autre Partie et indiquer dans cet avis, le plus précisément possible, l'effet de cette force majeure sur sa capacité d'exécuter ses obligations prévues à l'*Entente*.

15.2 La Partie invoquant un cas de force majeure voit ses obligations suspendues seulement dans la mesure où elle est dans l'incapacité d'agir et en autant qu'elle agisse avec diligence afin d'éliminer ou de corriger les effets de cette force majeure. Cependant le règlement d'une grève est laissé à l'entière discrétion de

la Partie qui fait face à cette difficulté. Tout cas de force majeure est toutefois sans effet sur l'obligation de payer une somme d'argent qui est due.

15.3 Lorsque l'*Entente* établit une date d'échéance pour la réalisation d'une obligation et que cette date ne peut être respectée en raison d'une force majeure, cette date est reportée d'une période équivalente à celle pendant laquelle la Partie affectée par le cas de force majeure a été dans l'incapacité d'agir. Sous réserve de l'avis prévu à l'article 15.1 et nonobstant toute autre disposition de l'*Entente*, l'inexécution d'une obligation en raison d'un cas de force majeure, quelle que soit la Partie qui l'invoque, ne constitue pas un cas de défaut en vertu des présentes et n'entraîne pas de dommages-intérêts ni de recours en exécution de l'obligation même ou de quelque autre nature que ce soit.

16. DURÉE

16.1 L'*Entente* entre en vigueur à la date mentionnée en premier lieu ci-dessus et se termine :

a) à la signature d'une *Entente de raccordement*, ou

b) en cas d'*Abandon*, après le paiement des sommes dues par le Client en vertu de l'*Entente* ou après le remboursement par Hydro-Québec du solde visé à l'article 8.3, le cas échéant.

[LA PAGE SUIVANTE EST CELLE DES SIGNATURES]

Entente

EN FOI DE QUOI, les Parties, agissant par leur représentant dûment autorisé, ont signé l'*Entente* à la date mentionnée en premier lieu ci-dessus.

Nom du Client

par :

_____

Nom
Titre

Agissant ici au nom du Client conformément au mandat joint à l'Annexe 4 de l'*Entente*. **[si applicable]**

Hydro-Québec

par :

_____

Nom
Titre

Entente type

Hydro Québec Distribution

ANNEXE 1
DE L'*ENTENTE*

Caractéristiques de l'*Installation électrique*

Les caractéristiques décrites à la soumission seront reproduites ici.

Entente type

ANNEXE 2
DE L'*ENTENTE*

Solution technique

Entente type

ANNEXE 3
DE L'*ENTENTE*

Exigences techniques

pour les *Installations électriques* raccordées au réseau de distribution

1) **Norme E.21-10** : *Service d'électricité en basse tension.*
http://www.hydroquebec.com/data/livre-bleu/pdf/livre-bleu-addenda-inclus.pdf

et

2) **Norme E.21-11**: *Service d'électricité en basse tension à partir des postes distributeurs.*
http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/livre-vert.pdf,

et

3) **Norme E.21-12** : *Service d'électricité en moyenne tension*
http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/livre-rouge.pdf.

OU

pour les *Installations électriques* raccordées au réseau de transport

Norme F.22-01 : *Mesurage de l'électricité en moyenne et en haute tension.*
http://www.hydroquebec.com/publications/fr/norme_fourniture/pdf/moyenne_haute.pdf

Norme C.25-01 : *Exigences techniques relatives à l'émission d'harmoniques par les installations de clients raccordés au réseau de distribution d'Hydro-Québec.*
http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/c2501-a1.pdf

Norme C.22-03 : *Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'Hydro-Québec.*
http://www.hydroquebec.com/tranenergie/fr/commerce/pdf/c22-03-a1.pdf

Hydro Québec Distribution

ANNEXE 4
DE L'*ENTENTE*

Mandat – Signature **[si applicable]**

Entente type

Annexe 7 Entente de raccordement-type

Cette Entente de raccordement type est fournie à titre informatif et sera adaptée pour tenir compte des caractéristiques de l'installation électrique et des engagements du Client.

ENTENTE DE RACCORDEMENT

intervenue à Montréal, province de Québec, le _____

ENTRE : **NOM,** personne physique résidant au n°, adresse OU personne morale légalement constituée, domiciliée au n°, adresse, dans la ville de Ville, province de Québec, CODE POSTAL, agissant ici par son représentant autorisé,

ci-après appelée le « **Client** »,

ET : **HYDRO-QUÉBEC,** personne morale de droit public constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, dans la ville de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4, agissant ici par sa division Hydro-Québec Distribution et son représentant autorisé,

ci-après appelée « **Hydro-Québec** »,

Le Client et Hydro-Québec étant ci-après appelés collectivement les « **Parties** » ou individuellement une « **Partie** ».

ATTENDU QUE :

A. suite à l'appel de propositions A/P 2019-01 d'Hydro-Québec visant l'attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie associée en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, la soumission du Client a été retenue par Hydro-Québec ;

B. le Client demande à Hydro-Québec le raccordement d'une nouvelle installation électrique ou l'ajout de charges à une installation électrique, pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ;

C. (Si applicable) le Client requiert une montée en charge d'une durée de XX mois, s'échelonnant du DATE au DATE ;

D. les engagements du Client débuteront à la date de mise sous tension initiale ;

E. en contrepartie de l'engagement du Client de payer tous les coûts des travaux indiqués à la présente entente, Hydro-Québec accepte de réaliser les travaux électriques décrits ci-après ;

EN CONSÉQUENCE, LES PARTIES CONVIENNENT DE CE QUI SUIT :

1 DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION

1.1 Le préambule fait partie intégrante de l'*Entente*.

1.2 Les *Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*, les Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité et les Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité s'appliquent à la présente *Entente* et aux abonnements pour *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*.

1.3 Les définitions de l'*Entente* s'ajoutent à celles prévues aux *Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*, aux *Tarifs d'électricité* et aux *Conditions de service*, lesquels sont accessibles aux liens indiqués à l'Annexe 1.

1.4 Les mots et expressions suivants, lorsqu'ils sont employés dans l'*Entente*, ses annexes ou tout document accessoire à cette *Entente*, ont, à moins d'incompatibilité avec le contexte, la signification suivante :

a) « **ABANDON** » signifie l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 19.1 ;

b) « **ABONNEMENT** » signifie tout contrat conclu entre un Client et Hydro-Québec pour le service d'électricité fourni à un lieu de consommation, lequel est défini comme étant tout endroit en aval du point de raccordement desservi par Hydro-Québec. « Service d'électricité » signifie la mise et le maintien sous tension du point de raccordement, qu'il y ait ou non utilisation de l'électricité ;

c) « **ANNÉE CONTRACTUELLE** » signifie chaque période de 12 mois consécutifs débutant à la *Date de mise sous tension initiale* et se terminant le 365e jour, ou le 366e jour pour une année bissextile, date à laquelle commence l'année contractuelle suivante ;

d) « **APPAREILS ÉLECTRIQUES** » signifie l'ensemble de tout objet, machine, dispositif électrique, électronique, mécanique, système spécialisé et câble, destiné à être alimenté en électricité afin de permettre un *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* ;

e) « **CHAÎNE DE BLOCS** » signifie une base de données distribuée et sécurisée, dans laquelle sont stockées chronologiquement, sous forme de blocs liés les uns aux autres, les transactions successives effectuées entre ses utilisateurs depuis sa création, selon ses variantes actuelles et futures ;

f) « **CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ÉVITÉE PAR LA RÉCUPÉRATION DE CHALEUR** » signifie l'économie d'énergie annuelle exprimée en kWh électrique et/ou en kWh thermique, réalisée par l'*Utilisateur* suite à la valorisation de *l'Énergie récupérée* ;

g) « **CS** » signifie les conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité fixées par la Régie de l'énergie, en vigueur, lesquelles s'appliquent à la présente *Entente*, incluant les *Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* ;

h) « **DATE DE MISE SOUS TENSION INITIALE** » signifie la date à laquelle Hydro-Québec mettra sous tension la nouvelle charge ou la charge additionnelle de *l'Installation électrique* pour un *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* ;

i) « **ÉNERGIE CONTRACTUELLE** » est exprimée en kWh-année et est calculée en multipliant la *Puissance contractuelle* par le *FU contractuel* et par le nombre d'heures dans l'*Année contractuelle* visée. L'énergie contractuelle pour chaque *Année contractuelle* est indiquée à l'article 7.1 ;

j) « **ÉNERGIE NON LIVRÉE LORS D'UNE DEMANDE D'EFFACEMENT** » pour une *Année contractuelle* donnée, correspond à une quantité d'énergie exprimée en kWh interrompue à la suite d'une demande d'effacement associée au *Service non ferme* ;

k) « **ÉNERGIE RÉCUPÉRÉE** » signifie une quantité de chaleur exprimée en kWh thermique contenue dans les rejets thermiques récupérés de l'exploitation des *Appareils électriques* du Client ;

l) « **ÉNERGIE RÉELLE CONSOMMÉE** » signifie une quantité d'énergie exprimée en kWh, pour une *Année contractuelle* donnée, qui correspond à la consommation énergétique réelle du Client ;

m) « **ENGAGEMENT DE CONSOMMATION** » a le sens qui lui est donné à l'article 7 ;

n) « **ENGAGEMENT ENVIRONNEMENTAL** » a le sens qui lui est donné à l'article 11 ;

o) « **ENGAGEMENTS DE RETOMBÉES ÉCONOMIQUES** » a le sens qui lui est donné à l'article 10 ;

p) « **ENTENTE** » signifie la présente entente de raccordement et les expressions « des présentes », « aux présentes », « en vertu des présentes », « par les présentes » et autres du même genre, réfèrent à cette entente de raccordement dans son ensemble et non à un article, paragraphe ou alinéa particulier ;

q) « **ENTENTE D'AVANT-PROJET** » signifie l'entente d'avant-projet intervenue le [DATE] entre les Parties ;

r) « **FU CONTRACTUEL** » signifie le facteur d'utilisation associé à la *Puissance contractuelle*. Le facteur d'utilisation est de .... % et correspond au rapport entre l'énergie (en kilowattheures) effectivement consommée et l'énergie qu'il serait possible de consommer en utilisant la totalité de la puissance maximale appelée pendant toute la *Période de consommation* ;

s) « **INSTALLATION ÉLECTRIQUE** » signifie tout équipement électrique, ce qui inclut notamment l'équipement de production d'électricité exploité en parallèle du réseau de distribution d'électricité, et tout poste client alimenté ou destiné à être alimenté par Hydro-Québec, en aval du point de raccordement. L'alimentation électrique comprend le branchement du Client ;

t) « **LETTRE DE CRÉDIT** » signifie une lettre de crédit *standby* irrévocable et inconditionnelle ;

u) (Si applicable) « **MONTÉE EN CHARGE** » signifie la période de démarrage demandée par le Client pour atteindre la *Puissance contractuelle*, exprimée en kW pour chacun des mois où la montée en charge est applicable ;

v) « **PÉRIODE DE CONSOMMATION** » signifie une période au cours de laquelle l'électricité est livrée au Client et qui est comprise entre les deux (2) dates utilisées par Hydro-Québec dans le calcul de la facture ;

w) « **PUISSANCE CONTRACTUELLE** » est de .... kilowatts (kW)/ mégawatts (MW) et représente la quantité de puissance à installer demandée par le Client ;

x) « **RATIO D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE** » a le sens qui lui est donné à l'article 11.2 ;

y) « **SOLUTION TECHNIQUE** » signifie le tracé et les travaux requis pour alimenter l'*Installation électrique*. La solution technique est déterminée par Hydro-Québec et est décrite à l'Annexe 2 ;

z) « **SERVICE NON FERME** » a le sens qui lui est donné à l'article 8 ;

aa) « **TARIF DISSUASIF** » signifie un tarif de 15 ¢/kWh ou tout autre tarif applicable conformément aux *Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* ;

bb) « **TARIFS** » signifie les *Tarifs d'électricité* d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, en vigueur, fixés par la Régie de l'énergie, lesquels s'appliquent à la présente *Entente*, auxquels s'ajoutent les *Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* ;

cc) « **TRAVAUX CIVILS** » signifie les travaux à être réalisés sur les ouvrages civils souterrains et/ou de surface d'Hydro-Québec incluant l'excavation et le remblaiement permettant l'installation des éléments tels les conduits,

massifs, puits d'accès, boîtes et chambres de raccordement électrique, socles, etc. Pour les travaux sur le réseau aérien d'Hydro-Québec, les travaux civils excluent les travaux d'enlèvement, de plantage et de haubanage de poteaux ;

dd) « **TRAVAUX ÉLECTRIQUES D'HYDRO-QUÉBEC** » signifie les travaux de câblage électrique effectués par Hydro-Québec, ou son entrepreneur, pour le branchement de l'*Installation électrique* et pour le raccordement et, le cas échéant, le renforcement de la ligne de distribution/transport incluant notamment la mise en place des câblages électriques et équipements, mise en service et transfert de clients. Pour les travaux sur le réseau aérien, les travaux électriques incluent les travaux d'enlèvement, de plantage et de haubanage des poteaux ;

ee) « **USAGE CRYPTOGRAPHIQUE APPLIQUÉ AUX CHAÎNES DE BLOCS** » signifie un usage de l'électricité pour l'exploitation d'équipements informatiques aux fins de calculs cryptographiques permettant notamment de valider les transactions successives effectuées entre utilisateurs de *Chaîne de blocs* ;

ff) « **UTILISATEUR** » signifie une personne morale, une société, une fiducie agissant par son fiduciaire ou une organisation valorisant l'*Énergie récupérée* pour une exploitation commerciale ou industrielle à l'extérieur du périmètre de l'*Installation électrique* et des *Appareils électriques*.

1.5 Les annexes suivantes font partie intégrante de l'*Entente* :

Annexe 1 : Liens pertinents ;

Annexe 2 : *Solution technique* ;

Annexe 3 : Sommaire des coûts ;

Annexe 4 : Modèle de liste de contacts - demandes d'effacement ;

Annexe 5 : Conditions à respecter par l'émetteur d'une lettre de crédit ;

Annexe 6 : *Lettre de crédit* ;

Annexe 7 : Modèle de déclaration annuelle ;

Annexe 8 : Exigences techniques ;

Annexe 9 : Mandat – Communications ; **[si applicable]**

Annexe 10 : Mandat – Signature. **[si applicable]**

2 OBJET DE L'*ENTENTE*

2.1 L'*Entente* vise à fixer notamment le coût et la description des Tra*vaux électriques d'Hydro-Québec* à être réalisés par Hydro-Québec pour répondre à la demande d'alimentation du Client, indique le montant à payer par le Client pour ces travaux et prévoit les différents engagements des Parties.

3 DESCRIPTION ET COÛTS DES *TRAVAUX ÉLECTRIQUES D'HYDRO-QUÉBEC*

3.1 Le coût des *Travaux électriques d'Hydro-Québec* est de X $, avant les taxes applicables, et est entièrement à la charge du Client. Aucun service de base ne s'applique à la demande d'alimentation du Client. La *Solution technique* est décrite à l'Annexe 2.

3.2 Le détail de ces coûts est présenté au Sommaire des coûts joint à l'Annexe 3.

3.3 Le coût des *Travaux électriques d'Hydro-Québec* est calculé par Hydro-Québec conformément aux articles 9.1, 9.1.1, 9.1.2, 9.6, 9.7.1, 9.7.2 et 9.7.4 des *CS* et conformément à la Grille de calcul du montant à payer pour les travaux qui se retrouve à l'Annexe IV des *CS*.

3.4 Les *Travaux électriques d'Hydro-Québec* n'incluent pas les activités suivantes qui devront être réalisées aux frais du Client : acquisition de droits de passage ou autres servitudes, déboisement et/ou élagage, subdivision cadastrale, acquisition de biens et services fournis par des tiers ainsi que tous frais facturés par un tiers comme une entreprise de télécommunications ainsi que les *Travaux civils*.

3.5 Hydro-Québec assume tout excédent au coût indiqué à l'article 3.1 pour les *Travaux électriques d'Hydro-Québec* uniquement.

3.6 Advenant le cas où des *Travaux civils* sont requis pour une alimentation souterraine et que ceux-ci sont réalisés par le Client, le Client s'engage à conclure avec Hydro-Québec une entente relative à la conception, réalisation, intégration et cession en faveur d'Hydro-Québec des actifs résultant des *Travaux civils*.

4 DATE DE MISE SOUS TENSION INITIALE

4.1 Les Parties conviennent de mettre sous tension la nouvelle charge ou la charge additionnelle le [DATE].

4.2 Hydro-Québec s'engage à déployer les efforts raisonnables pour respecter cette date. Aucun coût ni aucun dommage ne peuvent être réclamés à Hydro-Québec si elle ne peut respecter la *Date de mise sous tension initiale*.

4.3 La *Date de mise sous tension initiale* ne tient pas compte des restrictions sur les réseaux civil et électrique, des autorisations devant être émises par toute autorité gouvernementale ou municipale, des conditions climatiques et, le cas échéant, des travaux à être réalisés par la *Commission des services électriques de Montréal*.

5 MODALITÉS DE PAIEMENT

5.1 Le Client doit payer à Hydro-Québec le coût des *Travaux électriques d'Hydro-Québec* indiqué à l'article 3.1. Ce montant est non remboursable par Hydro-Québec, sauf si l'article 19.4 s'applique.

5.2 Le montant de X $ payé par le Client afin de couvrir les coûts visés par l'*Entente d'avant-projet* a été déduit du montant indiqué à l'article 3.1.

5.3 Le montant indiqué à l'article 3.1 est payable selon les modalités prévues à la facture qui sera transmise par Hydro-Québec. (note : la facture sera transmise au plus tard avec l'*Entente* à signer par le Client)

5.4 L'encaissement par Hydro-Québec du paiement visé à l'article 5.1 ainsi que la remise de la *Lettre de crédit* visée à l'article 9.1 sont des conditions préalables au début de la réalisation des *Travaux électriques d'Hydro-Québec*.

6 TARIFS APPLICABLES

6.1 À compter de la *Date de mise sous tension initiale*, le prix des composantes énergie et puissance pour tout *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* correspond aux prix du tarif prévus à la section 1 du chapitre 4 ou à la section 2 du chapitre 5 des *Tarifs*.

7 ENGAGEMENT DE CONSOMMATION

7.1 Le Client s'engage à consommer sur une période de cinq (5) années consécutives suivant la *Date de mise sous tension initiale*, une quantité d'énergie à des fins d'*Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*, au moins égale à l'*Énergie contractuelle* suivante :

7.1.1 Pour *l'Année contractuelle* #1 (si montée en charge): XX kWh-année ;

7.1.2 Pour chacune des *Années contractuelles* #2, #3, #4 et #5 : XX kWh-année;

(l' « ***Engagement de consommation*** »).

7.2 À la fin de chaque *Année contractuelle*, Hydro-Québec fait le bilan de l'*Énergie réelle consommée* par le Client.

7.3 Dans le cas où *l'Énergie réelle consommée* est inférieure à l'*Énergie contractuelle* pour une *Année contractuelle* donnée, un montant correspondant à 1 ¢/kWh multiplié par l'écart de consommation en kWh est facturé au Client. Toute quantité d'énergie non livrée au *Client* lors d'une demande d'effacement associée au *Service non ferme* est ajoutée à *l'Énergie réelle consommée* aux fins de ce calcul.

Pour une *Année contractuelle* donnée, le montant à payer par le Client pour non-respect de son *Engagement de consommation* est égal à :

(Énergie contractuelle – (Énergie réelle consommée + Énergie non livrée lors d'une demande d'effacement))[1] x 1 ¢/kWh

Note 1 : Le résultat de cette formule ne peut pas être inférieur à 0.

Dans tous les cas, la somme des montants à payer par le Client pour non-respect de son *Engagement de consommation* ne peut excéder le montant de la garantie financière fournie conformément à l'article 9.1.

7.4 Hydro-Québec pourra réviser la *Puissance contractuelle* selon les modalités prévues à l'article 15.2.2. des *CS*.

8 SERVICE NON FERME

8.1 Le service offert pour l'*Abonnement* du Client est un *Service non ferme*.

8.2 Moyennant un préavis d'un minimum de deux (2) heures donné par Hydro-Québec au Client avant le début de chaque limitation de puissance, le Client s'engage à ce que la puissance maximale appelée de l'*Abonnement* ne dépasse pas 5 % de celle des 12 *Périodes de consommation* précédentes. Les limitations de puissance (demandes d'effacement) peuvent couvrir un maximum de 300 heures par année, soit du 1er avril d'une année au 31 mars inclusivement de l'année suivante, sans autre restriction quant au nombre ou à la durée de chaque limitation de puissance et sans compensation.

8.3 Hydro-Québec transmettra son préavis par courriel et SMS automatisés aux adresses courriel et numéros de cellulaire fournis par le Client à sa liste de contacts, et par appels automatisés aux numéros de téléphone et selon l'ordre indiqués à sa liste de contacts. Un modèle de liste de contacts est joint à l'Annexe 4.

8.4 Le préavis donné par courriel et SMS automatisés sera réputé avoir été validement donné par Hydro-Québec et le Client sera réputé l'avoir reçu, qu'il en accuse réception ou non.

8.5 Au plus tard à la date de signature de *l'Entente,* le Client doit fournir sa liste de contacts. Il doit la mettre à jour annuellement ou dès que requis en transmettant une nouvelle liste de contacts indiquant clairement les modifications apportées lesquelles entreront en vigueur sept (7) jours suivant la transmission de la liste.

8.6 Si le Client consomme de l'électricité pendant une période visée par une demande d'effacement, toute la consommation d'électricité au-delà de ce seuil de 5 % durant cette période lui est facturée au prix de 50 ¢/kWh.

9 GARANTIE FINANCIÈRE

9.1 Le Client doit fournir à Hydro-Québec une *Lettre de crédit* d'un montant de X $ afin de garantir son *Engagement de consommation*.

9.2 La *Lettre de crédit* doit être émise par une institution financière qui doit remplir en tout temps les conditions à respecter par l'émetteur d'une lettre de crédit énoncées à l'Annexe 5. Elle est remise préalablement à la signature de l'*Entente* et jointe à l'Annexe 6. La *Lettre de crédit* doit être approuvée par écrit par Hydro-Québec avant son émission finale.

9.3 Toute *Lettre de crédit* doit avoir un terme initial d'au moins un an et être sujette à un renouvellement automatique annuel avec avis écrit préalable de non-renouvellement d'au moins 90 jours, lequel avis doit être transmis avec accusé de réception.

9.4 Lorsqu'une facture est impayée à titre d'*Engagement de consommation*, Hydro-Québec peut se prévaloir de cette *Lettre de crédit* sans autre avis ni délai, de façon à couvrir tout montant dû.

9.5 Dans les 90 jours suivant la fin de l'*Entente* tel que défini à l'article 26.2, Hydro-Québec libère la *Lettre de crédit* si le Client n'est pas en défaut au terme de l'*Entente*.

9.6 La *Lettre de crédit* exigée par le présent article s'ajoute à toute autre garantie financière exigée par les *CS*.

10 ENGAGEMENTS DE RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

Cette section reprendra les engagements formulés par le Client dans sa soumission.

10.1 Pour une période de cinq (5) années consécutives suivant la *Date de mise sous tension initiale* de l'*Installation électrique*, le Client s'engage à respecter les engagements de retombées économiques suivants :

10.1.1 Nombre d'emplois directs au Québec / MW;

10.1.2 Masse salariale totale des emplois directs au Québec / MW;

10.1.3 Investissements au Québec / MW

(les « ***Engagements de retombées économiques*** »).

11 ENGAGEMENT ENVIRONNEMENTAL

Cette section reprendra les engagements formulés par le Client dans sa soumission.

11.1 Pour une période de cinq (5) années consécutives suivant la *Date de mise sous tension initiale* de *l'Installation électrique*, le Client s'engage à récupérer une portion de l'énergie des rejets thermiques produits par les *Appareils électriques* afin de l'acheminer à l'*Utilisateur* désirant valoriser cette *Énergie récupérée*.

11.2 Le ratio d'économie d'énergie est fixé à … % (ci-après l'« ***Engagement environnemental*** ») et s'applique pour chaque *Année contractuelle*. Le ratio correspond à ce qui suit:

$$\text{Ratio d'économie d'énergie} = \frac{\text{Consommation électrique évitée par la récupération de chaleur}}{\text{Consommation électrique totale}} \times 100$$

(le « ***Ratio d'économie d'énergie*** »).

11.3 L'*Utilisateur* de *l'Énergie récupérée*, désigné par le Client, est ENTITÉ qui exploite TYPE D'ENTREPRISE à ADRESSE. (à adapter si plusieurs utilisateurs sont désignés par le Client).

11.4 Dans un délai maximum de 12 mois suivant la *Date de mise sous tension initiale* de *l'Installation électrique*, le Client doit effectuer, à ses frais, un test de performance pour confirmer l'atteinte de son *Engagement environnemental*. Ce test de performance devra être réalisé et signé par une firme d'ingénieurs indépendante et le rapport émis par cette firme relatif à ce test doit être transmis à Hydro-Québec dans les 30 jours suivant le test de performance.

11.5 Deux (2) mois avant le début du test de performance, la firme d'ingénieurs mandatée par le Client devra transmettre à Hydro-Québec la procédure pour le test de performance. Hydro-Québec se réserve le droit de commenter la procédure du test de performance et/ou d'assister au test de performance.

11.6 Advenant que le Client désire changer l'*Utilisateur* désigné à l'article 11.3, il doit demander l'autorisation d'Hydro-Québec et lui transmettre toute information requise liée à son *Engagement environnemental*.

12 DÉCLARATIONS ET ATTESTATIONS

12.1 Le Client doit fournir à Hydro-Québec une déclaration annuelle, basée sur le modèle de déclaration joint à l'Annexe 7, attestant du respect de ses *Engagements de retombées économiques* et, le cas échéant, de son *Engagement environnemental*. Cette déclaration doit être transmise à l'adresse courriel indiquée dans le modèle de déclaration et doit respecter les critères suivants :

a) elle doit être signée par un haut dirigeant du Client ;

b) elle doit être fournie dans les 30 jours suivant chaque date anniversaire de la *Date de mise sous tension initiale* de l'*Installation électrique* ;

c) elle doit contenir tous les éléments permettant d'attester le respect des engagements du Client.

12.2 À sa discrétion, Hydro-Québec peut exiger que le Client lui fournisse, à ses frais, une attestation d'une firme indépendante établissant le résultat obtenu quant à ses *Engagements de retombées économiques* et, le cas échéant, de son *Engagement environnemental*.

13 VÉRIFICATIONS

13.1 Hydro-Québec peut, en tout temps, effectuer à ses frais des vérifications ou mandater une société indépendante pour procéder à des vérifications afin de s'assurer que le Client respecte ses *Engagements de retombées économiques* et s'il y a lieu, son *Engagement environnemental*. Dans ce cas, Hydro-Québec peut demander par écrit au Client de lui transmettre les informations requises pour qu'elle ou la société mandatée procède aux vérifications pertinentes. Le Client doit fournir ces informations au plus tard 30 jours après la date d'envoi de la demande écrite d'Hydro-Québec.

13.2 À défaut de transmettre dans le délai prévu les informations demandées ou si celles-ci ne permettent pas de confirmer le respect de chacun des engagements précités, le Client est réputé en défaut et le *Tarif dissuasif* s'applique.

14 MAJORATION TARIFAIRE

14.1 Si le Client fait défaut de respecter en tout ou en partie l'un de ses *Engagements de retombées économiques* et s'il y a lieu, son *Engagement environnemental*, le Client se verra imposer une majoration du prix applicable à l'énergie consommée.

14.2 Cette majoration est établie comme suit:

14.2.1 Si le Client respecte chacun de ses *Engagements de retombées économiques* et, s'il y a lieu, son *Engagement environnemental*, à hauteur de 50% ou plus, la majoration correspond à l'écart entre le prix de la 1ère tranche d'énergie du tarif M ou le prix de l'énergie du tarif LG, et le *Tarif dissuasif*, au prorata du nombre d'engagements non respectés, selon ce qui suit :

- un seul engagement non respecté : 33% de l'écart ;
- deux engagements non respectés : 66% de l'écart ;
- trois engagements ou plus non respectés : 100% de l'écart.

La majoration est appliquée pour une période maximale de 12 mois ou jusqu'à ce que le Client remédie à l'ensemble des défauts identifiés, selon la première de ces éventualités. Si au terme de cette période, le Client ne respecte toujours pas ses engagements, le *Tarif dissuasif* est appliqué.

14.2.2 Si le Client ne respecte pas l'un ou l'autre de ses *Engagements de retombées économiques* et, s'il y a lieu, son *Engagement*

environnemental, à hauteur de 50% ou plus, le *Tarif dissuasif* est appliqué. Le *Tarif dissuasif* est appliqué jusqu'à ce que le(s) défaut(s) soi(en)t corrigé(s) en tout ou en partie auquel cas, la majoration prévue à l'article 14.2 est appliquée.

15 MESURAGE

15.1 En tout temps, *l'Installation électrique* pour l'*Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* doit faire l'objet d'un *Abonnement* distinct, d'un mesurage distinct et d'une facturation distincte.

16 FRAIS D'ADMINISTRATION

16.1 Tout montant dû en vertu de l'*Entente* doit être payé dans les 21 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec.

16.2 Toute facture impayée à l'échéance entraîne des frais d'administration sur l'arriéré, au taux applicable à la date d'échéance de la facture et calculé conformément aux « *frais d'administration applicables à la facturation par Hydro-Québec* » prévus aux *Tarifs*.

17 PROPRIÉTÉ

17.1 Hydro-Québec demeure propriétaire des installations en amont du point de raccordement, y compris des matériaux nécessaires au prolongement ou à la modification du réseau de distribution/transport, de même que des plans, devis, dessins et toutes autres études et activités réalisées par ou pour Hydro-Québec, même si le Client assume le coût des *Travaux électriques d'Hydro-Québec*. Hydro-Québec demeure également propriétaire de son appareillage de mesurage installé en amont ou en aval du point de raccordement, pour mesurer l'électricité visée par l'*Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*.

18 ORDONNANCE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

18.1 L'*Entente* sera automatiquement modifiée pour tenir compte de toute ordonnance de la Régie de l'énergie pouvant avoir un impact sur l'*Entente*, la réalisation des *Travaux électriques d'Hydro-Québec*, les *CS* ou les *Tarifs*.

19 ABANDON

19.1 Il y a *Abandon* dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

19.1.1 Lorsque le Client avise par écrit Hydro-Québec qu'il abandonne sa demande d'alimentation ;

19.1.2 Lorsque le Client modifie une des caractéristiques de l'*Installation électrique* ayant servi à l'établissement de la *Solution technique*, sauf si sa demande de modification est autorisée par *Hydro-Québec ;*

19.1.3 Lorsque le Client reporte la *Date de mise sous tension initiale* sauf si sa demande de report est justifiée par des circonstances exceptionnelles, est autorisée par Hydro-Québec et qu'une date de report est convenue avec Hydro-Québec ;

19.1.4 Lorsque le Client n'a pas payé dans les délais le montant visé à l'article 5.3 ou n'a pas fourni dans les délais la *Lettre de crédit* visée à l'article 9.1 ;

19.1.5 Lorsque le Client fait cession de ses biens au bénéfice de l'ensemble de ses créanciers, dépose un avis d'intention de faire une proposition ou une proposition au sens de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité*, (L.R.C., c. 1985, ch. B-3) ;

19.1.6 Lorsque le Client nomme, consent à ou approuve la nomination d'un syndic, d'un séquestre ou d'un liquidateur relativement au Client ou à ses biens ;

19.1.7 Lorsqu'une procédure judiciaire relative au Client ou à ses biens est entreprise en vertu d'une loi relative à l'insolvabilité ; ou

19.1.8 Lorsqu'une ordonnance initiale est demandée en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*, (L.R.C., ch. C-36) relativement au Client ou à ses biens.

19.2 Le Client doit payer à Hydro-Québec les sommes suivantes en cas d'*Abandon* :

a) Le coût réel des travaux, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par Hydro-Québec ; et

b) Les coûts occasionnés par les achats et les contrats de services ainsi que les dédommagements à verser ; et

c) Le coût des travaux effectués, s'il y a lieu ; et

d) Le coût des travaux que nécessite l'*Abandon*, y compris le coût du démantèlement des installations ; et

e) Les coûts réels d'ingénierie et de gestion des demandes,

le tout jusqu'à concurrence du montant indiqué à l'article 3.1.

19.3 Le montant dû en vertu de l'article 19.2 s'ajoute aux montants dus par le Client en vertu de l'*Entente* dont ceux prévus aux articles 6, 7, 8, 14 et 16 de l'*Entente*.

19.4 Tout montant payé en trop par le Client lui sera remboursé, le cas échéant.

20 EXIGENCES TECHNIQUES

20.1 Le Client déclare avoir pris connaissance, préalablement à la signature de l'*Entente*, des normes suivantes, accessibles aux adresses internet indiquées à l'Annexe 8, qu'il s'engage à respecter pour l'*Installation électrique* :

20.1.1 Norme E.21-10 - Service d'électricité en basse tension ;

20.1.2 Norme E.21-11 - Service d'électricité en basse tension à partir des postes Hydro-Québec ;

20.1.3 Norme E.21-12 - Service d'électricité en moyenne tension.

OU

20.1.4 Norme F.22-01 – Mesurage de l'électricité en moyenne tension ou en haute tension ; Sans limiter la portée de ce qui précède, le Client s'engage spécifiquement à concevoir et à installer à ses frais la structure destinée à recevoir l'appareillage de mesurage ainsi que l'armoire pour les compteurs ;

20.1.5 Norme C.25-01 - Exigences techniques relatives au raccordement de charges déformantes au réseau de distribution d'Hydro-Québec ;

20.1.6 Norme C.22-03 – Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'Hydro-Québec.

20.2 En tout temps, le Client doit fournir à Hydro-Québec, sur demande de cette dernière, les études qui démontrent qu'il a satisfait aux exigences techniques. Ces démonstrations devront être à la satisfaction d'Hydro-Québec.

20.3 Le Client doit obtenir et maintenir en vigueur tous les permis et autorisations requis par les lois et règlements en vigueur au Québec. Le raccordement et l'exploitation de l'*Installation électrique* doivent respecter en tout temps les normes et dispositions réglementaires et légales en vigueur.

21 TAXES

21.1 Les valeurs indiquées pour les prix, paiements, frais, ou autres montants indiqués à l'*Entente* n'incluent aucune taxe sur la vente de biens et services taxables, lesquelles taxes devront être ajoutées lorsqu'applicables.

21.2 Toutefois, si un paiement fait par le Client à Hydro-Québec en vertu de la présente *Entente* n'est pas taxable en vertu des dispositions générales mais est plutôt réputé inclure la taxe sur les produits et services (« TPS ») et la taxe de vente du Québec (« TVQ »), conformément à la *Loi sur la taxe d'accise* et à la *Loi sur la taxe de vente du Québec*, le montant du paiement devra être majoré pour prendre en considération toute taxe réputée incluse dans un tel paiement.

22 DISPOSITIONS GÉNÉRALES

22.1 **Loi applicable et élection de domicile.** L'*Entente* est régie par les lois et règlements applicables au Québec. Les Parties conviennent, pour toute réclamation ou poursuite judiciaire pour quelque motif que ce soit, relativement à l'*Entente*, de choisir le district judiciaire de Montréal, province de Québec, Canada, comme le lieu approprié pour l'audition desdites réclamations ou poursuites judiciaires, à l'exclusion de tout autre district judiciaire qui peut avoir juridiction sur un tel litige selon les prescriptions de la loi.

22.2 **Modification à l'*Entente*.** Toute modification à l'*Entente* ne prend effet que lorsqu'elle a été constatée dans un écrit dûment signé par les deux Parties et annexé à l'*Entente*.

22.3 **Titres et sous-titres.** Les titres et sous-titres des articles, paragraphes et alinéas de l'*Entente* y ont été insérés uniquement pour en faciliter la lecture et ne doivent pas servir à son interprétation.

22.4 **Successeurs.** L'*Entente* lie les Parties de même que leurs successeurs et ayants droit.

22.5 **Cession.** Le Client ne peut céder ou autrement transférer l'*Entente* ou les obligations qui y sont contenues, sans l'autorisation écrite et préalable d'Hydro-Québec. La demande d'autorisation doit inclure une confirmation écrite du successeur du Client à l'effet que le successeur reconnaît être lié par l'*Entente* et s'engage à assumer toutes les obligations du Client en vertu de l'*Entente* et doit inclure une *Lettre de crédit* conforme à l'*Entente*.

22.6 **Deux originaux**. L'*Entente* est signée en deux exemplaires originaux.

22.7 **Non renonciation.** Le manquement ou le retard de l'une ou l'autre des Parties à exercer un droit prévu à l'*Entente* ne constitue pas une renonciation à un tel droit, et aucune des Parties ne sera empêchée d'exercer ultérieurement un droit qu'elle n'aurait pas antérieurement exercé, en tout ou en partie.

22.8 **Devise.** Tous les montants apparaissant dans l'*Entente* sont exprimés en devise canadienne ($/¢).

23 COMMUNICATIONS

23.1 Toutes communications, incluant tout avis, demande d'autorisation, facture ou autre selon le cas, en vertu de l'*Entente* doivent, sauf si autrement spécifié, être données par écrit et sont valablement transmises par la livraison à leur destinataire, soit de main à main, soit par courrier ou courriel, aux représentants indiqués ci-dessous ou conformément au mandat joint à l'Annexe 9.

CLIENT	**HYDRO-QUÉBEC**
À l'attention de	À l'attention de

Nom Titre Adresse postale Téléphone : Courriel :	**Nom** Délégué commercial Complexe Desjardins, tour Est, 18e étage C. P. 10000, succursale place Desjardins Montréal (Québec) H5B 1H7 Téléphone : Courriel :

24 AVIS DE MODIFICATION DE DÉNOMINATION SOCIALE ET DE CHANGEMENT DE CONTRÔLE

24.1 Le Client doit aviser Hydro-Québec sans délai dans les cas suivants:

24.1.1 Tout changement de son adresse indiquée à la première page de la présente *Entente* ; et

24.1.2 Toute modification de sa dénomination sociale ; et

24.1.3 Tout changement de contrôle direct ou indirect de son entreprise, incluant notamment tout changement de contrôle résultant d'une vente d'actifs et/ou d'actions, cession, fusion, acquisition ou autre transaction du même genre.

24.2 Le Client doit fournir à Hydro-Québec tout document justificatif relativement aux situations décrites au paragraphe précédent dans un délai de 30 jours à compter de la demande faite par Hydro-Québec.

24.3 Le présent article n'affecte pas les droits d'Hydro-Québec en vertu de l'article 22.5 de l'*Entente*.

25 FORCE MAJEURE

25.1 L'expression « force majeure » dans l'*Entente* signifie tout événement imprévisible, irrésistible et indépendant de la volonté d'une Partie, qui retarde, interrompt ou empêche l'exécution totale ou partielle par cette Partie de toutes ou partie de ses obligations en vertu de l'*Entente*. Sans restreindre la portée de ce qui précède, l'un ou l'autre des événements suivants constitue un cas de force majeure : guerre, émeute, vandalisme, intervention non sollicitée de tiers, rébellion, foudre, tremblement de terre, grève, inondation, incendie et explosion. La Partie invoquant un cas de force majeure doit en donner avis sans délai à l'autre Partie et indiquer dans cet avis, le plus précisément possible, l'effet de cette force majeure sur sa capacité d'exécuter ses obligations prévues à l'*Entente*.

25.2 La Partie invoquant un cas de force majeure voit ses obligations suspendues seulement dans la mesure où elle est dans l'incapacité d'agir et en autant qu'elle agisse avec diligence afin d'éliminer ou de corriger les effets de cette force majeure. Cependant le règlement d'une grève est laissé à l'entière discrétion de la Partie qui fait face à cette difficulté. Tout cas de force majeure est toutefois sans effet sur l'obligation de payer une somme d'argent qui est due.

25.3 Lorsque l'*Entente* établit une date d'échéance pour la réalisation d'une obligation et que cette date ne peut être respectée en raison d'une force majeure, cette date est reportée d'une période équivalente à celle pendant laquelle la Partie affectée par le cas de force majeure a été dans l'incapacité d'agir. Sous réserve de l'avis prévu à l'article 25.1 et nonobstant toute autre disposition de l'*Entente*, l'inexécution d'une obligation en raison d'un cas de force majeure, quelle que soit la Partie qui l'invoque, ne constitue pas un cas de défaut en vertu des présentes et n'entraîne pas de dommages-intérêts ni de recours en exécution de l'obligation même ou de quelque autre nature que ce soit.

26 DURÉE

26.1 L'*Entente* entre en vigueur à la date mentionnée en premier lieu ci-dessus.

26.2 Elle se termine à la première des éventualités ci-après décrites, après le paiement des sommes dues par le Client en vertu de l'*Entente* :

26.2.1 cinq (5) années suivant la *Date de mise sous tension initiale* ; ou

26.2.2 lorsque l'*Abonnement* prend fin; ou

26.2.3 lors d'un *Abandon*.

[LA PAGE SUIVANTE EST CELLE DES SIGNATURES]

EN FOI DE QUOI, les Parties, agissant par leur représentant dûment autorisé, ont signé l'*Entente* à la date mentionnée en premier lieu ci-dessus.

Nom du CLIENT

par :

_____

Nom

Ttitre

Agissant ici au nom du CLIENT conformément au mandat joint à l'Annexe 10 de l'*Entente*. *(Si applicable)*

HYDRO-QUÉBEC

par :

_____

Nom

Titre

Entente type

ANNEXE 1
DE L'*ENTENTE*

Liens pertinents

Tarifs d'électricité

et

Conditions de service :

http://www.hydroquebec.com/documents-donnees/publications-officielles/tarifs-conditions-service.html#conditions

Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs :

https://www.hydroquebec.com/data/chaines-de-blocs/pdf/annexe-8-tarifs-et-conditions-chaine-de-blocs.pdf

Entente

ANNEXE 2

DE L'*ENTENTE*

Solution technique

Entente type

ANNEXE 3

DE L'*ENTENTE*

Sommaire des coûts

Entente type

ANNEXE 4

DE L'ENTENTE

Modèle de liste de contacts - demandes d'effacement

Nom, Prénom

Fonction

Ordre d'appel

Téléphone + ext

Téléphone pour recevoir les SMS

Adresse courriel

Entente type

ANNEXE 5

DE L'ENTENTE

Conditions à respecter par l'émetteur d'une lettre de crédit

Toute lettre de crédit doit être émise par une institution financière qui respecte les conditions suivantes, autrement, une substitution de l'institution financière, peut être exigée :

1. Elle est une institution financière canadienne ou une institution financière étrangère possédant une succursale canadienne.

2. Elle possède au moins dix (10) milliards de dollars d'actifs.

3. Elle maintient en tout temps une notation de crédit minimale de A- par Standard & Poor's, A3 par Moody's ou A (low) par DBRS. Si une institution financière a une notation de crédit égale à ce seuil minimal et si ladite notation de crédit est sous surveillance ("credit watch") avec une perspective négative, elle n'est pas admissible à fournir une lettre de crédit. Si les agences de notation n'accordent pas de notations de crédit de même niveau à ladite institution financière, la notation de crédit la plus faible est retenue.

Entente type

ANNEXE 6

DE L'*ENTENTE*

Lettre de crédit

LETTRE DE CRÉDIT STANDBY IRRÉVOCABLE ET INCONDITIONNELLE

Montréal, le _____

No : _____

BÉNÉFICIAIRE : HYDRO-QUÉBEC
75, boulevard René-Lévesque Ouest, 15e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Direction principale – Finance stratégique et risques

À la demande de *(nom de la Requérante si différent du client)* (la « **Requérante** »), pour le compte de *(nom du client)* (le « **Client** »), dont le siège social est situé au *(adresse du client)*, nous, Banque *(nom et adresse de l'institution financière)*, établissons en votre faveur notre Lettre de Crédit Standby Irrévocable et Inconditionnelle (la « **Lettre de Crédit** ») pour un montant n'excédant pas la somme de *(montant en chiffres)* $ CA (*(montant en lettres)* dollars canadiens) (le « **Montant Garanti** ») en garantie du paiement des sommes qui sont dues au Bénéficiaire par le Client ainsi qu'en garantie de l'exécution des obligations du Client découlant de l'Entente de raccordement visant une charge de ____ kW/MW pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, cette entente pouvant être modifiée de temps à autre.

Des fonds seront mis à votre disposition en vertu de la Lettre de Crédit sur présentation des documents suivants :

1. votre demande écrite de paiement signée par un représentant dûment autorisé, précisant le montant du tirage demandé, lequel ne peut dépasser le Montant Garanti;

2. l'original ou une copie de la Lettre de Crédit.

Les tirages partiels sont autorisés jusqu'à la hauteur du Montant Garanti.

Toute correspondance ou demande de paiement devra nous être présentée ou transmise à notre adresse mentionnée ci-dessus et devra faire référence à la Lettre de Crédit. Nous exécuterons votre demande de paiement au plus tard le jour ouvrable suivant la réception de telle demande de paiement par écrit pourvu qu'elle soit présentée au plus tard avant 15h00, heure de Montréal. Si telle demande est reçue après 15h00, heure de Montréal, nous exécuterons votre demande de paiement au plus tard deux (2) jours ouvrables suivant sa réception. Votre demande de paiement peut être transmise de main à main, par courrier recommandé ou enregistré.

Tous les frais relatifs à la Lettre de Crédit sont à la charge de la Requérante ou du Client.

La Lettre de Crédit demeurera en vigueur jusqu'au *(la date d'expiration doit être d'au moins 1 an après la date d'émission)*, 15h00, heure de Montréal. La Lettre de Crédit sera automatiquement prolongée d'année en année à compter de sa date d'expiration, à moins que nous vous avisions, par écrit avec accusé de réception, au moins 90 jours avant la date d'expiration applicable que nous choisissons de ne pas renouveler la Lettre de Crédit. Si nous vous donnons un tel avis, la Lettre de Crédit continuera d'être disponible pour présentation d'une demande de paiement jusqu'à (et incluant) sa date d'expiration alors en vigueur.

Nous honorerons toute demande de paiement faite conformément à la Lettre de Crédit sans nous enquérir de votre droit d'effectuer la demande, et malgré toute objection de la part de la Requérante ou du Client.

La Lettre de Crédit est non transférable.

La Lettre de Crédit est régie par les règles et usances uniformes relatives aux crédits documentaires, révision 2007, publiés par la Chambre de Commerce Internationale (Publication no 600) et, pour les questions non régies par ces règles, par le droit en vigueur au Québec. Nous reconnaissons la compétence exclusive des tribunaux du Québec pour entendre tout recours judiciaire découlant de la Lettre de Crédit.

par : _____	par : _____
_____	_____
signataire autorisé(e) de l'institution financière (caractères d'imprimerie)	signataire autorisé(e) de l'institution financière (caractères d'imprimerie)
_____	_____
(signature)	(signature)

ANNEXE 7
DE L'*ENTENTE*

Modèle de déclaration annuelle

(voir document joint)

Entente type

ANNEXE 8

DE L'*ENTENTE*

Exigences techniques

pour les *Installations électriques* raccordées au réseau de distribution

1. **Norme E.21-10** : *Service d'électricité en basse tension.*
http://www.hydroquebec.com/data/livre-bleu/pdf/livre-bleu-addenda-inclus.pdf;

2. **Norme E.21-11**: *Service d'électricité en basse tension à partir des postes distributeurs.*
http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/livre-vert.pdf;

3. **Norme E.21-12** : *Service d'électricité en moyenne tension.*
http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/livre-rouge.pdf.

OU

pour les *Installations électriques* raccordées au réseau de transport

Norme F.22-01 – *Mesurage de l'électricité en moyenne tension ou en haute tension*
http://www.hydroquebec.com/publications/fr/norme_fourniture/pdf/moyenne_haute.pdf

Norme C.25-01 : *Exigences techniques relatives à l'émission d'harmoniques par les installations de clients raccordés au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC.*
http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/c2501-a1.pdf

Norme C.22-03 : *Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC.*
http://www.hydroquebec.com/tranenergie/fr/commerce/pdf/c22-03-a1.pdf

ANNEXE 9

DE L'*ENTENTE*

Mandat – Communications [si applicable]

Entente type

ANNEXE 10

DE L'*ENTENTE*

Mandat – Signature [si applicable]

Entente type

Annexe 8 Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs

Les documents en annexe de l'Appel de propositions sont accessibles sur le site Web du Distributeur (https://www.hydroquebec.com/chaines-de-blocs/), à l'onglet « Processus de sélection », au sous-menu « Documents » et en font partie intégrante

Annexe 9 Tarifs d'électricité

Les documents en annexe de l'Appel de propositions sont accessibles sur le site Web du Distributeur (https://www.hydroquebec.com/chaines-de-blocs/), à l'onglet « Processus de sélection », au sous-menu « Documents » et en font partie intégrante

Annexe 10 Conditions de service

Les documents en annexe de l'Appel de propositions sont accessibles sur le site Web du Distributeur (https://www.hydroquebec.com/chaines-de-blocs/), à l'onglet « Processus de sélection », au sous-menu « Documents » et en font partie intégrante

Annexe 11 Sommaire des implications par types de raccordement

<table>
<tr><td colspan="2">Raccordement sur le réseau de Distribution
(Basse ou moyenne tension)</td><td>Raccordement sur le réseau de Transport
(Haute tension)</td></tr>
<tr><td>Option A</td><td>Option B</td><td>Option C</td></tr>
<tr><td rowspan="2">< 6000 A à la tension de 347/600 V</td><td>< 260 A en triphasé soit :
5 330 kW à la tension 12 kV
10 657 kW à la tension 25 kV
Et
> 260 A</td><td>> 260 A en triphasé à la tension 44 kV et plus</td></tr>
<tr><td colspan="2">L’alimentation en moyenne tension est fournie jusqu’à une intensité maximale de 260 A en triphasé. Au-delà de cette limite, Hydro-Québec détermine si l’installation électrique doit être alimentée en moyenne tension ou en haute tension.</td></tr>
<tr><td colspan="3">Choix de la tension d’alimentation</td></tr>
<tr><td>Tout projet requérant une puissance concordant à l’option A sera automatiquement évalué pour un raccordement en basse tension au réseau de Distribution.

Le soumissionnaire peut demander d’être alimenté en moyenne tension en assumant les coûts supplémentaires de cette option.</td><td>Tout projet requérant une puissance d’une intensité maximale de 260 A en triphasé sera automatiquement évalué pour un raccordement en moyenne tension au réseau de Distribution.</td><td>Tout projet requérant une puissance concordant à l’option C sera automatiquement évalué pour un raccordement en haute tension au réseau de Transport.

Hydro-Québec détermine le niveau de tension approprié sur le réseau de Transport selon la faisabilité technique.</td></tr>
<tr><td colspan="3">Exigences techniques à respecter</td></tr>
<tr><td>Le soumissionnaire doit se conformer aux Conditions de service et aux exigences techniques suivantes applicables :

▪ Service d’électricité en basse tension (Norme E.21-10)
▪ Service d’électricité en basse tension à partir des postes distributeurs (Norme E.21-11)
▪ Service d’électricité en moyenne tension (Norme E.21-12)</td><td>Le site identifié devra disposer d’un poste client moyenne tension pour permettre le raccordement.

Le soumissionnaire doit se conformer aux Conditions de service et aux exigences techniques suivantes :

▪ Service d’électricité en moyenne tension (Norme E.21-12)
▪ Mesurage de l'électricité en moyenne et en haute tension (Norme F.22-01)</td><td>Le site identifié devra disposer d’un poste client haute tension pour permettre le raccordement.

Le soumissionnaire doit se conformer aux Conditions de service et aux exigences techniques suivantes :

▪ Exigences techniques pour les installations de client raccordées au réseau de transport d’Hydro-Québec
▪ Limites d’émissions des installations de clients raccordées au réseau de transport d’Hydro-Québec
▪ Mesurage de l'électricité en moyenne et en haute tension (Norme F.22-01)</td></tr>
</table>

Annexe 12 Entente type - réseau municipal

Les documents en annexe de l'Appel de propositions sont accessibles sur le site Web du Distributeur (https://www.hydroquebec.com/chaines-de-blocs/), à l'onglet « Processus de sélection », au sous-menu « Documents »

Hydro Québec Distribution

Une division d'Hydro-Québec

17 janvier 2020

Direction – Approvisionnement en électricité
24e étage
Complexe Desjardins, tour Est
C. P. 10000, succ. Desjardins
Montréal (Québec) H5B 1H7

CONFIDENTIEL
PAR MESSAGERIE ÉLECTRONIQUE
(contact@mikecohen.net)

Monsieur Mikael Blais-Cohen
Président
ÉNERGIE FLUMEN INC.
4455 rue Sherbrooke Ouest
Westmount (Québec) H3Z 1E7

Objet : Avis d'acceptation – Appel de propositions A/P 2019-01 pour l'attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie associée en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (l'« Appel de propositions »)

Monsieur,

Il nous fait plaisir de vous informer que la soumission d'Énergie Flumen Inc. (le « **Soumissionnaire** ») déposée en réponse à l'Appel de propositions pour le projet situé au 2009 1er rang Saint-Antonin (Québec) G0L 2J0 (la « **Soumission** ») est acceptée par Hydro-Québec sous réserve des conditions décrites ci-dessous.

Les termes en italique utilisés dans la présente lettre sont définis à l'Annexe 1 du document d'Appel de propositions.

La présente lettre constitue un *avis d'acceptation* au sens de l'article 4.17 du document d'Appel de propositions.

Malgré ce qui précède, cet *avis d'acceptation* ne comporte pas une évaluation des coûts des travaux d'Hydro-Québec pour les fins du raccordement de l'*installation électrique* et, s'il y a lieu, du renforcement des réseaux de distribution et de transport d'électricité d'Hydro-Québec.

Cette évaluation des coûts sera transmise une fois que le Soumissionnaire aura confirmé sa volonté de respecter les conditions décrites ci-après :

1. Conditions relatives à la Soumission

Le Soumissionnaire confirme à Hydro-Québec son intention de respecter l'*engagement de consommation* et les *engagements relatifs au développement*

économique décrits à la Soumission, lesquels sont reproduits à l'Annexe 1 du présent *avis d'acceptation*.

Pour ce faire, un représentant dûment autorisé du Soumissionnaire doit apposer sa signature à l'endroit désigné au bas du présent *avis d'acceptation* et le retourner, par courrier électronique, à l'adresse hqdrep@rcgt.com dans les cinq (5) jours ouvrables suivant sa réception, soit au plus tard le **24 janvier 2020 à 16h00**.

À défaut de retourner l'*avis d'acceptation* dûment contresigné dans le délai imparti, le projet décrit à la Soumission sera considéré comme abandonné et l'*avis d'acceptation* sera nul et sans effet.

Dans tous les cas, la *garantie de soumission* du Soumissionnaire lui sera retournée après le délai imparti.

2. Conditions relatives à la *demande d'alimentation* et à l'*entente d'avant-projet*

Suite à la réception du présent *avis d'acceptation* contresigné par un représentant dûment autorisé du Soumissionnaire, un délégué commercial d'Hydro-Québec communiquera dès que possible avec le Soumissionnaire afin de l'informer notamment des démarches à entreprendre pour présenter une *demande d'alimentation* selon les exigences des *Conditions de service*.

La *demande d'alimentation* permettra à Hydro-Québec de préparer l'*entente d'avant-projet*, laquelle comportera notamment une évaluation préliminaire du coût des travaux électriques d'Hydro-Québec pour les fins du raccordement de l'*installation électrique*.

Par ailleurs, si le Soumissionnaire (i) ne présente pas une *demande d'alimentation*, (ii) ne signe pas l'*entente d'avant-projet* ou (iii) ne paye pas les coûts présentés à l'article 3.1 de l'*entente d'avant-projet*, relative au projet décrit à la Soumission **avant le 5 juin 2020, 16 heures**, le projet décrit à la Soumission sera considéré comme abandonné et cet avis sera nul et sans effet.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de nos salutations distinguées.

La directrice, Approvisionnement en électricité,

Julie Sbeghen

c. c. Kim Robitaille – Chef Conditions de service et gestion des approvisionnements, Hydro-Québec
Brian McDougall – brianwmcd@hotmail.com

p.j. Annexe 1

ACCEPTATION :

Énergie Flumen Inc. accepte d'être liée par les termes et conditions prévus au présent *avis d'acceptation.*.

Par : _____ Date : Le _____ 2020

Nom :

Titre :

Hydro Québec Distribution

Une division d'Hydro-Québec

ANNEXE 1

Informations contractuelles – Engagements du Soumissionnaire

LOCALISATION

Adresse du *site* ou numéro de lot : 2009 1er Rang, Saint-Antonin (Québec) G0L 2J0

Coordonnées géographiques du *point de raccordement* : Latitude. N 47°44'55"
Longitude. : O 69°31'19"

DATE DE MISE EN SERVICE DEMANDÉE : 1er avril 2020

QUANTITÉS CONTRACTUELLES

Les informations de cette section servent à établir l'*engagement de consommation* du Soumissionnaire. Ces informations seront reproduites à l'*entente de raccordement*. La durée de l'*entente de raccordement* est de cinq (5) ans à partir de la *date de mise sous tension initiale*. Par la suite, l'alimentation du *client* se poursuivra selon les *Conditions de service* alors en vigueur.

- *Puissance contractuelle* : 20 000 kW
- *FU contractuel* (sur la base d'une année de 365 jours) : 85 %

Le Distributeur calculera à partir des données présentées ci-haut, l'*engagement de consommation* du Soumissionnaire, exprimée en kWh-année, lequel correspond pour chaque *année contractuelle* au produit de la *puissance contractuelle,* du *FU contractuel* et du nombre total d'heures de l'*année contractuelle* concernée (l'« **énergie contractuelle** »).

L'*énergie contractuelle* sera ajustée afin de tenir compte de la *montée en charge* pour la période au cours de laquelle celle-ci est applicable, le cas échéant. L'engagement de consommation du Soumissionnaire est établi sur une période de cinq (5) années consécutives suivant la *date de mise sous tension initiale* de l'*installation électrique* (l'« **engagement de consommation** »).

- *Montée en charge* :

Puissance lors de la *montée en charge* (en kW) jusqu'à l'atteinte de la *puissance contractuelle*												
	1er Mois	2e Mois	3e Mois	4e Mois	5e Mois	6e Mois	7e Mois	8e Mois	9e Mois	10e Mois	11e Mois	12e Mois
Puissance maximale appelée (kW)	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
Facteur d'utilisation	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85

La *montée en charge* correspond à la période de démarrage suivant la date de mise en service demandée, requise pour atteindre la *puissance contractuelle*, exprimée en kW pour chacun des mois où la *montée en charge* est applicable.

Le Distributeur calculera à partir des données ci-haut, l'*énergie contractuelle* durant la période de *montée en charge*, exprimée en kWh-mois, laquelle correspond pour chaque mois de la *montée en charge* au produit de la puissance maximale appelée inscrite, du facteur d'utilisation correspondant et du nombre total d'heures du mois concerné.

ENGAGEMENTS RELATIFS AU DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

Les informations ci-dessous servent à établir les *engagements relatifs au développement économique* du Soumissionnaire. Ces informations seront reproduites à l'*entente de raccordement*.

- Nombre d'emplois directs au Québec / MW 0,60
- Masse salariale totale des emplois directs au Québec / MW 2,806 $
- Investissements au Québec / MW 612,549 $

RE: Avis d'acceptation de votre soumission à l'"Appel de propositions" 2019-01 – Chaînes de blocs (A/P 2019-01)

HQDREP <HQDREP@rcgt.com>
Thu 2020-01-23 9:43 AM
To:mike cohen <contact@mikecohen.net>
Cc:info <info@flumen.energy>;Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>

Bonjour,

Nous accusons réception de l'avis d'acceptation signé.

Voici les réponses concernant vos points d'interrogation soulevés :

- Tout d'abord, la *date de mise en service demandée* et les informations que vous soumettrez à votre *demande d'alimentation* permettront à Hydro-Québec de préparer l'*entente d'avant-projet*, laquelle comportera notamment la solution technique requise pour l'alimentation de l'*installation électrique*, une évaluation préliminaire du coût des travaux électriques d'Hydro-Québec pour les fins de raccordement de l'installation électrique et la *date prévue de mise sous tension initiale*. La *date de mise sous tension initiale* sera confirmée dans l'*entente de raccordement*. Aucune pénalité ne s'appliquera si la *date de mise sous tension initiale* est postérieure au 1er avril 2020.

- Ensuite, concernant l'engagement de consommation, Hydro-Québec calculera à partir des données fournies à la section 2.1.1 de votre soumission votre *engagement de consommation*, exprimé en kWh-année, lequel correspond pour chaque *année contractuelle* au produit de la *puissance contractuelle*, du *FU contractuel* et du nombre total d'heures de l'*année contractuelle* concernée (l' « **énergie contractuelle** »). L'*énergie contractuelle* sera ajustée afin de tenir compte de la *montée en charge* pour la période au cours de laquelle celle-ci est applicable, le cas échéant.

En espérant que ce présent courriel permettra de clarifier ces deux éléments.

Une excellente journée.

Cordialement,

Caroline Béja | Analyste, Conseil en management
Raymond Chabot Grant Thornton
Ligne directe +1 514-878-2692, poste 2315
Tour de la Banque Nationale, 600, rue De La Gauchetière Ouest, bureau 2000 Montréal, QC H3B 4L8



Meilleur employeur au Canada
Catégorie services professionnels

www.rcgt.com | Abonnez-vous à nos publications en cliquant ici

De : mike cohen <contact@mikecohen.net>
Envoyé : 21 janvier 2020 21:20
À : HQDREP <HQDREP@rcgt.com>; info <info@flumen.energy>; Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Objet : Re: Avis d'acceptation de votre soumission à l'"Appel de propositions" 2019-01 – Chaînes de blocs (A/P 2019-01)

Bonjour Mme Béja,

Vous trouverez en pièce jointe l'avis d'acceptation portant notre signature, conformément à votre demande contenue à votre lettre du 17 janvier 2020.

Cependant, nous souhaitons clarifier deux éléments avec vous afin d'éviter toute forme d'ambiguïté. L'annexe 1 que nous avons soumis, lequel nous devons respecter au pied et à la lettre pour ne pas subir de pénalité ou d'augmentation de tarif, contient une mention à l'effet que la date de mise en service demandée est le 1er avril 2020. Nous voulons éviter d'être en défaut par rapport à cette date en raison des délais occasionnés pour le traitement de notre dossier et, selon toute vraisemblance et selon le délai du 5 juin 2020 mentionné à la condition #2 de l'avis d'acceptation, il appert impossible que notre délai mentionné du 1er avril 2020 soit respecté. Nous voulons nous assurer qu'il est bien compris que si ce délai (1er avril 2020) n'est pas respecté, ce sera sans conséquence pour nous.

Par ailleurs, nous nous devons de respecter l'engagement de consommation et les engagements relatifs au développement économique, ce qui n'est pas un problème. Toutefois, nous portons à votre attention que l'engagement de consommation doit prendre en considération le fait que nous avons projeté consommer de façon progressive l'électricité sur notre site, en débutant par 5 MW et pour rejoindre progressivement 20 MW, tel qu'il appert de notre tableau de montée en charge présenté à l'annexe 1. Nous voulons aussi nous assurer que ceci est bien compris et que l'évolution progressive de la montée en charge prend en considération cette réalité afin d'éviter toute conséquence fâcheuse en cas de non respect "absolu" de l'engagement de consommation prévu à l'annexe 1.

Nous vous remercions de votre collaboration et demeurons à votre disposition pour discuter du présent courriel.

Nous comprenons que l'évaluation des coûts nous sera transmise prochainement.

Cordialement,

ENTENTE D'AVANT-PROJET

Intervenue à Montréal, province de Québec, le ● 2020

ENTRE : **ÉNERGIE FLUMEN INC.,** personne morale légalement constituée, domiciliée au 2009, 1er Rang, dans la ville de Saint-Antonin, province de Québec, G0L 2J0, agissant ici par son représentant autorisé,

ci-après appelée le « **CLIENT** » ;

ET : **HYDRO-QUÉBEC**, personne morale de droit public constituée en vertu de la *Loi sur d'Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, dans la ville de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4, agissant ici par sa division Hydro-Québec Distribution et son représentant autorisé,

ci-après appelée « **HYDRO-QUÉBEC** » ;

Le CLIENT et HYDRO-QUÉBEC étant ci-après appelés collectivement les « **PARTIES** » ou individuellement une « **PARTIE** ».

ATTENDU QUE :

A. suite à l'appel de propositions A/P 2019-01 d'HYDRO-QUÉBEC visant l'attribution d'un bloc de 300 MW, de puissance et d'énergie, associé en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, le CLIENT a déposé une soumission qui a été retenue par HYDRO-QUÉBEC ;

B. la soumission du CLIENT vise l'alimentation d'une nouvelle Installation électrique située au 2009, 1er Rang à Saint-Antonin, G0L 2J0 (coordonnées géographiques du point de raccordement : Latitude. N 47º44'55" Longitude. O 69º31'19") et dont l'abonnement est pour un usage cryptographique appliqué aux Chaînes de blocs ;

C. la puissance à installer pour l'alimentation de Installation électrique est de 20 000 kW ;

D. la solution technique déterminée par HYDRO-QUÉBEC pour l'alimentation de l'Installation électrique est décrite à l'Annexe 1 ;

E. HYDRO-QUÉBEC s'engage à réaliser l'Avant-projet au terme duquel elle déterminera avec plus de précisions les travaux électriques nécessaires à l'alimentation de l'Installation électrique du CLIENT, la Date prévue de mise sous tension initiale ainsi que les coûts de ces travaux.

EN CONSÉQUENCE, LES PARTIES CONVIENNENT DE CE QUI SUIT :

1. DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION

1.1 Le préambule fait partie intégrante de l'Entente.

1.2 Les mots et expressions suivants, lorsqu'ils sont employés dans la présente Entente, ses annexes ou tout document accessoire à cette Entente, ont, à moins d'incompatibilité avec le contexte, la signification suivante :

a) « **ABANDON** » signifie l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 8.1 ;

b) « **AVANT-PROJET** » signifie l'ensemble des étapes requises pour réaliser l'ingénierie des Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC nécessaires à l'alimentation de l'Installation électrique et pour préciser les aspects techniques, financiers et environnementaux ainsi que l'échéancier de réalisation de ces travaux ;

c) « **CHAÎNE DE BLOCS** » signifie une base de données distribuée et sécurisée, dans laquelle sont stockées chronologiquement, sous forme de blocs liés les uns aux autres, les transactions successives effectuées entre ses utilisateurs depuis sa création, selon ses variantes actuelles et futures ;

d) « **CS** » signifie les conditions de service d'HYDRO-QUÉBEC dans ses activités de distribution d'électricité fixées par la Régie de l'énergie, en vigueur, lesquelles s'appliquent à la présente Entente, incluant les Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ;

e) « **DATE PRÉVUE DE MISE SOUS TENSION INITIALE** » signifie la date préliminaire à laquelle HYDRO-QUÉBEC prévoit mettre sous tension l'Installation électrique à savoir, le 15 décembre 2021 ;

f) « **DEMANDE D'ALIMENTATION** » signifie une demande visant l'alimentation en électricité d'une nouvelle Installation électrique ou d'une Installation électrique existante qui nécessite la réalisation de travaux ;

g) « **ENTENTE** » signifie la présente entente d'avant-projet et les expressions « des présentes », « aux présentes », « en vertu des présentes », « par les présentes » et autres du même genre, réfèrent à cette Entente dans son ensemble et non à un article, paragraphe ou alinéa particulier ;

h) « **ENTENTE DE RACCORDEMENT** » signifie l'entente décrite à l'article 5 ;

i) « **FIN DE L'AVANT-PROJET** » signifie le moment où les coûts et l'échéancier de réalisation des Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC ainsi que la Date prévue de mise sous tension initiale de l'Installation électrique seront confirmés au CLIENT par HYDRO-QUÉBEC, par l'intégration de ces informations dans l'Entente de raccordement à signer par le CLIENT ;

j) « **INSTALLATION ÉLECTRIQUE** » signifie tout équipement électrique, ce qui inclut notamment l'équipement de production d'électricité exploité en parallèle du réseau de distribution d'électricité, et tout poste client alimenté ou destiné à être alimenté par HYDRO-QUÉBEC, en aval du point de raccordement. L'alimentation électrique comprend le branchement du CLIENT ;

k) « **SOLUTION TECHNIQUE** » signifie le tracé et les travaux requis pour alimenter l'Installation électrique. La solution technique est déterminée par HYDRO-QUÉBEC et est décrite, de manière préliminaire, à l'Annexe 1 ;

l) « **TARIFS** » signifie les tarifs d'électricité d'HYDRO-QUÉBEC dans ses activités de distribution d'électricité fixés par la Régie de l'énergie, en vigueur, lesquels s'appliquent à la présente Entente, auxquels s'ajoutent les Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ;

m) « **TRAVAUX CIVILS** » signifie les travaux à être réalisés sur les ouvrages civils souterrains et/ou de surface d'HYDRO-QUÉBEC incluant l'excavation et le remblaiement permettant l'installation des éléments tels les conduits, massifs, puits d'accès, boîtes et chambres de raccordement électrique, socles, etc. Pour les travaux sur le réseau aérien d'HYDRO-QUÉBEC, les travaux civils excluent les travaux d'enlèvement, de plantage et de haubanage de poteaux ;

n) « **TRAVAUX ÉLECTRIQUES D'HYDRO-QUÉBEC** » signifie les travaux de câblage électrique effectués par HYDRO-QUÉBEC, ou son entrepreneur, pour le branchement de l'Installation électrique et pour le raccordement et, le cas échéant, le renforcement de la ligne de distribution incluant notamment la mise en place des câblages électriques et équipements, mise en service et transfert de clients. Pour les travaux sur le réseau aérien, les travaux électriques incluent les travaux d'enlèvement, de plantage et de haubanage des poteaux ;

o) « **USAGE CRYPTOGRAPHIQUE APPLIQUÉ AUX CHAÎNES DE BLOCS** » signifie un usage de l'électricité pour l'exploitation d'équipements informatiques aux fins de calculs cryptographiques permettant notamment de valider les transactions successives effectuées entre utilisateurs de Chaîne de blocs.

1.3 Les annexes suivantes font partie intégrante de l'Entente :

Annexe 1 : Solution technique ; et
Annexe 2 : Exigences techniques ; et
Annexe 3 : Mandat – signature.

2. OBJECTIFS DE L'AVANT-PROJET

2.1 L'Avant-projet vise à préciser l'évaluation préliminaire du coût des Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC indiquée à l'article 4.1 ainsi que la Date prévue de mise sous tension initiale, selon la Solution technique. Ces informations serviront de base à l'Entente de raccordement à intervenir entre les PARTIES.

3. PAIEMENT DU COÛT DE L'AVANT-PROJET

3.1 Le CLIENT doit payer à HYDRO-QUÉBEC un montant de 100 000 $, plus les taxes applicables, afin de couvrir les coûts de réalisation de l'Avant-projet.

3.2 Ce montant est payable selon les modalités prévues à la facture qui sera transmise par HYDRO-QUÉBEC. L'encaissement par HYDRO-QUÉBEC de ce montant est une condition préalable au début de l'Avant-projet.

4. ESTIMATION DU COÛT DES TRAVAUX ÉLECTRIQUES D'HYDRO-QUÉBEC

4.1 Basé sur les informations transmises par le CLIENT, l'estimation du coût des Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC est de 7 369 180 $, avec une précision de 30 % quant au montant final, plus les taxes applicables, lequel inclut le coût de réalisation de l'Avant-projet.

4.2 HYDRO-QUÉBEC assumera tout excédent en sus du montant de 7 369 180 $ + 30 % pour le coût des Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC et pour le coût de l'Avant-projet.

4.3 L'estimation préliminaire du coût des Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC mentionné à l'article 4.1 n'inclut pas les activités suivantes qui devront être réalisées aux frais du CLIENT : acquisition de droits de passage ou autres servitudes, déboisement et/ou élagage, subdivision cadastrale, acquisition de biens et services fournis par des tiers ainsi que tous frais facturés par un tiers comme une entreprise de télécommunications ainsi que les Travaux civils.

4.4 Advenant le cas où des Travaux civils sont requis pour une alimentation souterraine et que ceux-ci sont réalisés par le CLIENT, le CLIENT s'engage à conclure avec HYDRO-QUÉBEC une entente relative à la conception, réalisation, intégration et cession en faveur d'HYDRO-QUÉBEC des actifs résultant des Travaux civils.

5. ENTENTE DE RACCORDEMENT

5.1 À la Fin de l'avant-projet, HYDRO-QUÉBEC transmettra au CLIENT l'Entente de raccordement dans laquelle elle confirmera les Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC requis pour alimenter l'Installation électrique, leurs coûts et la Date prévue de mise sous tension initiale.

5.2 La Date prévue de mise sous tension initiale qui sera confirmée à la Fin de l'avant-projet ne tiendra pas compte des restrictions sur les réseaux civil et électrique, des autorisations devant être émises par toute autorité gouvernementale ou municipale, des conditions climatiques et, le cas échéant, des travaux à être réalisés par la Commission des services électriques de Montréal.

6. PROPRIÉTÉ

6.1 HYDRO-QUÉBEC demeure propriétaire des installations en amont du point de raccordement, y compris des matériaux nécessaires au prolongement ou à la modification du réseau de distribution, de même que des plans, devis, dessins et toutes autres études et activités réalisées par ou pour HYDRO-QUÉBEC, même si le CLIENT assume le coût des Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC. HYDRO-QUÉBEC demeure également propriétaire de son appareillage de mesurage installé en amont ou en aval du point de raccordement, pour mesurer l'électricité visée par l'Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

7. ORDONNANCE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

7.1 L'Entente sera automatiquement modifiée pour tenir compte de toute ordonnance de la Régie de l'énergie pouvant avoir un impact sur l'Entente, la réalisation de l'Avant-projet, les CS ou les Tarifs.

8. ABANDON

8.1 Il y a Abandon dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

a) Si le CLIENT ne présente pas sa Demande d'alimentation au plus tard le 5 juin 2020 16h00 ;

b) Lorsque le CLIENT avise par écrit HYDRO-QUÉBEC qu'il abandonne sa Demande d'alimentation ;

c) Lorsque le CLIENT modifie sa Demande d'alimentation ;

d) Lorsque le CLIENT reporte la Date prévue de mise sous tension initiale sauf si sa demande de report est justifiée par des circonstances exceptionnelles, est autorisée par HYDRO-QUÉBEC et qu'une date de report est convenue avec HYDRO-QUÉBEC ;

e) Lorsque le CLIENT est en défaut relativement au paiement du coût de l'Avant-projet selon les modalités prévues à l'article 3 ;

f) Lorsque le CLIENT n'a pas retourné à HYDRO-QUÉBEC l'Entente de raccordement signée dans un délai de six (6) mois suivant sa réception ;

g) Lorsque le CLIENT fait cession de ses biens au bénéfice de l'ensemble de ses créanciers, dépose un avis d'intention de faire une proposition ou une proposition au sens de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (L.R.C., c. 1985, ch. B-3) ;

h) Lorsque le CLIENT nomme, consent à ou approuve la nomination d'un syndic, d'un séquestre ou d'un liquidateur relativement au CLIENT ou à ses biens ;

i) Lorsqu'une procédure judiciaire relative au CLIENT ou à ses biens est entreprise en vertu d'une loi relative à l'insolvabilité ; ou

j) Lorsqu'une ordonnance initiale est demandée en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (L.R.C., ch. C-36) relativement au CLIENT ou à ses biens.

8.2 En cas d'Abandon, le CLIENT doit payer à HYDRO-QUÉBEC les sommes suivantes :

a) Le coût réel de l'Avant-projet, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par HYDRO-QUÉBEC ; et

b) Les coûts occasionnés par les achats et les contrats de services ainsi que les dédommagements à verser ; et

c) Le coût des travaux effectués, s'il y a lieu ; et

d) Le coût des travaux que nécessite l'Abandon, y compris le coût du démantèlement des installations ; et

e) Les coûts réels d'ingénierie et de gestion des demandes, le tout jusqu'à concurrence du montant indiqué à l'article 3.1.

8.3 Si le montant payé par le CLIENT en vertu de l'article 3.1 excède le montant de la facture lié au coût d'Abandon, le solde sera remboursé au CLIENT.

8.4 Dans tous les cas où HYDRO-QUÉBEC facture au CLIENT des coûts en lien avec l'Abandon, le CLIENT doit payer ceux-ci en entier avant qu'elle n'accepte d'étudier toute autre demande d'alimentation de la part du CLIENT.

9. FRAIS D'ADMINISTRATION

9.1 Tout montant payable en vertu de la présente Entente et tout montant payable en application de l'article 11 doivent être payés dans les 21 jours suivant la date de la facture d'HYDRO-QUÉBEC.

9.2 Toute facture impayée à l'échéance entraîne des frais d'administration sur l'arriéré, au taux applicable à la date d'échéance de la facture et calculé conformément aux « frais d'administration applicables à la facturation par HYDRO-QUÉBEC » prévus aux Tarifs.

10. EXIGENCES TECHNIQUES

10.1 Le CLIENT déclare avoir pris connaissance des normes suivantes, accessibles aux adresses internet indiquées à l'Annexe 2, qu'il s'engage à respecter pour l'Installation électrique :

a) **Norme C.22-03** – Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'Hydro-Québec.

b) **Norme C.25-01** - Exigences techniques relatives au raccordement de charges déformantes au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC ;

c) **Norme E.21-12** - Service d'électricité en moyenne tension.

d) **Norme F.22-01** – Mesurage de l'électricité en moyenne tension ou en haute tension.

11. TAXES

11.1 Les valeurs indiquées pour les prix, paiements, frais ou autres montants indiqués à l'Entente n'incluent aucune taxe sur la vente de biens et services taxables, lesquelles taxes devront être ajoutées lorsqu'applicables.

11.2 Toutefois, si un paiement fait par le CLIENT à HYDRO-QUÉBEC en vertu de la présente Entente n'est pas taxable en vertu des dispositions générales, mais est plutôt réputé inclure la taxe sur les produits et services (« TPS ») et la taxe de vente du Québec (« TVQ »), conformément à la *Loi sur la taxe d'accise* et à la *Loi sur la taxe de vente du Québec*, le montant du paiement devra être majoré pour prendre en considération toute taxe réputée incluse dans un tel paiement.

12. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

12.1 ***Loi applicable et élection de domicile.*** L'Entente est régie par les lois et règlements applicables au Québec. Les PARTIES conviennent, pour toute réclamation ou poursuite judiciaire pour quelque motif que ce soit, relativement à l'Entente, de choisir le district judiciaire de Montréal, province de Québec, Canada, comme le lieu approprié pour l'audition desdites réclamations ou poursuites judiciaires, à l'exclusion de tout autre district judiciaire qui peut avoir juridiction sur un tel litige selon les prescriptions de la loi.

12.2 ***Modification à l'Entente.*** Toute modification à l'Entente ne prend effet que lorsqu'elle a été constatée dans un écrit dûment signé par les deux PARTIES lequel est annexé à l'Entente.

12.3 ***Titres et sous-titres.*** Les titres et sous-titres des articles, paragraphes et alinéas de *l'Entente* y ont été insérés uniquement pour en faciliter la lecture et ne doivent pas servir à son interprétation.

12.4 ***Cession.*** Le CLIENT ne peut céder ou autrement transférer l'Entente ou les obligations qui y sont contenues, sans l'autorisation écrite et préalable d'HYDRO-QUÉBEC. La demande d'autorisation doit inclure une confirmation écrite du successeur du CLIENT à l'effet que le successeur reconnaît être lié par l'Entente et s'engage à assumer toutes les obligations du CLIENT en vertu de l'Entente.

12.5 ***Deux originaux****.* L'Entente est signée en deux exemplaires originaux.

12.6 ***Non-renonciation.*** Le manquement ou le retard de l'une ou l'autre des PARTIES à exercer un droit prévu à l'Entente ne constitue pas une renonciation à un tel droit, et aucune des PARTIES ne sera empêchée d'exercer ultérieurement un droit qu'elle n'aurait pas antérieurement exercé, en tout ou en partie.

13. COMMUNICATIONS

13.1 Tout avis ou toute facture doit être donné par écrit et transmis à son destinataire, soit de main à main, soit par courrier ou courriel, au représentant indiqué ci-dessous :

CLIENT	**HYDRO-QUÉBEC**
À l'attention de :	À l'attention de :
M. Mikael Blais-Cohen	**Mme Chantal Turgeon, ing**
Président	Déléguée commerciale principale
4455, rue Sherbrooke Ouest	Complexe Desjardins, tour Est, 20e étage
Montréal (Québec)	C. P. 10 000, succursale place Desjardins
H3Z 1E7	Montréal (Québec) H5B 1H7
Téléphone :	Téléphone : 514 879-4493
Courriel : contact@mikecohen.net	Courriel : turgeon.chantal@hydro.qc.ca

14. AVIS DE MODIFICATION ET RÉORGANISATION

14.1 Le CLIENT doit aviser HYDRO-QUÉBEC sans délai dans les cas suivants :

a) Tout changement de son adresse indiquée à la première page de la présente Entente ; et

b) Toute modification de sa dénomination sociale ; et

c) Tout changement de contrôle direct ou indirect de son entreprise, incluant notamment tout changement de contrôle résultant d'une vente d'actifs et/ou d'actions ou autre transaction du même genre.

14.2 Le CLIENT doit fournir à HYDRO-QUÉBEC tout document justificatif relativement aux situations décrites à l'article 14.1 dans un délai de 30 jours à compter de la demande d'HYDRO-QUÉBEC.

14.3 Le présent article n'affecte pas les droits d'HYDRO-QUÉBEC en vertu de l'article 12.4 de l'Entente.

15. FORCE MAJEURE

15.1 L'expression « force majeure » dans l'Entente signifie tout événement imprévisible, irrésistible et indépendant de la volonté d'une PARTIE, qui retarde, interrompt ou empêche l'exécution totale ou partielle par cette PARTIE de toutes ou partie de ses obligations en vertu de l'Entente. Sans restreindre la portée de ce qui précède, l'un ou l'autre des événements suivants constitue un cas de force majeure : guerre, émeute, vandalisme, intervention non sollicitée de tiers, rébellion, foudre, tremblement de terre, grève, inondation, incendie et explosion. La PARTIE invoquant un cas de force majeure doit en donner avis sans délai à l'autre PARTIE et indiquer dans cet avis, le plus précisément possible, l'effet de cette force majeure sur sa capacité d'exécuter ses obligations prévues à l'Entente.

15.2 La PARTIE invoquant un cas de force majeure voit ses obligations suspendues seulement dans la mesure où elle est dans l'incapacité d'agir et en autant qu'elle agisse avec diligence afin d'éliminer ou de corriger les effets de cette force majeure. Cependant le règlement d'une grève est laissé à l'entière discrétion de la PARTIE qui fait face à cette difficulté. Tout cas de force majeure est toutefois sans effet sur l'obligation de payer une somme d'argent qui est due.

15.3 Lorsque l'Entente établit une date d'échéance pour la réalisation d'une obligation et que cette date ne peut être respectée en raison d'une force majeure, cette date est reportée d'une période équivalente à celle pendant laquelle la PARTIE affectée par le cas de force majeure a été dans l'incapacité d'agir. Sous réserve de l'avis prévu à l'article 15.1 et nonobstant toute autre disposition de l'Entente, l'inexécution d'une obligation en raison d'un cas de force majeure, quelle que soit la PARTIE qui l'invoque, ne constitue pas un cas de défaut en vertu des présentes et n'entraîne pas de dommages-intérêts ni de recours en exécution de l'obligation même ou de quelque autre nature que ce soit.

16. DURÉE

16.1 L'Entente entre en vigueur à la date mentionnée en premier lieu ci-dessus et se termine :

a) à la signature d'une Entente de raccordement ; ou

b) en cas d'Abandon, après le paiement des sommes dues par le CLIENT en vertu de l'Entente ou après le remboursement par HYDRO-QUÉBEC du solde visé à l'article 8.3, le cas échéant.

[LA PAGE SUIVANTE EST CELLE DES SIGNATURES]

EN FOI DE QUOI, les PARTIES, agissant par leur représentant dûment autorisé, ont signé l'Entente à la date mentionnée en premier lieu ci-dessus.

ÉNERGIE FLUMEN INC.
par :

_____
Mikael Blais-Cohen
Président

HYDRO-QUÉBEC
par :

_____
Geneviève Fournier
Directrice principale – Expérience client, vente et fidélisation

ANNEXE 1

DE L'ENTENTE D'AVANT-PROJET

Solution technique

La solution technique pour le raccordement de votre installation électrique au réseau d'Hydro-Québec consiste à vous fournir une alimentation à 25 kV. Le raccordement est réalisé à partir d'un nouveau départ de ligne à 25 kV via une liaison souterraine d'environ 1,6 km et de l'ajout d'une ligne aérienne additionnelle au réseau déjà en place sur la rue Fraserville et le chemin du Lac sur environ 12,3 km en provenance du poste Grand-Portage d'Hydro-Québec. De plus, des conducteurs triphasés seront remplacés par des conducteurs de plus gros calibre sur 1,1 km le long du 1er rang. Finalement, deux bancs de régulateurs de tension et un banc de condensateurs seront ajoutés le long du parcours pour assurer une tension adéquate à votre installation.

Évaluation préliminaire du coût des travaux

Description des travaux	Coûts estimés
Ajout d'un départ de ligne à 25 kV au poste Grand-Portage d'Hydro-Québec	1 M$
Prolongement d'une liaison souterraine (canalisations et câbles) sur 1,6 km	6,4 M$
Ajout d'une ligne aérienne triphasée sur 12,3 km	
Remplacement de conducteurs sur 1,1 km	
Installer deux régulateurs de tension et un banc de condensateurs de 1200 kVars.	
Travaux civils Hydro-Québec	
TOTAL :	**7,4 M $**

Les éléments ci-dessous sont exclus de l'évaluation préliminaire du coût des travaux d'Hydro-Québec :

1. Acquisition des droits de passage ou autres servitudes, le cas échéant ;
2. Déboisement et/ou élagage, le cas échéant ;
3. Frais facturés par un tiers, entreprise de télécommunications ou autres, le cas échéant ;
4. Travaux civils requis pour vos installations, le cas échéant ;
5. Infrastructure relative à l'équipement de mesurage ; et
6. Travaux relatifs à l'équipement de mesurage distinct.

ANNEXE 2

DE L'ENTENTE D'AVANT-PROJET

Exigences techniques

1. **Norme C.22-03** – *Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution*
   http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/c22-03_dec_08.pdf
2. **Norme C.25-01** – *Exigences techniques relatives à l'émission d'harmoniques par les installations de clients raccordées au réseau de distribution*
   http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/c2501.pdf
3. **Norme E.21-12** (3e édition) – *Service d'électricité en moyenne tension*
   http://www.hydroquebec.com/documents-donnees/publications-officielles/norme-livre-rouge.html
4. **Norme F.22-01** – *Mesurage de l'électricité en moyenne tension ou en haute tension*
   http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/norme-f22-01-edition-4.pdf
5. *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec*
   http://www.hydroquebec.com/data/affaires/pdf/qualite-tension-fr.pdf

ANNEXE 3

DE L'ENTENTE D'AVANT-PROJET

Mandat – Signature [**si applicable**]

ENTENTE D'AVANT-PROJET

Intervenue à Montréal, province de Québec, le 30 octobre 2020

ENTRE : **ÉNERGIE FLUMEN INC.,** personne morale légalement constituée, domiciliée au 2009, 1er Rang, dans la ville de Saint-Antonin, province de Québec, G0L 2J0, agissant ici par son représentant autorisé,

ci-après appelée le « **CLIENT** » ;

ET : **HYDRO-QUÉBEC**, personne morale de droit public constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, dans la ville de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4, agissant ici par sa division Hydro-Québec Distribution et son représentant autorisé,

ci-après appelée « **HYDRO-QUÉBEC** » ;

Le CLIENT et HYDRO-QUÉBEC étant ci-après appelés collectivement les « **PARTIES** » ou individuellement une « **PARTIE** ».

ATTENDU QUE :

A. suite à l'appel de propositions A/P 2019-01 d'HYDRO-QUÉBEC visant l'attribution d'un bloc de 300 MW, de puissance et d'énergie, associé en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, le CLIENT a déposé une soumission qui a été retenue par HYDRO-QUÉBEC ;

B. la soumission du CLIENT vise l'alimentation d'une nouvelle Installation électrique située au 90, rue du Parc Industriel à Matane, (coordonnées géographiques du point de raccordement : Latitude. N 48°50'13,2" Longitude. O 67°32'54.6") et dont l'abonnement est pour un usage cryptographique appliqué aux Chaînes de blocs ;

C. la puissance à installer pour l'alimentation de l'Installation électrique est de 21 055 kVA ;

D. la solution technique déterminée par HYDRO-QUÉBEC pour l'alimentation de l'Installation électrique est décrite à l'Annexe 1 ;

E. HYDRO-QUÉBEC s'engage à réaliser l'Avant-projet au terme duquel elle déterminera avec plus de précisions les travaux électriques nécessaires à l'alimentation de l'Installation électrique du CLIENT, la Date prévue de mise sous tension initiale ainsi que les coûts de ces travaux.

MBC

EN CONSÉQUENCE, LES PARTIES CONVIENNENT DE CE QUI SUIT :

1. DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION

1.1 Le préambule fait partie intégrante de l'Entente.

1.2 Les mots et expressions suivants, lorsqu'ils sont employés dans la présente Entente, ses annexes ou tout document accessoire à cette Entente, ont, à moins d'incompatibilité avec le contexte, la signification suivante :

a) « **ABANDON** » signifie l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 8 ;

b) « **AVANT-PROJET** » signifie l'ensemble des étapes requises pour réaliser l'ingénierie des Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC nécessaires à l'alimentation de l'Installation électrique et pour préciser les aspects techniques, financiers et environnementaux ainsi que l'échéancier de réalisation de ces travaux ;

c) « **CHAÎNE DE BLOCS** » signifie une base de données distribuée et sécurisée, dans laquelle sont stockées chronologiquement, sous forme de blocs liés les uns aux autres, les transactions successives effectuées entre ses utilisateurs depuis sa création, selon ses variantes actuelles et futures ;

d) « **CONDITIONS DE SERVICE** » signifie les conditions de service d'HYDRO-QUÉBEC dans ses activités de distribution d'électricité fixées par la Régie de l'énergie, en vigueur, lesquelles s'appliquent à la présente Entente, incluant les Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ;

e) « **DATE PRÉVUE DE MISE SOUS TENSION INITIALE** » signifie la date préliminaire à laquelle HYDRO-QUÉBEC prévoit mettre sous tension l'Installation électrique ;

f) « **DEMANDE D'ALIMENTATION** » signifie une demande visant l'alimentation en électricité d'une nouvelle Installation électrique ou d'une Installation électrique existante qui nécessite la réalisation de travaux ;

g) « **ENTENTE** » signifie la présente entente d'avant-projet et les expressions « des présentes », « aux présentes », « en vertu des présentes », « par les présentes » et autres du même genre, réfèrent à cette Entente dans son ensemble et non à un article, paragraphe ou alinéa particulier ;

h) « **ENTENTE DE RACCORDEMENT** » signifie l'entente décrite à l'article 5 ;

i) « **FIN DE L'AVANT-PROJET** » signifie le moment où les coûts et l'échéancier de réalisation des Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC ainsi que la Date prévue de mise sous tension initiale de l'Installation électrique seront confirmés au CLIENT par HYDRO-QUÉBEC, par l'intégration de ces informations dans l'Entente de raccordement à signer par le CLIENT ;

j) « **INSTALLATION ÉLECTRIQUE** » signifie tout équipement électrique, ce qui inclut notamment l'équipement de production d'électricité exploité en parallèle du réseau de distribution d'électricité, et tout poste client alimenté ou destiné à être alimenté par HYDRO-QUÉBEC, en aval du point de raccordement. L'alimentation électrique comprend le branchement du CLIENT ;

MBC

k) « **SOLUTION TECHNIQUE** » signifie le tracé et les travaux requis pour alimenter l'Installation électrique. La solution technique est déterminée par HYDRO-QUÉBEC et est décrite, de manière préliminaire, à l'Annexe 1 ;

l) « **TARIFS** » signifie les tarifs d'électricité d'HYDRO-QUÉBEC dans ses activités de distribution d'électricité fixés par la Régie de l'énergie, en vigueur, lesquels s'appliquent à la présente Entente, auxquels s'ajoutent les Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ;

m) « **TRAVAUX CIVILS** » signifie les travaux à être réalisés sur les ouvrages civils souterrains et/ou de surface d'HYDRO-QUÉBEC incluant l'excavation et le remblaiement permettant l'installation des éléments tels les conduits, massifs, puits d'accès, boîtes et chambres de raccordement électrique, socles, etc. Pour les travaux sur le réseau aérien d'HYDRO-QUÉBEC, les travaux civils excluent les travaux d'enlèvement, de plantage et de haubanage de poteaux ;

n) « **TRAVAUX ÉLECTRIQUES D'HYDRO-QUÉBEC** » signifie les travaux de câblage électrique effectués par HYDRO-QUÉBEC, ou son entrepreneur, pour le branchement de l'Installation électrique et pour le raccordement et, le cas échéant, le renforcement de la ligne de distribution incluant notamment la mise en place des câblages électriques et équipements, mise en service et transfert de clients. Pour les travaux sur le réseau aérien, les travaux électriques incluent les travaux d'enlèvement, de plantage et de haubanage des poteaux ;

o) « **USAGE CRYPTOGRAPHIQUE APPLIQUÉ AUX CHAÎNES DE BLOCS** » signifie un usage de l'électricité pour l'exploitation d'équipements informatiques aux fins de calculs cryptographiques permettant notamment de valider les transactions successives effectuées entre utilisateurs de Chaîne de blocs.

1.3 Les annexes suivantes font partie intégrante de l'Entente :

Annexe 1 : Solution technique ; et
Annexe 2 : Exigences techniques

2. OBJECTIFS DE L'AVANT-PROJET

L'Avant-projet vise à préciser l'évaluation préliminaire du coût des Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC indiquée à l'article 4.1 ainsi que la Date prévue de mise sous tension initiale, selon la Solution technique. Ces informations serviront de base à l'Entente de raccordement à intervenir entre les PARTIES.

3. PAIEMENT DU COÛT DE L'AVANT-PROJET

3.1 Le CLIENT doit payer à HYDRO-QUÉBEC un montant de 14 405,00 $, plus les taxes applicables, afin de couvrir les coûts de réalisation de l'Avant-projet.

MBC

3.2 Ce montant est payable au plus tard le 30 octobre 2020 16h00 selon les modalités prévues à la facture qui sera transmise par HYDRO-QUÉBEC. L'encaissement par HYDRO-QUÉBEC de ce montant est une condition préalable au début de l'Avant-projet.

4. ESTIMATION DU COÛT DES TRAVAUX ÉLECTRIQUES D'HYDRO-QUÉBEC

4.1 Basé sur les informations transmises par le CLIENT, l'estimation du coût des Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC est de 78 860 $, avec une précision de 30 % quant au montant final, plus les taxes applicables, lequel inclut le coût de réalisation de l'Avant-projet.

4.2 HYDRO-QUÉBEC assumera tout excédent en sus du montant de 78 860 $ + 30 % pour le coût des Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC et pour le coût de l'Avant-projet.

4.3 L'estimation préliminaire du coût des Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC mentionné à l'article 4.1 n'inclut pas les activités suivantes qui devront être réalisées aux frais du CLIENT : acquisition de droits de passage ou autres servitudes, déboisement et/ou élagage, subdivision cadastrale, acquisition de biens et services fournis par des tiers ainsi que tous frais facturés par un tiers comme une entreprise de télécommunications ainsi que les Travaux civils.

4.4 Advenant le cas où des Travaux civils sont requis pour une alimentation souterraine et que ceux-ci sont réalisés par le CLIENT, le CLIENT s'engage à conclure avec HYDRO-QUÉBEC une entente relative à la conception, réalisation, intégration et cession en faveur d'HYDRO-QUÉBEC des actifs résultant des Travaux civils.

5. ENTENTE DE RACCORDEMENT

5.1 À la Fin de l'avant-projet, HYDRO-QUÉBEC transmettra au CLIENT l'Entente de raccordement dans laquelle elle confirmera les Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC requis pour alimenter l'Installation électrique, leurs coûts et la Date prévue de mise sous tension initiale.

5.2 La Date prévue de mise sous tension initiale qui sera confirmée à la Fin de l'avant-projet ne tiendra pas compte des restrictions sur les réseaux civil et électrique, des autorisations devant être émises par toute autorité gouvernementale ou municipale, des conditions climatiques et, le cas échéant, des travaux à être réalisés par la Commission des services électriques de Montréal.

6. PROPRIÉTÉ

6.1 HYDRO-QUÉBEC demeure propriétaire des installations en amont du point de raccordement, y compris des matériaux nécessaires au prolongement ou à la modification du réseau de distribution, de même que des plans, devis, dessins et toutes autres études et activités réalisées par ou pour HYDRO-QUÉBEC, même si le CLIENT assume le coût des Travaux électriques d'HYDRO-QUÉBEC. HYDRO-QUÉBEC demeure également propriétaire de son appareillage de mesurage installé en amont ou en aval du point de raccordement, pour mesurer l'électricité visée par l'Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

MBC

7. ORDONNANCE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

7.1 L'Entente sera automatiquement modifiée pour tenir compte de toute ordonnance de la Régie de l'énergie pouvant avoir un impact sur l'Entente, la réalisation de l'Avant-projet, les Conditions de service ou les Tarifs.

8. ABANDON

8.1 Il y a Abandon dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

a) Si le CLIENT ne présente pas sa Demande d'alimentation au plus tard le 30 octobre 2020 16h00 ;

b) Lorsque le CLIENT avise par écrit HYDRO-QUÉBEC qu'il abandonne sa Demande d'alimentation ;

c) Lorsque le CLIENT modifie sa Demande d'alimentation ;

d) Lorsque le CLIENT reporte la Date prévue de mise sous tension initiale sauf si sa demande de report est justifiée par des circonstances exceptionnelles, est autorisée par HYDRO-QUÉBEC et qu'une date de report est convenue avec HYDRO-QUÉBEC ;

e) Lorsque le CLIENT est en défaut relativement au paiement du coût de l'Avant-projet selon les modalités prévues à l'article 3 ;

f) Lorsque le CLIENT n'a pas retourné à HYDRO-QUÉBEC l'Entente de raccordement signée dans un délai de six (6) mois suivant sa réception ;

g) Lorsque le CLIENT fait cession de ses biens au bénéfice de l'ensemble de ses créanciers, dépose un avis d'intention de faire une proposition ou une proposition au sens de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (L.R.C., c. 1985, ch. B-3) ;

h) Lorsque le CLIENT nomme, consent à ou approuve la nomination d'un syndic, d'un séquestre ou d'un liquidateur relativement au CLIENT ou à ses biens ;

i) Lorsqu'une procédure judiciaire relative au CLIENT ou à ses biens est entreprise en vertu d'une loi relative à l'insolvabilité ; ou

j) Lorsqu'une ordonnance initiale est demandée en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (L.R.C., ch. C-36) relativement au CLIENT ou à ses biens.

8.2 En cas d'Abandon, le CLIENT doit payer à HYDRO-QUÉBEC les sommes suivantes :

a) Le coût réel de l'Avant-projet, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par HYDRO-QUÉBEC ; et

b) Les coûts occasionnés par les achats et les contrats de services ainsi que les dédommagements à verser ; et

c) Le coût des travaux effectués, s'il y a lieu ; et

MBC

d) Le coût des travaux que nécessite l'Abandon, y compris le coût du démantèlement des installations ; et

e) Les coûts réels d'ingénierie et de gestion des demandes, le tout jusqu'à concurrence du montant indiqué à l'article 3.1.

8.3 Si le montant payé par le CLIENT en vertu de l'article 3.1 excède le montant de la facture lié au coût d'Abandon, le solde sera remboursé au CLIENT.

8.4 Dans tous les cas où HYDRO-QUÉBEC facture au CLIENT des coûts en lien avec l'Abandon, le CLIENT doit payer ceux-ci en entier avant qu'elle n'accepte d'étudier toute autre demande d'alimentation de la part du CLIENT.

9. FRAIS D'ADMINISTRATION

9.1 Tout montant payable en vertu de la présente Entente et tout montant payable en application de l'article 11 doivent être payés dans les 21 jours suivant la date de la facture d'HYDRO-QUÉBEC.

9.2 Toute facture impayée à l'échéance entraîne des frais d'administration sur l'arriéré, au taux applicable à la date d'échéance de la facture et calculé conformément aux « frais d'administration applicables à la facturation par HYDRO-QUÉBEC » prévus aux Tarifs.

10. EXIGENCES TECHNIQUES

10.1 Le CLIENT déclare avoir pris connaissance des normes suivantes, accessibles aux adresses internet indiquées à l'Annexe 2, qu'il s'engage à respecter pour l'Installation électrique :

a) **Norme C.22-03** – Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'Hydro-Québec.

b) **Norme C.25-01** - Exigences techniques relatives au raccordement de charges déformantes au réseau de distribution d'Hydro-Québec ;

c) **Norme E.21-12** - Service d'électricité en moyenne tension.

d) **Norme F.22-01** – Mesurage de l'électricité en moyenne tension ou en haute tension.

11. TAXES

11.1 Les valeurs indiquées pour les prix, paiements, frais ou autres montants indiqués à l'Entente n'incluent aucune taxe sur la vente de biens et services taxables, lesquelles taxes devront être ajoutées lorsqu'applicables.

11.2 Toutefois, si un paiement fait par le CLIENT à HYDRO-QUÉBEC en vertu de la présente Entente n'est pas taxable en vertu des dispositions générales, mais est plutôt réputé inclure la taxe sur les produits et services (« TPS ») et la taxe de vente du Québec (« TVQ »), conformément à la *Loi sur la taxe d'accise* et à la *Loi sur la taxe de vente du Québec*, le montant du paiement devra être majoré pour prendre en considération toute taxe réputée incluse dans un tel paiement.

MBC

12. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

12.1 ***Loi applicable et élection de domicile.*** L'Entente est régie par les lois et règlements applicables au Québec. Les PARTIES conviennent, pour toute réclamation ou poursuite judiciaire pour quelque motif que ce soit, relativement à l'Entente, de choisir le district judiciaire de Montréal, province de Québec, Canada, comme le lieu approprié pour l'audition desdites réclamations ou poursuites judiciaires, à l'exclusion de tout autre district judiciaire qui peut avoir juridiction sur un tel litige selon les prescriptions de la loi.

12.2 ***Modification à l'Entente.*** Toute modification à l'Entente ne prend effet que lorsqu'elle a été constatée dans un écrit dûment signé par les deux PARTIES lequel est annexé à l'Entente.

12.3 ***Titres et sous-titres.*** Les titres et sous-titres des articles, paragraphes et alinéas de l'Entente y ont été insérés uniquement pour en faciliter la lecture et ne doivent pas servir à son interprétation.

12.4 ***Cession.*** Le CLIENT ne peut céder ou autrement transférer l'Entente ou les obligations qui y sont contenues, sans l'autorisation écrite et préalable d'HYDRO-QUÉBEC. La demande d'autorisation doit inclure une confirmation écrite du successeur du CLIENT à l'effet que le successeur reconnaît être lié par l'Entente et s'engage à assumer toutes les obligations du CLIENT en vertu de l'Entente.

12.5 ***Signature de l'Entente.*** Chaque PARTIE peut apposer une signature manuscrite, numérique ou électronique sur le même exemplaire de l'Entente ou sur des exemplaires distincts. Dans ce dernier cas, chacun de ces exemplaires signés constituera un original. La livraison électronique de tels exemplaires signés sera aussi valide que la livraison d'un exemplaire signé de façon manuscrite. Tous les exemplaires assemblés et échangés entre les PARTIES formeront un seul et même document signé.

12.6 ***Non-renonciation.*** Le manquement ou le retard de l'une ou l'autre des PARTIES à exercer un droit prévu à l'Entente ne constitue pas une renonciation à un tel droit, et aucune des PARTIES ne sera empêchée d'exercer ultérieurement un droit qu'elle n'aurait pas antérieurement exercé, en tout ou en partie.

13. COMMUNICATIONS

13.1 Tout avis ou toute facture doit être donné par écrit et transmis à son destinataire, soit de main à main, soit par courrier ou courriel, au représentant indiqué ci-dessous :

CLIENT
À l'attention de :
M. Mikael Blais-Cohen
Président
4455, rue Sherbrooke Ouest
Montréal (Québec)
H3Z 1E7
Téléphone : 514 833-8363
Courriel : contact@mikecohen.net

HYDRO-QUÉBEC
À l'attention de :
Mme Chantal Turgeon, ing
Déléguée commerciale principale
Complexe Desjardins, tour Est, 20e étage
C. P. 10 000, succursale place Desjardins
Montréal (Québec) H5B 1H7
Téléphone : 514 879-4493
Courriel : turgeon.chantal@hydro.qc.ca

MBC

14. AVIS DE MODIFICATION ET RÉORGANISATION

14.1 Le CLIENT doit aviser HYDRO-QUÉBEC sans délai dans les cas suivants :

a) Tout changement de son adresse indiquée à la première page de la présente Entente ; et

b) Toute modification de sa dénomination sociale ; et

c) Tout changement de contrôle direct ou indirect de son entreprise, incluant notamment tout changement de contrôle résultant d'une vente d'actifs et/ou d'actions ou autre transaction du même genre.

14.2 Le CLIENT doit fournir à HYDRO-QUÉBEC tout document justificatif relativement aux situations décrites à l'article 14.1 dans un délai de 30 jours à compter de la demande d'HYDRO-QUÉBEC.

14.3 Le présent article n'affecte pas les droits d'HYDRO-QUÉBEC en vertu de l'article 12.4 de l'Entente.

15. FORCE MAJEURE

15.1 L'expression « force majeure » dans l'Entente signifie tout événement imprévisible, irrésistible et indépendant de la volonté d'une PARTIE, qui retarde, interrompt ou empêche l'exécution totale ou partielle par cette PARTIE de toutes ou partie de ses obligations en vertu de l'Entente. Sans restreindre la portée de ce qui précède, l'un ou l'autre des événements suivants constitue un cas de force majeure : guerre, émeute, vandalisme, intervention non sollicitée de tiers, rébellion, foudre, tremblement de terre, grève, inondation, incendie et explosion. La PARTIE invoquant un cas de force majeure doit en donner avis sans délai à l'autre PARTIE et indiquer dans cet avis, le plus précisément possible, l'effet de cette force majeure sur sa capacité d'exécuter ses obligations prévues à l'Entente.

15.2 La PARTIE invoquant un cas de force majeure voit ses obligations suspendues seulement dans la mesure où elle est dans l'incapacité d'agir et en autant qu'elle agisse avec diligence afin d'éliminer ou de corriger les effets de cette force majeure. Cependant le règlement d'une grève est laissé à l'entière discrétion de la PARTIE qui fait face à cette difficulté. Tout cas de force majeure est toutefois sans effet sur l'obligation de payer une somme d'argent qui est due.

15.3 Lorsque l'Entente établit une date d'échéance pour la réalisation d'une obligation et que cette date ne peut être respectée en raison d'une force majeure, cette date est reportée d'une période équivalente à celle pendant laquelle la PARTIE affectée par le cas de force majeure a été dans l'incapacité d'agir. Sous réserve de l'avis prévu à l'article 15.1 et nonobstant toute autre disposition de l'Entente, l'inexécution d'une obligation en raison d'un cas de force majeure, quelle que soit la PARTIE qui l'invoque, ne constitue pas un cas de défaut en vertu des présentes et n'entraîne pas de dommages-intérêts ni de recours en exécution de l'obligation même ou de quelque autre nature que ce soit.

MBC

16. DURÉE

16.1 L'Entente entre en vigueur à la date mentionnée en premier lieu ci-dessus et se termine :

a) à la signature d'une Entente de raccordement ; ou

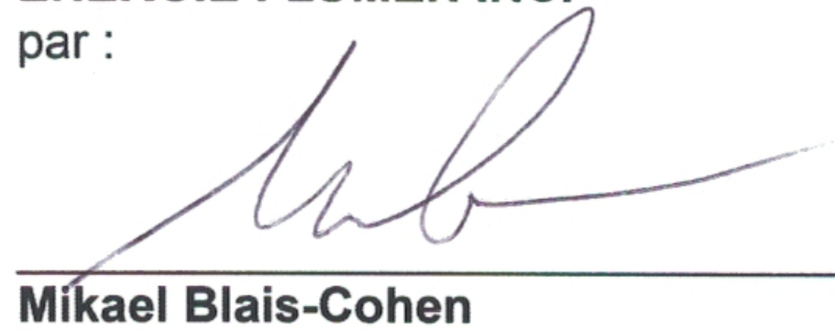
b) en cas d'Abandon, après le paiement des sommes dues par le CLIENT en vertu de l'Entente ou après le remboursement par HYDRO-QUÉBEC du solde visé à l'article 8.3, le cas échéant.

[LA PAGE SUIVANTE EST CELLE DES SIGNATURES]

MBC

EN FOI DE QUOI, les PARTIES, agissant par leur représentant dûment autorisé, ont signé l'Entente à la date mentionnée en premier lieu ci-dessus.

ÉNERGIE FLUMEN INC.
par :



Mikael Blais-Cohen
Président

HYDRO-QUÉBEC
par :

Geneviève Fournier
Directrice principale – Expérience client, vente et fidélisation

ANNEXE 1

DE L'ENTENTE D'AVANT-PROJET

Solution technique

La solution technique pour le raccordement de votre installation électrique au réseau d'HYDRO-QUÉBEC consiste à un scénario souterrain dont l'alimentation électrique sera assumée par un câble triphasé à partir de la ligne MAT 236.

- Retirer les deux câbles existants en aval du CSS 00899
- Ajouter une butée et un poteau pour LAS à l'autre extrémité du massif
- Passer un nouveau câble dans le massif à partir du CSS et terminer le tout avec une LAS au poteau
- Une portée de réseau aérien entre le poteau d'HYDRO-QUÉBEC et le poteau du CLIENT

Les hypothèses sur lesquelles repose ce scénario sont :

- Le CSS n'est pas à remplacer
- Le massif n'est pas endommagé

Vous devez prévoir :

1. Aménager une chambre de sectionnement moyenne tension ; et
2. La fourniture et l'installation d'un transformateur en moyenne tension.

De plus, la solution technique choisie par le CLIENT avec un seul câble entraînera un temps de rétablissement, en cas du bris de ce câble, plus long qu'avec une solution technique avec deux câbles, tel que spécifié au point 4.2.2.2 du livre rouge.

Les éléments ci-dessous sont exclus de l'évaluation préliminaire du coût des travaux d'HYDRO-QUÉBEC :

1. Acquisition des droits de passage ou autres servitudes, le cas échéant ;
2. Déboisement et/ou élagage, le cas échéant ;
3. Subdivision cadastrale, le cas échéant ;
4. Acquisition de biens et services fournis par des tiers, le cas échéant ;
5. Frais facturés par un tiers, entreprise de télécommunications ou autres, le cas échéant ;
6. Travaux civils requis pour vos installations, le cas échéant ;
7. Sectionneur CSI, le cas échéant ;
8. Infrastructure relative à l'équipement de mesurage ; et
9. Travaux relatifs à l'équipement de mesurage distinct.

Hydro Québec

MBC

ANNEXE 2

DE L'ENTENTE D'AVANT-PROJET

Exigences techniques

1. **Norme C.22-03** – *Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'Hydro-Québec.*
   http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/c22-03_dec_08.pdf
2. **Norme C.25-01** – *Exigences techniques relatives au raccordement de charges déformantes au réseau de distribution d'Hydro-Québec*
   http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/c2501.pdf
3. **Norme E.21-12** (3e édition) – *Service d'électricité en moyenne tension*
   http://www.hydroquebec.com/documents-donnees/publications-officielles/norme-livre-rouge.html
4. **Norme F.22-01** – *Mesurage de l'électricité en moyenne tension ou en haute tension*
   http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/norme-f22-01-edition-4.pdf
5. *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec*
   http://www.hydroquebec.com/data/affaires/pdf/qualite-tension-fr.pdf

Hydro Québec

MBE

BANQUE NATIONALE / NATIONAL BANK

From: Energir Flumen INC

TRANSACTION AVEC JUSTIFICATIF DE CONTREPARTIE
(À l'usage interne de la succursale)

TRANSACTION WITH OFFSET VOUCHER
(For internal branch use)

Détails / *Particulars* *	Montant / *Amount*
Hydro-Qc Bill	$
nº réf: 6109690433	
nº lecture: 777385	
no client: 109690743	
nº réf interne: 22785215_ING	

* Ex.: N° de traite, n° de placement à terme, n° de prêt, nom en lettres moulées, etc. / *e.g.: Draft No., term investment No., loan No., name in block letters, etc.*

Transit: 00761 — N° de compte à débiter / *Account No. to be debited*: 0441227

Transit: 0026 — N° de compte à créditer / *Account No. to be credited*: 0286826

MONTANT / *AMOUNT*: $ 1652,15

Frais à débiter / *Charge to be debited*: $

Légal / *Legal*: 0 0 0 1 — Secteur / *Sector*: 3 0 2 0 2 — Compte G/L / *G/L Account*

00761-006 BANQUE NATIONALE DU CANADA 8
30 OCT. 2020
1349 CANORA RD VILLE MONT-ROYAL — P.Q.
00761 006

Compte G/L

00588 Suspens, transactions sur prêts	00689 Régimes enregistrés en $ CA	
00679 Placements à terme en $ US	00692 Suspens, placements à terme en $ CA	
00688 Placements à terme en $ CA	00693 Suspens, placements à terme en $ US	

G/L Account

00588 *Suspense - Loan transactions*	00689 *Registered retirement savings plans in CAD$*
00679 *Term investments in USD$*	00692 *Suspense - Term investments in CAD$*
00688 *Term investments in CAD$*	00693 *Suspense - Term investments in USD$*

Date: 2020/10/30 — Préparé par / *Prepared by* — Vérifié par / *Checked by*

☐ Demande téléphonique / *Requested by phone*

☐ Autres / *Others* _____

Signature du client ou nom (en lettres moulées) / *Customer's signature or name (in block letters)*

DEBIT

(12-2003 (2012-03-21))

Banque Nationale est une marque de commerce utilisée par Banque Nationale du Canada. / *National Bank is a trademark used by National Bank of Canada.*

Hydro Québec

N° de facture 777385
30 octobre 2020

Facturer à

Énergie Flumen Inc.
ATT. M. Mikael Blais-Cohen
Montréal Québec H3Z 1E7

Conditions

Payable sur réception
Frais d'administration de 1,2%/mois (14,4%/an) calculés à partir de la date d'échéance de la facture

Payable à Hydro-Québec Revenus autres

C.P. 2020 Trois-Rivières
Trois-Rivières, Qc, Canada
G9A 5M6

Références

N° de client109690743

Lieu de consommation ou adresse de livraison

Personne-ressource

Revenusautresfacturationetpaiement2@hydro.qc.ca
Représentant-Revenus autres
1 866 997-9998
N° réf. interne:22785215_ING

Information détaillée

Facturation pour le coût des travaux prévus en avant-projet

Dépôt - Frais d'ingénierie pour couvrir les coûts de réalisation de l'Avant-projet	**14 405,00 $**

00761-006 BANQUE NATIONALE DU CANADA 8
30 OCT. 2020
1319, CANCRA RD
VILLE MONT-ROYAL P.Q.
8 00761-006

Montant facturé	**14 405,00**
No. TPS : 11944 9775 RT0001 5,000%	**720,25**
No. TVQ : 1000042605 TQ0020 9,975%	**1 436,90**
Payable sur réception	**16 562,15 $ CAD**

⚠ Payable par chèque ou à HYDRO-QUÉBEC REVENUS AUTRES sur le site de votre institution financière.

Énergie Flumen Inc.
ATT. M. Mikael Blais-Cohen
4455 rue Sherbrooke Ouest
Montréal Québec H3Z 1E7

N° de facture (Revenus autres)
777385

N° de référence du paiement
61096907433

Hydro Québec

16 562,15 $ CAD

Ville de Matane
CABINET DU MAIRE

Le 1er août 2022

Monsieur McDougall
Énergie Flumen
2e – 4455, rue Sherbrooke Ouest
Westmount (Québec) H3Z 1E7

Objet : Lettre d'intention – Implantation d'un centre de calcul haute densité

Monsieur McDougall,

D'abord, en tant que maire de la Ville de Matane, j'aimerais vous remercier pour l'intérêt que vous portez à notre ville pour la concrétisation de votre projet de centre de calcul haute densité sur le site de l'ancienne usine RockTenn.

Nous sommes convaincus de la viabilité de votre projet à Matane et nous croyons que celui-ci cadre parfaitement avec les orientations prises par la Ville de Matane relativement à ce site, soit d'y déployer un incubateur en économie circulaire.

En conséquence, nous souhaitons vous confirmer par la présente notre intention de conclure un bail avec votre société afin d'établir les différentes modalités vous permettant d'occuper le site pour la réalisation de votre projet. Un projet de bail est d'ailleurs en cours de rédaction et celui-ci vous sera acheminé au cours des prochaines semaines.

Bien entendu, la présente ne constitue pas un engagement formel de la Ville à conclure un bail, mais bien une confirmation de notre intention d'en arriver à une entente négociée qui saura bénéficier à nos organisations respectives.

Encore une fois, nous vous remercions de l'intérêt que vous portez à la Ville de Matane et nous espérons que nous aurons l'occasion de voir votre projet se concrétiser dans un avenir rapproché.

Veuillez agréer, Monsieur McDougall, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Le maire,

Eddy Métivier, ing.

EM/af

VILLE DE MATANE

PROVINCE DE QUÉBEC

VILLE DE MATANE

23 janvier 2023

RÉSOLUTION 2023-017

La résolution suivante a été adoptée par le conseil de la Ville de Matane le 23 janvier 2023 lors de la séance extraordinaire tenue en l'hôtel de ville à 16 h et à laquelle étaient présents madame la conseillère Lucie Lapointe, et messieurs les conseillers Marc Charest, Nelson Gagnon, Nelson Simard et André Coulombe, tous formant quorum sous la présidence de Eddy Métivier, maire.

Sont également présents Me Nicolas Leclerc, directeur général et Me Marie-Claude Gagnon, greffière.

Absence justifiée de monsieur Mario Hamilton, conseiller.

PROJET FLUMEN – ENGAGEMENT DE LA VILLE DE MATANE

Considérant que la Ville de Matane a reçu une subvention au montant de 10 millions de dollars par le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie pour la décontamination, le réaménagement, la revalorisation et la mise à niveau de bâtiments et du terrain de l'ancienne usine RockTenn;

Considérant que la Ville souhaite notamment déployer un incubateur d'entreprises d'économie circulaire afin de revaloriser le site;

Considérant qu'Énergie Flumen inc. s'est vu octroyé 20 MW pour l'implantation d'un centre de calcul haute densité dans le cadre d'un appel de propositions réalisé par Hydro-Québec en 2020 et qu'une entente d'avant-projet a été signée entre les parties à cet effet;

Considérant qu'Énergie Flumen inc. souhaite réaliser son projet de centre de calcul de haute densité sur le site et que le projet cadre avec la thématique de l'économie circulaire;

Considérant qu'il est entendu que les opérations dudit centre de calcul généreront une quantité importante de chaleur et que cette chaleur pourra être offerte gratuitement aux autres incubés;

Considérant qu'Énergie Flumen inc. est en attente d'une réponse de la part d'Hydro-Québec quant au raccordement électrique et à son échéancier de réalisation;

Considérant que les parties se sont entendus sur les modalités relatives à la vente d'une partie du terrain de l'ancienne usine RockTenn à Énergie Flumen inc. afin que cette dernière puisse concrétiser son projet d'implantation d'un centre de calcul haute densité;

IL EST PROPOSÉ PAR : ANDRÉ COULOMBE

et résolu à l'unanimité des conseillers (ère)

Que la Ville de Matane confirme son engagement de vendre à Énergie Flumen inc. une parcelle de terrain de l'ancienne usine RockTenn selon les modalités négociées et convenues entre les parties, afin de permettre l'implantation un centre de calcul haute densité représentant la première étape de réalisation du projet d'incubateur d'entreprises en économie circulaire;

Que la Ville de Matane demande à Hydro-Québec de prioriser le branchement d'Énergie Flumen inc. afin que le concept d'incubateur d'économie circulaire puisse démarrer sur le site de l'ancienne RockTenn.

ADOPTÉE À L'UNANIMITÉ DES CONSEILLERS (ÈRE)

Copie conforme
24 janvier 2023

La greffière,

Me Marie-Claude Gagnon,
Avocate

Énergie Flumen Inc.
Tél: 418-894-0193

From: Brian McDougall
Sent: March 9, 2023 12:40 PM
To: dejean.christian@hydroquebec.com <dejean.christian@hydroquebec.com>
Cc: Adornato, Liana <adornato.liana@hydroquebec.com>; john@lightningpay.com <john@lightningpay.com>
Subject: Énergie Flumen Inc.

Bonjour Monsieur Dejean,

Serait-il possible de vous rencontrer au courant de la semaine prochaine soit en personne à votre bureau ou par réunion Teams avec notre déléguée commerciale Madame Liana Adornato pour discuter du contrat de raccordement avec Énergie Flumen Inc. à Matane?

Hier, nous avons participé à une réunion Teams avec Monsieur Philippe Doyon du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie. Apparemment Monsieur Doyon a joué un rôle important dans la législation entourant les projets chaînes de blocs comme le projet Flumen.

Monsieur Doyon nous a suggéré de demander une rencontre avec vous ainsi qu'avec notre déléguée commerciale pour mieux comprendre le délai et possiblement recevoir un estimé d'une date de signature du contrat de raccordement.

Le but pour nous est de permettre de planifier nos achats, etc. de notre côté. Nos fournisseurs commencent à douter du sérieux de notre projet ce qui va créer toutes sortes de retards si ça continue.

Merci d'avance pour votre collaboration.

Bien à vous,

Brian McDougall
Président
Énergie Flumen Inc.
Tél: 418-894-0193

Tél: 418-894-0193

From: Dejean, Christian <dejean.christian@hydroquebec.com>
Sent: May 5, 2023 4:47 PM
To: Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Cc: Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>; john@lightningpay.com <john@lightningpay.com>; Dionne, Amélie <Amelie.Dionne@assnat.qc.ca>; Martineau, Amélie <Amelie.Martineau@assnat.qc.ca>; Doyon, Philippe (SITE) <Philippe.Doyon@mern.gouv.qc.ca>; Marie-Claude Gagnon <mc.gagnon@ville.matane.qc.ca>; Luc Massicotte <lmassicotte@sadc-matane.qc.ca>; Nicolas Leclerc <n.leclerc@ville.matane.qc.ca>
Subject: RE: Énergie Flumen Inc.

Bonjour Monsieur McDougall,
Dans un objectif de vous soumettre l'entente dont vous faites mention, nous avons encore besoin de quelques semaines supplémentaires pour compléter certaines analyses

Salutations,

Christian Déjean | MBA, PMP
Chef – Développement des affaires et grandes entreprises
Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Mob. : 438-869-3789

De : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Envoyé : 2 mai 2023 11:57
À : Dejean, Christian <dejean.christian@hydroquebec.com>
Cc : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>; john@lightningpay.com; Dionne, Amélie <Amelie.Dionne@assnat.qc.ca>; Martineau, Amélie <Amelie.Martineau@assnat.qc.ca>; Doyon, Philippe (SITE) <Philippe.Doyon@mern.gouv.qc.ca>; Marie-Claude Gagnon <mc.gagnon@ville.matane.qc.ca>; Luc Massicotte <lmassicotte@sadc-matane.qc.ca>; Nicolas Leclerc <n.leclerc@ville.matane.qc.ca>
Objet : Fw: Énergie Flumen Inc.

Courriel provenant de l'externe
ATTENTION, avant d'accéder à une pièce jointe ou à un lien de ce courriel, assurez-vous que celui-ci provient d'un tiers de confiance.

Bonjour Monsieur Dejean,

Nous avons plusieurs personnes qui attendent avec impatience un contrat de raccordement pour les 20 mégawatts octroyé lors de l'Appel de Propositions A/P 2019-01 à Énergie Flumen Inc. au 90 Rue du Parc Industriel à Matane, Québec.

Monsieur Philippe Doyon du MEIE nous a recommendé au début du mois de mars dernier de vous rencontrer pour mieux comprendre l'état de la situation et recevoir un estimé de la date du contrat de raccordement. Nous devions alors vous rencontrer à ce sujet à votre bureau au 18 étage Complexe Desjardins mardi le 14 mars, 2023 à 4pm. Finalement à la dernière minute vous n'étiez pas disponible alors nous avons rencontré votre colleague Madame Liana Adornato. Lors de cette rencontre Madame Adornato nous a informé que le contrat de raccordement pour Énergie Flumen Inc. était une priorité et que nous devions recevoir un contrat de raccordement version projet au courant de la première semaine d'avril, 2023.

Nous sommes rendu dans la première semaine du mois de mai, 2023 et notre déléguée commerciale Madame Adornato nous informe qu'elle est désolée mais que présentement elle n'a aucune idée quand est-ce qu'on pourrait recevoir un contrat de raccordement et que le tout est dans les mains de sa direction dont vous en faites parti.

Comme vous pouvez imaginer, à Matane le nombre de mois dans une année qui sont propice pour une nouvelle construction sont limités à environ six (mai à octobre). De plus, nous devons toujours respecter les délais de livraisons des équipements, etc.

Comme vous savez peut-être aussi la Municipalité de Matane est bénéficiaire d'une subvention de dix millions de dollars de votre ministère MEIE afin de rendre le terrain au 90 Rue Parc Industriel à Matane prêt à construire. Le principal attrait afin d'attirer les entreprises à installer sur cette propriété est de recevoir le chauffage gratuitement du projet d'Énergie Flumen Inc.

Avez-vous une meilleure idée que Madame Adornato du délai avant de recevoir un contrat de raccordement pour Énergie Flumen Inc.?

Sinon est-ce qu'il y a quelqu'un d'autre dans votre direction qu'on pourrait contacter pour en savoir davantage?

Merci d'avance de votre collaboration.

Bien à vous,

Brian McDougall

Christian

De : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Envoyé : 25 mai 2023 10:41
À : Dejean, Christian <dejean.christian@hydroquebec.com>
Cc : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>; john@lightningpay.com; Dionne, Amélie <Amelie.Dionne@assnat.qc.ca>; Martineau, Amélie <Amelie.Martineau@assnat.qc.ca>; Doyon, Philippe (SITE) <Philippe.Doyon@mern.gouv.qc.ca>; Marie-Claude Gagnon <mc.gagnon@ville.matane.qc.ca>; Luc Massicotte <lmassicotte@sadc-matane.qc.ca>; Nicolas Leclerc <n.leclerc@ville.matane.qc.ca>
Objet : Re: Énergie Flumen Inc.

Courriel provenant de l'externe
ATTENTION, avant d'accéder à une pièce jointe ou à un lien de ce courriel, assurez-vous que celui-ci provient d'un tiers de confiance.

Bonjour Monsieur Dejean,

Suite à votre courriel attaché du 5 mai, 2023 dernier ça fait maintenant environ trois semaines pour compléter les analyses dont vous avez fait mention alors pourriez-vous nous informer du statut du contrat de raccordement de 20 mégawatts d'Énergie Flumen Inc. au 90 Rue du Parc Industriel à Matane?

Merci pour votre collaboration.

Bien à vous,

Brian McDougall
Énergie Flumen Inc.
Tél: 418-894-0193

From: Dejean, Christian <dejean.christian@hydroquebec.com>
Sent: May 5, 2023 4:47 PM
To: Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Cc: Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>; john@lightningpay.com <john@lightningpay.com>; Dionne, Amélie <Amelie.Dionne@assnat.qc.ca>; Martineau, Amélie <Amelie.Martineau@assnat.qc.ca>; Doyon, Philippe (SITE) <Philippe.Doyon@mern.gouv.qc.ca>; Marie-Claude Gagnon <mc.gagnon@ville.matane.qc.ca>; Luc Massicotte <lmassicotte@sadc-matane.qc.ca>; Nicolas Leclerc <n.leclerc@ville.matane.qc.ca>
Subject: RE: Énergie Flumen Inc.

Bonjour Monsieur McDougall,
Dans un objectif de vous soumettre l'entente dont vous faites mention, nous avons encore besoin de quelques semaines supplémentaires pour compléter certaines analyses

Salutations,



Christian Déjean | MBA, PMP
Chef – Développement des affaires et grandes entreprises
Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Mob. : 438-869-3789

De : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Envoyé : 2 mai 2023 11:57
À : Dejean, Christian <dejean.christian@hydroquebec.com>
Cc : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>; john@lightningpay.com; Dionne, Amélie <Amelie.Dionne@assnat.qc.ca>; Martineau, Amélie <Amelie.Martineau@assnat.qc.ca>; Doyon, Philippe (SITE) <Philippe.Doyon@mern.gouv.qc.ca>; Marie-Claude Gagnon <mc.gagnon@ville.matane.qc.ca>; Luc Massicotte <lmassicotte@sadc-matane.qc.ca>; Nicolas Leclerc <n.leclerc@ville.matane.qc.ca>
Objet : Fw: Énergie Flumen Inc.

Courriel provenant de l'externe
ATTENTION, avant d'accéder à une pièce jointe ou à un lien de ce courriel, assurez-vous que celui-ci provient d'un tiers de confiance.

Bonjour Monsieur Dejean,

Nous avons plusieurs personnes qui attendent avec impatience un contrat de raccordement pour les 20 mégawatts octroyé lors de l'Appel de Propositions A/P 2019-01 à Énergie Flumen Inc. au 90 Rue du Parc Industriel à Matane, Québec.

De : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Envoyé : 27 mai 2023 12:13
À : Dejean, Christian <dejean.christian@hydroquebec.com>
Cc : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>; john@lightningpay.com; Dionne, Amélie <Amelie.Dionne@assnat.qc.ca>; Martineau, Amélie <Amelie.Martineau@assnat.qc.ca>; Doyon, Philippe (SITE) <Philippe.Doyon@mern.gouv.qc.ca>; Marie-Claude Gagnon <mc.gagnon@ville.matane.qc.ca>; Luc Massicotte <lmassicotte@sadc-matane.qc.ca>; Nicolas Leclerc <n.leclerc@ville.matane.qc.ca>; Samuel Thomas Gamache <SamuelThomas.Gamache@economie.gouv.qc.ca>
Objet : Re: Énergie Flumen Inc.

Courriel provenant de l'externe
ATTENTION, avant d'accéder à une pièce jointe ou à un lien de ce courriel, assurez-vous que celui-ci provient d'un tiers de confiance.

Bonjour Monsieur Déjean,

Nous avons de la difficulté à vous suivre. Pourriez-vous svp nous fournir plus d'explications?

En décembre, 2022 votre colleague Madame Liana Adornato nous a informée qu'elle avait toutes les informations nécessaires pour la rédaction et la signature d'un contrat de raccordement pour le projet de 20 mégawatts d'Énergie Flumen Inc. à Matane mais que le contrat était bloqué par sa direction dont vous en faites parti.

En mars, 2023 suite à une recommendation de Monsieur Philippe Doyon du MEIE nous devions vous rencontrer à votre bureau au Complexe Desjardins à Montréal pour mieux comprendre le délai mais à la dernière minute vous vous n'êtes pas présenté alors nous avons rencontré votre colleague Madame Liana Adornato. À cette rencontre Madame Adornato nous a informée que le contrat de raccordement de 20 mégawatts d'Énergie Flumen Inc. à Matane était une priorité est que nous devions recevoir un contrat de raccordement au courant de la première semaine d'avril, 2023.

En avril, 2023 Madame Adornato nous a informée que le contrat de raccordement est toujours bloqué par sa direction et qu'elle n'avait pas d'idée à quel moment on pourrait le voir.

Au début du mois de mai, 2023 vous nous avez informé qu'il vous restait que quelques semaines afin de compléter certaines analyses sans décrire ces analyses.

Aujourd'hui à la fin mai, 2023 vous nous avez informé que vous avez besoin encore de quelques semaines sans explications.

Nous de notre côté avons fait les desmarches auprès du cabinet de Pierre Fitzgibbon. Monsieur Samuel Thomas Gamache du cabinet de Pierre Fitzgibbon nous recommende fortement à déposer une plainte auprès de La Régie de l'Énergie.

Pourriez-vous nous expliquer pourquoi nous ne devrions pas soumettre une plainte formelle auprès de La Régie de l'Énergie?

Nous aimerions faire preuve de collaboration mais les délais constantes sans explications nous rendent la tache difficile.

Nous vous rappellons que la saison de construction est très courte à Matane entre autres à cause de la température.

Enfin nous demeurons toujours disponible pour vous fournir à votre gré toute information additionnelle que vous jugeriez nécessaire.

Espérant pouvoir trouver une solution sous peu nous vous prions d'agréer nos sentiments distingués.

Brian McDougall
Président et unique administrateur
Énergie Flumen Inc.
Tél: 418-894-0193

From: Dejean, Christian <dejean.christian@hydroquebec.com>
Sent: May 26, 2023 2:07 PM
To: Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Cc: Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>; john@lightningpay.com <john@lightningpay.com>; Dionne, Amélie <Amelie.Dionne@assnat.qc.ca>; Martineau, Amélie <Amelie.Martineau@assnat.qc.ca>; Doyon, Philippe (SITE) <Philippe.Doyon@mern.gouv.qc.ca>; Marie-Claude Gagnon <mc.gagnon@ville.matane.qc.ca>; Luc Massicotte <lmassicotte@sadc-matane.qc.ca>; Nicolas Leclerc <n.leclerc@ville.matane.qc.ca>
Subject: RE: Énergie Flumen Inc.

Bonjour M. McDougall,
nous avons encore besoin de quelques semaines supplémentaires. Désolé des inconvénients.

Salutations

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PLAINTE DÉPOSÉE CONTRE
HYDRO-QUÉBEC

DOSSIER : P-110-3627

RÉGISSEUR : Me LISE DUQUETTE, présidente

AUDIENCE DU 2 JUILLET 2024

VOLUME 1

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel

COMPARUTIONS

Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY
avocat de la Régie;

PARTIE DEMANDERESSE :

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU
Me FRÉDÉRIC LEGENDRE
M. ILIASS LAMAANGAR (étudiant en droit)
avocats de Énergie Flumen inc.

PARTIE DÉFENDERESSE :

Me ROSEMARIE SARRAZIN
Me JEAN LORTIE
avocats de Hydro-Québec

TABLE DES MATIÈRES

	PAGE
LISTE DES PIÈCES	4
PRÉLIMINAIRES	5
PREUVE DE LA DEMANDERESSE	9
BRIAN McDOUGALL	9
INTERROGÉ PAR Me MARIE-PIERRE BOUDREAU	10
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me JEAN LORTIE	71
INTERROGÉ PAR LA PRÉSIDENTE	81
PREUVE DE LA DÉFENDERESSE	88
CHRISTIAN DÉJEAN	88
INTERROGÉ PAR Me ROSE-MARIE SARRAZIN	88
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me FRÉDÉRIC LEGENDRE	110
INTERROGÉ PAR LA PRÉSIDENTE	118
RÉINTERROGÉ PAR Me ROSEMARIE SARRAZIN	122
NANCY GUÉNETTE	125
INTERROGÉE PAR Me ROSEMARIE SARRAZIN	126
CONTRE-INTERROGÉE PAR Me FRÉDÉRIC LEGENDRE	144
INTERROGÉE PAR LA PRÉSIDENTE	159

LISTE DES PIÈCES

PAGE

P-1 : Lettre d'intention pour la collaboration entre Groupe GDS, Flumen Énergie et First Block, datée du 10 décembre 2023 16

P-2 : Lettre d'intention du 1er août 2022, implantation d'un centre de calcul haute densité 43

HQD-1 : Courriel du 20 novembre 2023 de Gabriel Angeli 78

HQD-2 : Onglet 10, appel de proposition A/P-01 130

HQD-3 : Plan d'approvisionnement deux mille vingt-trois, deux mille trente-deux (2023-2032), décret 1697-2022 135

_____

L'AN DEUX MILLE VINGT-QUATRE (2024), ce deuxième (2e) jour du mois de juillet :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :
Bonjour à tous. Bienvenue à cette audience du deux (2) juillet deux mille vingt-quatre (2024). La Régie procède ce jour à une audience dans le cadre d'une plainte déposée contre Hydro-Québec. Le dossier est P-110-3627.
Le régisseur désigné dans cette audience est maître Lise Duquette.
L'avocat de la Régie est maître Alexandre De Repentigny.
Les parties au dossier sont :
Énergie Flumen inc., partie demanderesse, représentée par maître Marie-Pierre Boudreau, maître Frédéric Legendre et monsieur Iliass Lamaangar, étudiant en droit. Et,
Hydro-Québec, partie défenderesse, représentée par maître Rosemarie Sarrazin et maître Jean Lortie.
Nous demandons aux parties de bien vouloir s'identifier à chacune de leurs interventions pour les fins d'enregistrement. Merci et bonne audience

à tous.

LA PRÉSIDENTE :

Bonne journée à tous. C'est assez fort pour monsieur le sténographe. Parce que je me suis fait dire de parler plus fort. Alors, la dernière fois, ce n'était pas assez fort. Voilà! J'espère que vous avez eu un bon congé ce week-end et que vous êtes en forme pour aujourd'hui, nos audiences commencent. On est dans la plainte P-110-3627, Énergie Flumen contre Hydro-Québec.

J'aimerais juste vous aviser, parce que, usuellement, on ne fait pas la règle d'exclusion des témoins dans une plainte, mais si vous la voulez, vous pouvez la demander. Alors, si vous voulez la règle d'exclusion, il faudrait la demander maintenant pour qu'on puisse... que les témoins puissent sortir s'il y a lieu.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Bonjour, Madame Duquette. Donc, oui, effectivement, du côté de Flumen, on demande l'exclusion des témoins Christian Déjean et Nancy Guénette lors du témoignage de Brian McDougall.

LA PRÉSIDENTE :

Seulement lors de son témoignage à lui?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Et durant les...

LA PRÉSIDENTE :

L'autre c'est Christian Déjean. Madame Guénette, vous voulez qu'elle soit exclue lorsque monsieur Déjean va témoigner?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Exact, oui.

LA PRÉSIDENTE :

Parfait.

Me JEAN LORTIE :

Mais qu'en est-il si madame Guénette est désignée comme représentante d'Hydro-Québec?

LA PRÉSIDENTE :

Elle doit sortir à ce moment-là.

Me JEAN LORTIE :

Même si elle est représentante de la cliente?

LA PRÉSIDENTE :

Oui.

Me JEAN LORTIE :

O.K. Ils ne sont pas là.

LA PRÉSIDENTE :

Ils ne sont pas là. Si jamais ils devaient rentrer... Est-ce que monsieur Déjean est là?

Me JEAN LORTIE :

Ils sont présents dans la bâtisse, sur l'étage, mais ils sont à l'extérieur de la salle présentement.

LA PRÉSIDENTE :

D'accord.

Me JEAN LORTIE :

Ça fait qu'il faudrait soit que vous me permettiez d'aller les prévenir de ne pas rentrer...

LA PRÉSIDENTE :

Oui.

Me JEAN LORTIE :

... tout de suite jusqu'à ce qu'ils soient appelés.

LA PRÉSIDENTE :

S'il vous plaît. Maître Lortie, est-ce que vous demandez à ce que monsieur McDougall soit exclu également ou...

Me JEAN LORTIE :

Non, il va être le premier à témoigner, alors je ne vois pas de souci.

LA PRÉSIDENTE :

À moins d'avis contraire il n'y avait pas de moyens préliminaires d'annoncés, alors on pourrait procéder tout de suite.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

De notre côté, il n'y avait pas de moyens préliminaires.

LA PRÉSIDENTE :

Parfait. Alors, j'ai compris, Maître Lortie, qu'il n'y en avait pas. Alors, vous pouvez appeler votre témoin, Maître Boudreau.

PREUVE DE LA DEMANDERESSE

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Bonjour, Madame le Régisseur. Le témoin est donc maintenant prêt à être assermenté.

L'AN DEUX MILLE VINGT-QUATRE (2024), ce deuxième (2e) jour du mois de juillet, A COMPARU :

BRIAN McDOUGALL, administrateur d'une halte routière, autoroute TransCanadienne, ayant une place d'affaires au 82, rue Principale, Saint-Antonin (Québec);

LEQUEL, après avoir fait une affirmation solennelle, dépose et dit :

INTERROGÉ PAR Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Q. **[1]** Donc, Monsieur McDougall, un peu généralement quelle est votre implication à l'égard du projet Énergie Flumen?

R. Je suis administrateur d'Énergie Flumen incorporée. Je suis président d'Énergie Flumen incorporée. Alors je suis en avant.

Q. **[2]** Donc, vous êtes unique actionnaire, unique administrateur d'Énergie Flumen?

R. Non. Non. J'ai un associé. J'ai soixante-quinze pour cent (75 %) des actions et un associé qui a vingt-cinq pour cent (25 %) des actions chez Énergie Flumen, président, Mike Cohen, puis il n'est pas président puis il n'est pas administrateur.

Q. **[3]** Pouvez-vous nous parler généralement du projet Énergie Flumen, en quoi est-ce que ça consiste le projet d'Énergie Flumen?

R. Le projet d'Énergie Flumen en deux mille vingt-quatre (2024)?

Q. **[4]** Remontez à la date que vous considérez appropriée.

R. Bien, ça a évolué. Énergie Flumen, c'est un projet de vingt mégawatts (20 MW). C'est un centre de données cryptographiques. Et puis il y a aussi des

exigences au niveau de la Municipalité, le son. Il ne faut pas qu'il y ait plus que quarante (40) dB de son. Je pense que ma voix aujourd'hui, c'est plus que quarante (40) dB. Et puis il y a une exigence au niveau de l'efficacité énergétique qui est une nouvelle clause à l'intérieur du contrat de raccordement qui n'existait pas dans les contrats de raccordement antérieurs. Ça fait que, ça, c'est un aspect très important parce que, nous, notre projet, ça va... ça va aider à sauver une entreprise de sciage à côté de nous.

Q. **[5]** Donc, là, vous me parlez d'une entreprise de sciage. Pouvez-vous préciser c'est quoi son implication dans le projet ou en quoi elle est associée au projet?

R. Bien, l'emplacement du projet Énergie Flumen est dans le parc industriel de Matane. Et puis l'industrie de sciage est à côté, est sur la propriété voisine. Nous avons une lettre d'intention de François Asselin, directeur, vice-président directeur des opérations de toutes les usines du Groupe GDS, très intéressé d'utiliser la chaleur, récupérer la chaleur de notre projet puis de la mettre en valeur pour sécher le bois. Présentement, ils ferment pas loin d'une usine de

sciage par semaine au Québec. Ça fait que c'est un employeur important à Matane. Et puis la Municipalité à Matane, SADC et caetera, ils sont emballés par l'aspect récupération de chaleur au bénéfice du Groupe GDS, qui est un employeur important. Mais ils veulent aussi récupérer la chaleur pour le bénéfice d'autres industriels dans le parc industriel de Matane.

Q. **[6]** Et, là, vous nous avez référé à la SADC. De quoi il s'agit, son nom au complet? De quoi il s'agit?

R. Société d'aide au développement de la collectivité.

Me JEAN LORTIE :

Je vais formuler une objection, Madame le Régisseur. Je veux juste m'assurer, parce que ce n'est pas clair dans mon esprit, je veux m'assurer qu'on ne tombe pas dans le ouï-dire. Il peut raconter ce qu'il sait. Mais ce que les gens veulent faire, soit l'usine de sciage, soit la Municipalité, il faudrait que ces témoins-là soient là pour venir le dire.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Bien, Madame le Régisseur, monsieur McDougall va témoigner de ses échanges puis des... de sa compréhension du projet, là. Il n'est pas question

de faire venir d'autres témoins sur ce point-là spécifiquement.

R. Mais j'ai... j'ai une lettre d'intention signée par François Asselin. Ça, c'est pas un ouï-dire, là, il l'a signée.

Q. **[7]** En avez-vous copie, Monsieur McDougall?

Me JEAN LORTIE :

Ça, la lettre d'intention c'est un très bel exemple. Ça, ce serait du ouï-dire, ce serait un document qui doit venir de son auteur. Pas de quelqu'un qui l'a reçu. Parce que je peux pas contre-interroger monsieur McDougall sur le contenu de cette lettre-là, qu'est-ce que l'auteur a voulu dire, qu'est-ce qu'il avait en tête. C'est ça l'idée de l'objection de... du ouï-dire. Je comprends qu'il dit qu'il l'a reçue, mais il ne peut pas la produire pour l'auteur.

LA PRÉSIDENTE :

Je comprends, mais en fait ce que monsieur McDougall... enfin vous me corrigerez, là, mais ce que j'en comprends c'est qu'il veut juste établir qu'il a reçu la lettre. Je pense qu'il peut faire... il peut établir le fait qu'il a reçu la lettre d'intention...

Me JEAN LORTIE :

Oui.

LA PRÉSIDENTE :

... de l'entreprise Groupe GDS. Alors c'est... dans cette optique-là, moi, j'ai pas de problème.

R. Voulez-vous une copie de la lettre?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Q. **[8]** Oui, s'il vous plaît, Monsieur McDougall.

R. Donnez-moi quelques secondes. La voici.

Q. **[9]** Donc, merci, Monsieur McDougall. Madame la Greffière, j'aimerais déposer la lettre. Je sais qu'on a fonctionné par onglet jusqu'à maintenant, là. Mais je comprends que ce serait la P-1, le document 1.

Me JEAN LORTIE :

Est-ce que ce serait possible de nous en donner une copie pour qu'on en prenne connaissance, s'il vous plaît?

LA PRÉSIDENTE :

Parfait. Je vais vous demander, Maître Boudreau, si vous avez beaucoup de pièces à produire comme ça aujourd'hui et que vous n'avez pas fait de copie pour tout le monde, on pourra prendre une pause tantôt pour qu'on puisse faire les copies parce qu'on va avoir de la difficulté à vous suivre, là,

si on n'a pas toutes ces pièces-là.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

J'ai au moins deux copies de cette lettre-là. Autrement, à moins de nouveaux... bien d'autres éléments, là, il ne devrait pas y avoir plus de production de pièces aujourd'hui.

LA PRÉSIDENTE :

O.K. Auriez-vous la gentillesse de juste en donner une copie pour que... à maître Lortie pour qu'il puisse la voir?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Donc, je peux lui en donner une copie maintenant, au moins deux copies, là.

Me JEAN LORTIE :

Je veux juste la lire.

LA PRÉSIDENTE :

Oui, c'est ça au moins pour qu'il puisse voir la lettre, là.

Me JEAN LORTIE :

Merci, je vous la redonne tout de suite.

LE GREFFIER :

Juste pour préciser, donc la cote ce sera P-1.

LA PRÉSIDENTE :

Pour les notes sténo, là, c'est une lettre d'intention pour la collaboration entre Groupe GDS,

Flumen Énergie et First Block en date du dix (10) décembre deux mille vingt-trois (2023)

P-1 : Lettre d'intention pour la collaboration entre Groupe GDS, Flumen Énergie et First Block, datée du 10 décembre 2023

Allez-y, Maître Boudreau.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Merci, Madame le Régisseur.

Q. **[10]** Donc, il y a une composante au projet qui est de la restructuration de chaleur, puis ça...

Me JEAN LORTIE :

De récupération de chaleur.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Q. **[11]** Récupération de chaleur. Puis qu'est-ce que ça implique pour le projet? Qu'est-ce que ça veut dire pour le projet qu'il y ait de la recirculation de chaleur?

R. C'est parce que quand on fait une récupération de chaleur et qu'on la valorise, c'est l'équivalent d'une baisse de consommation électrique.

Ça fait que, là, dans ce cas, ici, au Groupe GDS qui veut sept mégawatts (7 MW) minimum de chaleur, c'est sept mégawatts (7 MW) qu'il ne

tirera pas du réseau Hydro-Québec.

Me JEAN LORTIE :

Effectivement, là. Objection. Je suis capable de comprendre que la chaleur fournie à quelqu'un va peut-être réduire un peu sa consommation électrique, mais par combien, ça, ça prendrait un expert pour le dire.

Ça fait que sept point cinq mégawatts (7,5 MW), ça, c'est une figure qui est assez précise et ça aurait pris une expertise pour venir nous l'étayer.

LA PRÉSIDENTE :

En fait, je ne suis pas sûre de l'expertise nécessaire, mais pour votre point précédent, je ne suis pas convaincue que c'est monsieur McDougall qui serait en mesure de venir témoigner là-dessus. Alors, c'est juste...

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Q. **[12]** Donc, votre projet d'énergie Flumen, à quelle date diriez-vous que le projet est terminé?

R. Le projet a commencé en décembre deux mille dix-sept (2017), techniquement. Là, j'ai eu des discussions avec Mathieu Bérubé, Hydro-Québec Distribution. On a eu une rencontre au Complexe Desjardins fin décembre deux mille dix-sept (2017),

début deux mille...

Là, j'ai aussi rencontré des gens d'Hydro-Québec à Rivière-du-Loup. Puis là, monsieur Bérubé m'a expliqué que pour un projet comme ça, il fallait que la demande de puissance à Hydro-Québec, il fallait que ça soit fait par un électricien autorisé. Alors, un électricien qui a ses licences pour travailler sur le 25 kV et caetera. Et il fallait que ça soit fait sur le formulaire d'Hydro-Québec par l'électricien autorisé.

Alors, on a fait ça en janvier deux mille dix-huit (2018). Puis en février deux mille dix-huit (2018), j'ai reçu un accusé de réception d'Éric Filion, vice-président d'Hydro-Québec Distribution qui avait bien reçu notre demande de puissance de vingt mégawatts (20 MW) pour un projet de centre de données cryptographiques.

Puis là, dans son accusé de réception, il a expliqué... J'ai une copie de l'accusé de réception, si vous le désirez. En tout cas, il a bien expliqué qu'Hydro-Québec était noyé par les demandes de puissance pour ce genre de projets-là, puis qu'il avait mis en place un moratoire. Ça, c'est février deux mille dix-huit (2018). Est-ce que je continue?

Q. **[13]** Oui. Donc, après février deux mille dix-huit (2018), vous avez reçu cet accusé réception. Quelles ont été vos démarches par rapport au projet finalement?

R. Le tout a été envoyé à la Régie de l'énergie pour les délibérations à ce sujet-là. Qu'est-ce que... qu'est-ce qu'Hydro-Québec doit faire avec ces genres de demandes de puissance là pour cette application, pour cette industrie-là, ni plus ni moins une nouvelle industrie. Ça fait qu'il y a eu pendant l'hiver deux mille dix-huit (2018) et début deux mille dix-neuf (2019), il y a eu des audiences publiques, j'ai assisté, dans le sous-sol de votre bureau, place Victoria, en tout cas. Puis, ça fait que là il y a eu des audiences publiques, les mémoires, les présentations de toutes sortes. Et puis, en juin deux mille dix-neuf (2019), il y a eu les instructions de la part de la Régie de l'énergie à Hydro-Québec de payer... commencer par payer un bloc dédié de trois cents mégawatts (300 MW). Et à ce moment-là, parce qu'il y avait eu plus de dix-huit mille mégawatts de puissance... de demande de puissance, trois cents mégawatts (300 MW) semblaient être très petit. Ça fait que là, la Régie de l'énergie a dit à Hydro-Québec de

– ma compréhension – c'était un bloc dédié de trois cents mégawatts (300 MW), puis un concours pour... puis commencer avec ce trois cents mégawatts (300 MW) là avant d'aller plus loin dans cet ordre. Nous, on a – moi puis Mike, puis Mike était dans le secteur, c'est pour ça que j'étais associé avec lui – puis nous on a participé dans cette concours qui appelait... qui s'appelait « Appel de proposition – je ne me rappelle pas – 2019 »... En tout cas, vous savez c'est quoi.

Q. **[14]** Donc, c'est la... oui, c'est l'appel de proposition qui a été lancé.

R. Oui. Et ça a été lancé, il me semble, juin, à peu près juin deux mille dix-neuf (2019). J'ai la date butoir de la proposition, c'était octobre deux mille dix-neuf (2019). Ça fait que là, nous, on a soumis une proposition pour vingt mégawatts (20 MW) au nom de Énergie Flumen Inc., en octobre deux mille dix-neuf (2019), à l'intérieur de ce concours d'Hydro-Québec Distribution qui a été géré par Raymond Chabot. Ils avaient délégué la gérance du concours, appel de proposition, ils avaient délégué ça à Raymond Chabot inc. Ça fait que nous, on a soumis notre proposition, puis on devait soumettre deux cents (200), parce qu'on était vingt mégawatts

(20 MW), puis c'était dix dollars du kilowatt (10 $/kW), ça prenait une garantie financière. Ça fait que vingt mille kilowatts (kW) fois dix dollars le kilowatt (10 $/kW), ça fait deux cent mille dollars (200 000 $). Ça fait que là, il fallait qu'on ait un chèque certifié ou un mandat pour deux cent – à l'ordre d'Hydro-Québec – pour deux cent mille dollars (200 000 $) qui accompagnait notre proposition dans ce concours-là. Est-ce que je continue?

Q. **[15]** Bien, donc je comprends que vous avez répondu à l'appel de proposition.

R. Oui, oui.

Q. **[16]** Que dans le contexte de votre réponse à l'appel de proposition, vous avez déposé une garantie financière de deux cent mille dollars (200 000 $).

R. Oui.

Q. **[17]** Donc là, vous déposez votre proposition, puis qu'est-ce qui se passe ensuite?

R. Bien, première des choses, la garantie financière de deux cent mille dollars (200 000 $), là, Mike puis moi on avait fait cinquante, cinquante (50-50), ça fait que lui... moi, j'avais amené – lui il est ici à Montréal, puis moi je suis à Rivière-du-

Loup – moi, j'avais amené un chèque certifié de ma caisse de Rivière-du-Loup pour cent mille dollars (100 000 $). Quand je suis arrivé ici, il n'avait pas son cent mille dollars (100 000 $). Ça fait que là, on a fait toutes sortes de démarches avec ses amis, puis sa famille, puis en tout cas, puis ça ne marchait pas, ça fait que c'est moi qui a mis l'autre cent mille (100 000). Au lieu de mettre cent mille (100 000) chaque, j'ai mis cent pour cent (100 %) du deux cent mille (200 000). Ça fait que... puis je l'ai fait sous prétexte qu'à la place de cinquante cinquante (50/50), qu'on soit soixante et quinze, vingt-cinq (75/25). Puis là, Mike a signé les papiers notariés en ce sens-là, les papiers légaux en ce sens-là.

Ça fait que là, on a eu une acceptation officielle de Raymond Chabot Grant Thornton en janvier deux mille vingt (2020) pour... suite à notre proposition. Puis quand on a... suite à ça, là, c'était... ça fait partie de... du fonctionnement de ces choses-là, en tout cas, il fallait accepter l'acceptation. Je trouvais ça bizarre, mais en tout cas, il fallait... Fait que là, on a accepté l'acceptation. Puis pas longtemps après ça... Parce que le but de l'exercice, au

début, pour moi, c'était de sauver mon moulin à Saint-Antonin. C'était ça que je cherchais à faire. Parce que...

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

O.K. On va y arriver, mais d'abord, sur l'avis d'acceptation. Donc, vous avez reçu copie de l'avis d'acceptation en janvier. Puis Madame le Régisseur, je sais que j'avais dit que ça allait être rare mais on va continuer de déposer des pièces. Donc, avez-vous copie de l'avis d'acceptation...

R. Oui.

Q. **[18]** ... de janvier deux mille dix-neuf (2019)?

R. Oui, oui. Oui.

Me JEAN LORTIE :

Ce n'est pas la pièce...

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Pour nous, oui. L'onglet est déjà là. C'est pour ça, Madame le Régisseur, je ne sais pas comment vous voulez qu'on fonctionne. Il y a certaines pièces qui ont déjà été déposées dans le cadre de la plainte, là.

LA PRÉSIDENTE :

Si les pièces ont déjà été déposées, vous avez seulement à demander, on va... on pourra l'afficher.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

C'est bon. Je n'ai pas averti monsieur le greffier à l'avance des pièces auxquelles j'allais référer, là.

Me JEAN LORTIE :

Est-ce que je peux faire une suggestion?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Bien sûr.

Me JEAN LORTIE :

On les a déjà, les pièces. Déjà sous 1, 2, 3, 4, 5. Tantôt, vous avez déposé une nouvelle pièce comme P-1.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Exact.

Me JEAN LORTIE :

Je pense qu'on devrait recoter cette pièce-là comme étant P... probablement P-25 parce qu'on avait déjà P-24. Puis ça va être plus facile de se retrouver après. Parce que si on les décale toutes de même à partir de maintenant, je pense qu'on n'aura pas de plaisir quand on va relire les notes.

LA PRÉSIDENTE :

Alors, ça va être effectivement la pièce... Je vais juste reprendre votre...

Me JEAN LORTIE :

Ce n'est peut-être pas P-25, mais moi je pense...

R. Est-ce que je vous remets l'acceptation?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Vous pouvez la garder, là, elle est déjà au dossier. Donc là, c'est seulement une question de comment est-ce qu'on va coter ça, mais...

LA PRÉSIDENTE :

Donnez-moi un instant, je vais juste...

LE GREFFIER :

Si c'est une nouvelle pièce qui est produite à l'audience, là, il faudra nécessairement la coter P-2, P-3, et cetera. Par contre, c'est déjà une pièce au dossier, elle n'a pas besoin de coter spécifiquement puisqu'elle est déjà au dossier.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Parfait. Donc, pour les... j'abonde dans le même sens que mon confrère, là. Je pense que ça pourrait devenir... mais vraiment pour de nouvelles pièces, là, je ne pense pas qu'on en ait beaucoup d'autres aujourd'hui, là, à déposer, autre que celles qui sont déjà au dossier.

LA PRÉSIDENTE :

On voit effectivement que vous avez 24 pièces. Je pense qu'on... Monsieur Specte, on va être rendu à

P-1 audience ou bien P-25?

LE GREFFIER :

En fait, si c'est une nouvelle pièce, donc produite durant l'audience, effectivement, là, donc on poursuit sur P-1, P-2, et cetera. C'est une directive directement du Greffe. Parce que je l'ai vu avec d'autres dossiers, c'est comme ça qu'on les nomme quand c'est une nouvelle pièce produite en audience. Par contre, si on réfère à une pièce déjà existante, en fait, elle n'a pas à être coter.

LA PRÉSIDENTE :

On va la coter P-1 pour aujourd'hui, puis on verra...

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

On va se démêler, là.

LA PRÉSIDENTE :

Oui.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Je pense qu'on va suivre les directives du greffier.

LA PRÉSIDENTE :

Si les pièces sont déjà au dossier...

LE GREFFIER :

C'est ça.

LA PRÉSIDENTE :

... s'il vous plaît, référez à l'onglet.

LE GREFFIER :

Oui.

LA PRÉSIDENTE :

Et puis on pourra, à ce moment-là fonctionner. Je pense que c'est tout simplement ça, c'est que dans la plainte, c'est considéré comme un onglet et non pas une pièce même si c'est coté P-1 dans l'onglet. Alors, on va juste... est-ce que cette pièce-là, est-ce que le document est un des vingt-quatre (24) onglets?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Oui.

Me JEAN LORTIE :

Onglet 1.

LA PRÉSIDENTE :

Onglet 1. Est-ce qu'il est possible d'afficher le reste? Merci.

LE GREFFIER :

Alors, concernant la pièce, quelles sont les données, elle a été déposée quand?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Oui, on vient de la déposer.

LA PRÉSIDENTE :

La pièce, elle est dans la plainte, en fait. Il faut ouvrir la plainte.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Dans le fond, on se réfère à...

LA PRÉSIDENTE :

La page 12é

LE GREFFIER :

Merci.

LA PRÉSIDENTE :

Je m'excuse du délai..

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Q. **[19]** Monsieur McDougall, je ne sais pas si vous avez accès à l'écran, là, mais don vous voyez, là, que c'est effectivement l'avis d'acceptation, là, que vous avez reçu.

R. Oui, Mike était président, à ce moment-là.

Q. **[20]** Et donc, quelles étaient les étapes que vous deviez accomplir en lien avec, une fois que vous avez reçu l'avis d'acceptation, quelles sont les prochaines étapes que vous deviez accomplir?

R Ah, ce n'est pas nous qui devaient accomplir, c'était Hydro-Québec qui devait réaliser une ingénierie préliminaire pour déterminer les coûts de raccordement à cet emplacement-là pour vingt

mégawatts (20 MW), plus ou moins trente pour cent (30 %). Et puis on a reçu ça, cette information-là, j'ose dire février, pas longtemps après l'acceptation, puis c'était supérieur à sept millions de dollars (7 M $). Ça fait que ça mettait le projet, la viabilité du projet en jeu.

Q. **[21]** Non, mais cette estimation de sept millions (7 M) est sortie de où?

R. C'est plus de sept millions (7 M). Ça, ça venait de Hydro-Québec, puis c'est Chantal Turgeon puis son groupe, là, excuse-moi, chez Hydro-Québec Distribution, mais là, ça, quand c'est arrivé, on a demandé que ça soit quoi le nombre, parce qu'il aurait fallu, idéalement, il aurait fallu connaître de façon préliminaire les coûts de raccordement avant de participer dans l'appel de proposition.

Mais là, ça c'était impossible, on avait demandé ça. Ça fait que, là, ils ont dit : O.K. Nous, on a dit bien... pour un coût de raccordement raisonnable, c'est quoi le nombre de mégawatts à cet emplacement-là, puis ils sont arrivés avec six mégawatts (6 MW) à deux cent mille dollars (200 000 $) environ, plus ou moins trente pour cent (30 %) environ.

Alors, on a dit : O.K. Parfait. Six

mégawatts (6 MW) à deux cent mille dollars (200 000 $), le coût de raccordement, ça marche.

Mais on était autorisés pour vingt (20). Qu'est-ce qu'on a le droit de faire avec l'autre quatorze mégawatts (14 MW), c'est ça notre question. Bien, ils ont dit : bien, t'as juste à prendre une autre propriété. Ça fait que, là, on est allés à Cap-Chat à un parc éolien à Cap-Chat, puis on avait un terrain là-bas puis on a fait une demande. Ils ont analysé les travaux de raccordement, puis ils sont arrivés en haut de dix millions (10 M) de coûts de raccordement, ça fait que ça marchait pas. Puis c'est là que Chantal Turgeon puis son collaborateur, monsieur Beaulieu, une compagnie à Rimouski, eux, ils ont deux autres qui ont proposé l'emplacement dans le parc industriel de Matane. C'était une papetière, un peu le même scénario que Saint-Antonin, une papetière qui était à... fermé depuis treize-quatorze (13-14) ans environ à ce moment-là, je crois. Ça s'appelait RockTenn puis une immense propriété. Puis... ça fait que là on a fait la demande de... préliminaire des coûts de raccordement. Puis ils sont arrivés avec je crois soixante-dix-huit mille (78 000)... en tout cas en bas... en bas de quatre-vingt mille

(80 000) pour vingt mégawatts (20 MW). Ça fait que là on a demandé c'est quoi qu'on a le droit de faire. Ils ont dit : vous pouvez faire quatorze mégawatts (14 MW) à Matane, puis six mégawatts (6 MW) à Saint-Antonin, si vous voulez. Ou vous pouvez tout faire les vingt mégawatts (20 MW) à Matane. Ça fait que vingt mégawatts (20 MW) à quatre-vingt mille (80 000), le calcul n'était pas dur à faire.

Ça fait que là monsieur le maire à l'époque de Matane, parce que c'est la municipalité qui avait saisi cette propriété-là parce que la papetière était fermée, ça fait que la propriété appartenait à la municipalité de Matane. Puis monsieur le maire à ce moment-là, qui était monsieur Landry, je crois, lui, il avait offert un loyer un dollar (1 $) pour cinq ans. Comme un congé pour qu'on fasse les investissements pour créer des emplois, pour qu'on déploie une activité économique avec la possibilité de récupération de chaleur. Parce que l'autre était beaucoup axé sur économie circulaire qu'il s'appelle. Les rejets de l'un deviennent l'ingrédient ou la matière première de l'autre. Ça fait que... ça fait qu'on a... tout a été transféré à l'emplacement à Matane. Le vingt

mégawatts (20 MW) au complet.

Q. **[22]** On parle de quel site, là, spécifiquement à Matane?

R. 90, rue du Parc industriel à Matane. Et... et alors madame Turgeon a fait rédiger une entente d'avant-projet pour vingt mégawatts (20 MW) à l'emplacement à Matane. Nous, on l'a signée. Il y avait une contribution financière encore une fois qui était exigée, qui était... je ne me rappelle pas le chiffre exact, mais c'est à peu près seize mille (16 000) il me semble. Parce que les... ça va en... par rapport aux coûts de raccordement prévus. Puis compte tenu qu'on avait quatre-vingt mille (80 000) ou à peu près de coûts de raccordement prévus ils exigeaient seize mille (16 000) dans l'entente d'avant-projet, ça fait que là on a payé le seize mille (16 000), on a signé l'entente d'avant-projet puis Hydro-Québec a signé l'entente d'avant-projet. Puis ça, ça s'est fait en octobre deux mille vingt (2020).

Q. **[23]** Donc, c'est... pour référence c'est l'onglet 2 du dossier l'entente d'avant-projet du trente (30) octobre deux mille vingt (2020). Donc, l'entente d'avant-projet prévoyait le raccordement... on prévoyait le projet d'Énergie Flumen à vingt

mégawatts (20 MW) au site de Matane. Quels ont été les échanges entre Énergie Flumen et Hydro-Québec après la signature de l'entente de raccordement?

R. Bien la signature de l'entente de raccordement, si vous permettez, je vais insérer un fait, là.

Q. **[24]** Allez-y. Comme vous...

R. Une fois qu'on a signé vingt mégawatts (20 MW) à Matane, là la pertinence de moi dans le projet était beaucoup moins importante parce que moi j'avais la propriété avec le barrage, l'expertise hydroélectrique et tout.

Q. **[25]** Puis juste... peut-être juste...

R. Mais là c'était...

Q. **[26]** ... avant d'aller plus loin, là. Vous référez au barrage, puis plus tôt vous aviez référé à un autre site. Pouvez-vous me parler de ce site-là, de quoi il s'agit?

R. Ah, mon Dieu... Euh... J'ai fait une maîtrise en administration a l'Université Laval de quatre-vingt-sept (1987) à quatre-vingt-neuf (1989). Puis en quatre-vingt-neuf (1989), j'ai fait un projet d'entreprise qui était là à cette usine de pâte et papier-là, à Saint-Antonin et j'étais... Juste un instant, je m'excuse.

Q. **[27]** Prenez votre temps, Monsieur McDougall.

R. Soixante (60) employés. Et puis... Bien, c'est un peu touchant... Euh... Excuse-moi... O.K. J'ai fait un stage. Ça fait que j'ai connu tous les employés...

Et puis, j'avais été... J'avais travaillé dans une autre papetière, avant, ça fait que je leur avais donné des idées pour qu'ils aillent chercher des nouveaux contrats, puis ça a marché. Puis là, j'ai fini ma maîtrise. J'étais parti, puis j'ai reçu une lettre quelques années plus tard, signée par tous les employés, soixante (60) signatures, me demandant de prendre la direction du moulin puis de sauver les emplois. Ça fait que c'est ça qui est arrivé.

Q. **[28]** Je ne sais pas si on a des mouchoirs ou des papiers qu'on pourrait utiliser?

R. Merci.

Q. **[29]** O.K. Donc...

R. Il en existe des plus doux.

Q. **[30]** Ah! Parfait. Parfait.

R. Je ne m'attendais pas à ça.

Q. **[31]** Désolée.

Me JEAN LORTIE :

Q. **[32]** Des allergies, c'est ça?

R. Oui, c'est ça... Euh... Puis là...

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Q. **[33]** Donc, vous aviez fait très bonne impression à ce site-là...

R. Oui.

Q. **[34]** ... durant vos études. Les employés vous ont demandé de prendre la direction...

R. Oui.

Q. **[35]** ... de ce site-là. Et là, qu'est-ce que...

R. Mais ça, c'était... On parle en quatre-vingt-douze (1992). Là, il y a eu le programme, APR-91. Puis le APR-91 dans le gouvernement de Bourassa, ça a commencé fin quatre-vingt-douze (1992) puis ça a duré jusqu'au trente et un (31) décembre quatre-vingt-quinze (1995).

Bien, moi, j'étais directeur général de cette usine-là, puis je savais très bien que je pouvais signer le contrat à l'intérieur du cadre de l'APR-91.

Q. **[36]** Puis l'APR-91, là, pour ceux qui...

R. L'APR-91, c'est un contrat de vingt (20) ans renouvelable pour un autre vingt (20) ans avec Hydro-Québec pour la vente de courant produit avec le barrage.

Mais en signant ce contrat-là, cinquante-neuf (59) sur soixante (60) employés sont dehors.

Je n'avais pas le coeur pour faire ça. Ça fait que là, j'arrive, j'ai dit : « Au pire, là, je vais amener... je vais amener le plus loin que je suis capable. » C'était un panier de crabes, c'est sûr qu'il y avait des problèmes partout là-dedans. J'ai amené ça jusqu'en deux mille un (2001). Puis, en deux mille un (2001), je suis allé voir Hydro-Québec pour vendre le courant du barrage. Parce que là, à cause de ces affaires-là, là, puis tout le reste, bien là le moulin avait frappé un mur. Tout le monde était dehors : « Ça fait que là, ce n'est pas grave signer un contrat à long terme avec Hydro-Québec. » Je m'en vais chez Hydro-Québec, j'ai été traité comme un moins que rien, un débutant, puis ça a duré, puis ça dure encore, même aujourd'hui, ça fait vingt-trois (23) ans. L'avocat ici, là, qu'on a, il a vingt-trois (23) ans.

Puis là, on a essayé... j'ai essayé plein, plein, plein de démarches dans tous les sens, mais ça revient toujours à Hydro-Québec. Même aujourd'hui, ils m'ont exigé une étude de faisabilité pour une première centrale hydroélectrique. Je l'ai fait, ça m'a coûté trente mille piastres (30 000 $), puis ils m'ont félicité : « C'est très bien fait, c'est meilleur

que la majorité des études de faisabilité qu'on voit, puis votre prix c'est correct, pour l'indexation c'est correct. » Il est où le contrat? Là, je les rencontre encore jeudi cette semaine, c'est l'équivalent d'une pause ça aussi. Là, on est rendu au bout de vingt-trois (23) ans, ça crie au meurtre qu'ils ont besoin de mégawatts, puis non, je n'ai pas de contrat, moi, là, là.

Q. **[37]** Ça fait que là, dans le cadre de ce barrage-là, vous avez refusé une première entente d'achat d'électricité de la part d'Hydro-Québec en quatre-vingt-douze (92). Vous vous êtes réessayé en deux mille un (2001), puis là ça bloquait pour quelconque raison. Là, on comprend que les démarches sont toujours en cours. Puis, quel est le lien entre... pour vous, selon vous, quel est le lien entre ce projet-là puis le projet Énergie Flumen?

R. Bien, c'est qu'Énergie Flumen, on aurait pu fabriquer le courant avec le barrage, puis au moins l'intégrer dans le... l'intégrer dans le centre de données. T'sais, c'est quand même des kilowatts heure (kW/h) qui ont un coût de fabrication pas élevé. Puis, c'était une façon de valoriser le barrage, puis les actifs hydroélectriques sont en

place.

Q. **[38]** Oui.

R. Parce qu'Hydro-Québec n'achètent pas, t'sais. Ils n'achètent pas, ils traînent, je ne suis pas prioritaire, en tout cas.

Q. **[39]** O.K.

R. C'est ça.

Q. **[40]** Revenons, maintenant qu'on comprend mieux ce lien-là avec l'installation hydroélectrique. Là, on a signé l'entente d'avant-projet en octobre deux mille vingt (2020), vous avez déboursé, là, seize mille dollars (16 000 $), là, pour cette entente d'avant-projet là. Et à ce moment-là, là, je comprends que vous échangez avec Chantal Turgeon, et quels sont vos prochains échanges ou discussions en lien avec le projet Énergie Flumen?

R. Bien, c'est ça, à ce moment-là, lorsque le vingt mégawatts (20 MW) a été rendu à Matane, il n'était plus à Saint-Antonin, il était à Matane, autorisé par Hydro-Québec et tout, là, pour Mike, là, c'est son esprit à lui, il n'a plus besoin de moi, t'sais. Ça fait que là, lui, il a confisqué mes actions, il était président de la... en tout cas, il a fait des manigances, puis – il était administrateur – là, j'étais obligé de me défendre.

Puis, on a eu, de novembre deux mille vingt (2020) à aller au mois d'août deux mille vingt et un (2021), à régler ça, puis quand on a réglé, monsieur le juge, on a fait, Mike a été obligé de payer mes honoraires légaux, et là je suis unique administrateur, je suis président, ça a comme clarifié. Ça fait que là, à partir de ce moment-là, admettons août deux mille vingt et un (2021), bien là, avant de pouvoir donner le O.K. parce que là on a eu un transfert de dossier de Chantal Turgeon à madame Liana Adornato chez Hydro-Québec Distribution. Madame Adornato, elle voulait absolument un écrit, un engagement de la Municipalité, avant de donner le feu vert pour l'ingénierie détaillée et puis l'analyse des coûts détaillés des travaux de raccordement. Fait que là, ça a pris... la Municipalité, ils voulaient... ils avaient toute une liste d'épicerie, dont le son était un facteur important. Mais il fallait, à l'intérieur de cette immense propriété-là, il fallait désigner un terrain pour nous, cent mille pieds carrés (100 000) environ, qui était proche du point de raccordement avec Hydro-Québec. Fait que là, il fallait faire cadastrer... arpenter et cadastrer le terrain, en tout cas, s'entendre sur

location ou achat de terrain. Fait qu'on a tout fait ça... ça, ça a amené jusqu'à l'été deux mille vingt-deux (2022).

Q. **[41]** Puis là, le changement de dossier entre... bien, le changement de responsable du dossier entre Chantal Turgeon puis Liana Adornato, c'est à quelle période environ?

R. Il me semble que c'était avril deux mille... deux mille vingt-deux (2022). Je pourrais, si vous me donnez deux secondes, je peux vous le dire précisément.

Q. **[42]** Bien oui, vous... bien, peut-être que la présence de madame Adornato dans le dossier, là, c'était pour avoir une meilleure idée. Mais bref, je comprends qu'il y avait toutes sortes de demandes que vous deviez aller chercher de la part de la Municipalité. Hydro-Québec vous demandait, là, d'avoir toutes sortes d'éléments, d'aller confirmer auprès de la Municipalité.

R. C'est... excuse, c'était le sept (7) avril deux mille vingt-deux (2022).

Q. **[43]** O.K. Et là, une fois que... avez-vous obtenu ces demandes? Avez-vous obtenu...

R. Oui.

Q. **[44]** ... réponse aux demandes?

R. On a eu une résolution acceptée à l'unanimité par le conseil municipal de Matane. Et puis, ça a permis à madame Adornato de donner le feu vert pour l'ingénierie détaillée et le... l'analyse détaillée des coûts de raccordement. Puis ça, c'était l'été deux mille vingt-deux (2022).

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Monsieur Specte, pouvez-vous afficher à l'écran l'onglet 7?

LE GREFFIER :

Ça serait quelle page sur le document PDF?

LA PRÉSIDENTE :

C'est la page 51..

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Q. **[45]** Donc, Monsieur McDougall, je ne sais pas si vous voyez bien, là, la résolution à l'écran?

R. Oui.

Q. **[46]** Est-ce que c'est la résolution dont vous parliez, là?

R. On a eu... on a eu de quoi avant ça. On a eu une... Oui, ça, c'était important. On a eu une lettre avant ça. Parce que là, il y a eu une élection municipale. Puis il y a eu un changement de monsieur le maire. Puis c'était devenu Eddy Métivier. Puis... oui, le premier (1er) août deux

mille vingt-deux (2022).

Q. **[47]** Ça, je n'ai pas l'impression qu'on en ait copie de notre côté, là. Donc, une lettre d'intention du premier (1er) août deux mille vingt-deux (2022), implantation d'un centre de calcul haute densité.

Me JEAN LORTIE :

Alors, je vais faire la même objection que tout à l'heure sur la lettre d'intention. Je comprends que dans la mesure où il faut faire la preuve qu'il l'a reçue, pas de problème, mais ça ne peut pas aller plus loin que ça. Maintenant, je vais la lire. C'est au dossier, ça?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Cette lettre-là n'est pas au dossier.

LA PRÉSIDENTE :

Elle va devoir être cotée P-2 à ce moment-là.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Oui.

R. Puis on avait le terrain à... le terrain était à cadastrer, t'sais? Fait qu'il y a eu un plan.

Me JEAN LORTIE :

Ça, ça va être P-2 audience?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Bien, on le cote P-2.

P-2 : Lettre d'intention du 1er août 2022, implantation d'un centre de calcul haute densité

R. Oui, le quinze (15) août deux mille vingt-deux (2022).

Q. **[48]** Donc, vous avez pu à ce moment-là donner le feu vert à Hydro-Québec que vous aviez l'accord de la Municipalité, vous aviez les documents que la Municipalité requérait. Là, on est à quel moment environ?

R. On est à l'été deux mille vingt-deux (2022).

Q. **[49]** L'été deux mille vingt-deux (2022). Puis qu'est-ce qui se passe à l'été deux mille vingt-deux (2022)? Quels sont les développements associés au projet?

R. Il y a eu l'ingénieur Jérôme Paquet Dickner qui est venu, ingénieur d'Hydro-Québec, pour faire l'ingénierie détaillée des travaux de raccordement. Ça, c'en est un. Puis, là, il y avait un département chez Hydro-Québec Distribution, je crois, où il faisait une analyse détaillée des coûts, les intrants, les fournitures, les achats qui devaient se faire pour les travaux de raccordement. Puis le tout, c'était terminé selon

madame Adornato décembre deux mille vingt-deux (2022).

Q. **[50]** Ça fait que l'ensemble des analyses qu'Hydro-Québec devait faire...

R. Elle m'avait dit qu'elle avait même un avocat, ou une avocate, excuse, attitrée pour la rédaction du contrat de raccordement. Ça, c'est décembre deux mille vingt-deux (2022).

Q. **[51]** O.K. Puis, là, qu'est-ce qui se passe après?

R. Après ça, je dirais pas grand-chose parce que, là, elle disait qu'elle ne comprenait pas, na na na. Puis, là, j'ai été à Québec à cause...

Q. **[52]** Qu'est-ce qu'elle ne comprenait pas?

R. Elle ne comprenait pas pourquoi ça n'avançait pas. Puis, là, elle m'a téléphoné en février deux mille vingt-trois (2023). J'ai assisté au colloque annuel de l'AQPER, l'Association québécoise des producteurs d'énergie renouvelable, à Québec, au Château Frontenac. Elle m'a téléphoné. Puis elle était, peut-être pas en panique, là, mais elle était... là, c'était sérieux, là. Elle ne comprenait pas du tout pourquoi la rédaction du contrat de raccordement n'avançait pas. Puis elle dit : « C'est bloqué. » Puis elle dit : « Je ne sais pas c'est qui le bloque mais... » Elle dit...

Elle me recommandait fortement à communiquer avec le cabinet de Fitzgibbon.

Ça fait que, là, j'ai dit « câline ». Ça fait que c'est là que j'ai commencé les démarches politiques fonctionnaires, des démarches à part Hydro-Québec, si on veut, pour faire avancer. Puis notre député à Rivière-du-Loup qui est un député de la CAQ, Amélie Dionne, elle reste en face de chez nous, je suis allé voir Amélie. Puis elle connaît bien Fitzgibbon puis son cabinet. Ça fait que, là, elle m'a mis en contact avec Samuel Thomas Gamache et Pascal Cormier dans le cabinet de Fitzgibbon ici à Montréal.

Puis de par l'AQPER, j'ai pu connaître Philippe Doyon. J'ai été chanceux. C'était Julie... C'est quoi son nom à elle? En tout cas! Une autre haut placée dans le Ministère. Qui m'a dirigé à Philippe Doyon, que lui était le numéro un côté ministère, côté fonctionnaire, pour l'aspect appel de propositions, chaînes de blocs, des projets, tout ça. Parce qu'en mars deux mille vingt-trois (2023), j'avais demandé une rencontre avec madame Adornato. Mais oubliez pas, là, qu'il y avait une pandémie dans tout ça. Là, j'avais demandé une rencontre avec madame Adornato et monsieur Déjean,

qui était son patron, en mars deux mille vingt-trois (2023).

Je suis parti de Rivière-du-Loup. J'avais un collaborateur, Jonathan, qui m'aidait dans le projet. Ça fait que moi puis Jonathan, on est allés au Complexe Desjardins rencontrer ces gens-là. Puis nous avons rencontré madame Adornato à son bureau au mois de mars deux mille vingt-trois (2023). Monsieur Déjean ne s'est pas présenté. Ça fait que, là, c'est là que j'avais communiqué avec monsieur Doyon et puis monsieur Doyon, il disait : non, non, non. Il dit : attends un peu, là. Il dit : monsieur Déjean c'est une bonne personne, il y a sûrement moyen de s'entendre, ta-ta-ta. Bon. J'ai dit : c'est correct. J'ai dit : moi, j'ai juste besoin de savoir c'est quoi que je dois faire puis... Il dit : écrivez-le, je vais le communiquer. Puis on... vous allez être bons pour régler ça. Ça fait que là j'ai eu une communication de monsieur Déjean m'offrant une rencontre à Matane.

Q. **[53]** Donc, si on refait la... la ligne, là, donc madame Adornato vous avertit qu'il y a peut-être un blocage dans le dossier. Elle vous conseille de contacter le politique pour faire avancer votre projet.

R. Oui, elle m'a donné même le nom du chef du cabinet, de mémoire.

Q. **[54]** Donc...

R. En tout cas.

Q. **[55]** ... elle vous est venue en aide à ce moment-là, elle vous a pointé vers les bonnes personnes. Le cabinet, lui, il vous dit : la personne que vous avez contactée, bon, c'est Philippe Doyon. Puis Philippe... c'est Philippe Doyon qui vous réfère à Christian Déjean?

R. Non.

Q. **[56]** Si j'ai bien compris, là, j'essaye de...

R. Non, non, moi, j'ai... j'ai expliqué à monsieur Doyon que j'avais essayé de rencontrer monsieur Déjean, que ça n'a pas fonctionné. Il ne s'est pas... il ne s'est pas présenté. Tout le monde chez Hydro-Québec qui... il y a une bonne partie de cette gang-là qui font beaucoup de télétravail, surtout durant la pandémie. Ça fait que là...

Q. **[57]** Ça fait que monsieur Déjean c'était votre... vos propres démarches.

R. Oui, mais le mardi ça rentrait tous. Il était là, il était dans le bâtiment, mais on ne l'a pas vu. Puis il n'est pas... il ne s'est pas présenté à nous voir. Ça fait que là on... on a trouvé ça

plate de s'être déplacé de Rivière-du-Loup pour ça, mais là après monsieur... les communications avec monsieur Doyon, puis tiens monsieur Déjean il a offert une rencontre à Matane puis il m'a dit que les intervenants locaux sont les bienvenus. Ça fait que là je les ai tous « callés ». Monsieur le maire, directeur général administratif, directeur d'une SADC, en tout cas toute la gang, là. Puis là on a rencontré monsieur Déjean dans la salle de conférence à la SADC à Matane. Puis lui, il a fait toute une présentation.

Q. **[58]** Donc, qui...

R. Est-ce que je continue?

Q. **[59]** Mais qui a fait la présentation, là?

R. Monsieur Déjean. Il... il a fait une présentation sur gros écran, démontrant la situation énergétique au Québec. Puis là il disait qu'il voulait qu'on... malgré qu'on avait une autorisation pour vingt mégawatts (20 MW), il voulait qu'on baisse volontairement la taille du projet, compte tenu de la situation énergétique au Québec. Et puis moi j'ai répondu : c'est quoi que vous visez? C'est quoi votre but? Il a dit : cinq mégawatts (5 MW). De vingt mégawatts (20 MW) à quinze mégawatts (15 MW). Mais là j'ai dit à monsieur Déjean, j'ai

dit : mais ça fait plus de vingt (20) ans que j'essaye de vendre l'électricité produite par mon barrage à Hydro-Québec puis là vous faites une présentation, vous plaidez à ce que je baisse la taille du projet autorisé volontairement, puis vous... puis j'ai toujours pas le contrat pour mon barrage? J'ai dit : regardez, je vais faire un « deal » avec vous. Ça fait que j'ai pas dit : regarde, je vais y penser, là. Ça devait être tout de suite. J'ai dit : qu'est-ce que vous direz si on coupe la poire en deux avec deux point cinq mégawatts (2,5 MW) au lieu de cinq (5 MW)? Puis mon barrage à Rivière-du-Loup, qui est de deux point quatre cinq (2,45), vous vous engagez à m'aider pour ça.

Q. **[60]** Ça fait que c'était une négociation.

R. Il était épaté. Il a offert un dîner à toute la gang puis on est allés à la Fabrique puis on a une photo de ça puis en tout cas... ah non, il était épaté. Puis là j'ai demandé : combien de temps pour avoir le contrat de raccordement? Il a dit : c'est pas long, c'est pas long, vraiment pas long.

Q. **[61]** Il était content.

R. Oui, oui, oui.

Q. **[62]** Monsieur Specte, pouvez-vous afficher l'onglet

12 de la plainte?

LA PRÉSIDENTE :

De la page 62.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Merci, Madame le Régisseur.

R. Oui, c'est ça.

Q. **[63]** Donc, on vous voit serrer la main, tout le monde est heureux.

R. Oui, puis on voit monsieur le maire, puis on voit Ariane Doucet Michaud, qui elle est venue avec monsieur Déjean. Elle, elle est à Rimouski, responsable, je pense, pour les grandes entreprises, mais à partir du bureau à Rimouski pour Hydro-Québec.

C'est ça. Ça, c'était à la Fabrique à Matane, je pense le deux (2) juin deux mille vingt-trois (2023).

Q. **[64]** Ça fait que, là, cette journée-là, Hydro-Québec a fait la route jusqu'à Matane?

R. Oui.

Q. **[65]** Ils vous ont présenté la situation énergétique au Québec?

R. Oui.

Q. **[66]** Ils vous ont dit : « On aimerait que vous baissiez votre projet de cinq mégawatts (5 MW),

puis vous avez répondu, du tac au tac : « Bien, moi, j'ai deux point cinq (2,5 MW) à vous donner avec ma centrale. On arrive à du sept point cinq de mégawatts (7,5 MW)pour...

R. Bien, que j'injecte deux point cinq (2,5 MW) dans leur réseau ou que je baisse volontaire de deux point cinq (2,5 MW), c'est la même affaire. Ça fait que, là, je lui donnais, dans mon cerveau, ce qu'il lui manquait. Je ne négociais même pas dans le fond.

Q. **[67]** Pour vous, vous lui accordiez qu'est-ce qu'il avait de besoin?

R. Oui. Puis ça, c'est à part la récupération de chaleur.

Q. **[68]** Parce qu'il y a une portion du projet qui est de la récupération de chaleur?

R. Bien, oui. Il y a au moins sept mégawatts (7 MW) qui va a GDS.

Q. **[69]** Puis encore là...

R. Ça, c'est à part, ça, là.

Q. **[70]** Oui. O.K., donc, là, cette journée-là, Hydro-Québec fait la route jusqu'à Matane, vous rencontre. Le maire est là. Et là, vous vous entendez sur quoi au fond?

R. Le directeur général était là. La directrice de la

SADC était là, son adjoint était là. On était...

Q. **[71]** Une gang.

R. ... autant que les... On avait une gang.

Q. **[72]** C'est bon. Et là, la teneur de votre entente, c'est quoi?

R. Bien, ils disaient : « On t'envoie le contrat de raccordement sous peu pour signature. » Ça fait que, là, ils donnaient le go à madame Adornato puis à une avocate chez Hydro-Québec pour la rédaction du contrat de raccordement.

Puis j'ai reçu le contrat de raccordement le six (6) juillet deux mille vingt-trois (2023). Et c'est là qu'encore une autre fois... C'est comme l'histoire du son. C'est là que j'ai vu dans la section 3, une exigence au sujet de l'efficacité énergétique qui n'existait pas dans les contrats de raccordement antérieurs.

Q. **[73]** Donc, c'est l'onglet 14 dans le dossier de plainte, l'entente de raccordement.

R. Puis ça, ça prend une expertise, là, la récupération de chaleur.

Q. **[74]** Donc, quelles ont été vos démarches?

R. Bien, là...

Q. **[75]** Vous avez reçu le projet, oui?

R. Là, j'ai fait les démarches pour trouver une aide

pour l'expertise de récupération de chaleur parce que c'est une exigence à l'intérieur du contrat de raccordement.

Ça fait que, là, puis c'est FirstBlock, j'ai parlé avec, puis ensemble on a fait faire une étude d'efficacité énergétique telle qu'exigée par le contrat de raccordement.

Ça fait que, là, on avait une compagnie sérieuse et compétente qui a réalisé une étude d'efficacité énergétique du projet Flumen à Matane. Et puis on l'a annexée au contrat de raccordement, puis j'ai signé le contrat de raccordement. Puis on a proposé un « ramp up » aussi, là. Puis on a soumis ça à Hydro-Québec en décembre deux mille...

On avait six mois pour le faire, puis selon l'entente de « ramp up ». Puis on a fait ça en décembre deux mille vingt-trois (2023).

Q. **[76]** Donc, vous avez complété l'étude d'efficacité énergétique qui était requise à l'entente de raccordement?

R. Oui. Oui, ça, c'est un autre six mille dollars (6000 $), oui.

Q. **[77]** Et là, on se retrouve en décembre deux mille vingt-trois (2023). Quels sont vos échanges? Comment est-ce que ça se passe avec Hydro-Québec à

ce moment-là?

R. Bien, là, on est en décembre. Moi, je suis parti avec ma blonde voir mes parents en Floride. Puis je revenais pour voir les enfants pour les fêtes. Excuse-moi encore...

Q. **[78]** Prenez votre temps.

R. Puis là, j'ai eu un courriel de monsieur Déjean me demandant de participer à un appel conférence Teams avec lui et Nancy Guénette, sa patronne, que je n'avais jamais entendu parler avant. Puis ça, cette rencontre-là, c'était quatre heures et quart (4 h 15) vendredi le vingt-deux (22) décembre deux mille vingt-trois (2023). Ça fait que là, j'ai demandé si Gabriel pouvait assister à cause de l'aspect efficacité énergétique qui avait autant d'importance.

Q. **[79]** Gabriel, ça, c'est...

R. Gabriel de FirstBlock, là, qui m'avait aidé pour le côté récupération de chaleur. Puis, ils ont refusé, ils ont dit : « Non, non, non, non, juste toi. » Ça fait que là...

Q. **[80]** Puis là, ils vous ont demandé de vous rencontrer. À quel moment ils vous ont envoyé ce courriel-là?

R. Ah, c'était, mon Dieu, c'était proche de la date,

proche le vingt-deux (22) décembre. Puis, moi, je voyageais, je revenais de la Floride, je faisais des avions. J'étais... on avait un vol retardé, puis j'étais dans l'aéroport de Montréal quand je devais participer à cet appel conférence Teams. Ça fait que j'étais sur un banc dans le couloir de l'aéroport Dorval. Je n'avais pas le choix, je ne pouvais pas aller, je n'avais pas le temps. Puis, j'ouvre l'application Teams pour prendre l'appel sur mon cellulaire, puis là j'avais madame Guénette puis monsieur Déjean à l'écran. Puis là, monsieur Déjean, que vous allez connaître, là, qui est bien correct, pas un mot. Il n'a pas dit bonjour, pas dit salut, pas un mot. Pour la durée de cet appel-là, pas un son, t'sais. Quelqu'un que tu t'entends avec, là, vous voyez, là, il nous a payé le dîner, c'était une personne positive, puis t'sais collaborateur.

Mais madame Guénette, par exemple, ça, c'est une autre histoire, vraiment. Ça fait que là, elle a dit que... elle a dit qu'elle mettait notre projet en pause. Puis là, dans ma tête à moi, je suis en pause depuis, avec ce projet-là, je suis en pause au moins depuis l'accusé de réception du vice-président d'Hydro-Québec en février deux mille

dix-huit (2018). Puis là, elle m'annonce le vingt-deux (22) décembre, vendredi le vingt-deux (22) décembre, à quatre heures et quart l'après-midi (4 h 15), elle m'annonce qu'elle met ça en pause pour une période... Je lui ai demandé jusqu'à quand, pour une période indéterminée, on regardera ça au printemps. Ça fait que là, je ne m'attendais pas à ça. J'ai demandé conseil, j'ai dit : « Qu'est-ce que vous nous conseillez? » T'sais, j'ai essayé de garder... au lieu d'être... j'aurais pu me chicaner avec, l'envoyer promener, puis toute, là, mais j'ai dit : « Avez-vous un conseil pour nous, t'sais, comme ça? » Elle dit : « Vous pouvez nous écrire. » C'est ça que j'ai fait avec Fasken, on a écrit, là, t'sais. Puis, mais elle, là, *cibole*, c'était froid, puis c'était... Elle avait l'audace... elle avait eu l'audace de dire : « Tu diras ça à ta famille dans le temps des Fêtes. » C'est fort, ça. Puis là, après ça, bien, les démarches avec Fasken, puis t'sais, là, c'est toujours étiré, étiré, étiré, puis on est rendu ici aujourd'hui.

Q. **[81]** Puis, combien, t'sais, c'est quoi les impacts du projet que c'est en pause depuis tout ce temps? Qu'est-ce que ça vous coûte.

R. Ah, mon Dieu, Seigneur. Moi, je dirais que depuis décembre allé à aujourd'hui, on a calculé au moins quatre millions (4 M) de dommages.

Me JEAN LORTIE :

Attendez un peu. Pour le dossier, je vais faire une objection. Ça n'a aucune pertinence parce que ça ne fait pas l'objet du... Désolé, je fais une objection, ça n'a aucune pertinence avec le sujet de la plainte et le dossier tel qu'il est formulé devant la Régie. Mais c'est tout.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Bon, ça... on veut faire témoigner monsieur McDougall sur ses échanges avec Hydro-Québec, qu'est-ce que ça lui en a coûté d'avoir à traverser le processus pour le raccordement. Je pense que ça a tout à fait rapport avec le dossier, là, on parle du fait que le dossier est en pause puis c'est quoi l'impact de la pause sur le projet d'Énergie Flumen. C'est de ça qu'on veut parler.

LA PRÉSIDENTE :

Donc, je comprends que l'évaluation des dommages, ça demeure une estimation de la part de monsieur McDougall, mais ça... je vais l'accepter dans le sens où ça permet de justifier l'urgence et la vitesse à laquelle il requiert une décision.

Me JEAN LORTIE :

Si c'est uniquement dans cette mesure-là, parce qu'il n'y a absolument rien dans les pièces à ce sujet-là.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Il n'est pas question de dommages, là, mais on va... on n'est pas ici pour réclamer des dommages. Donc, revenons-y.

Q. **[82]** Donc, qu'est-ce que ça vous coûte?

R. Bien ça nous coûte quelque chose.

Q. **[83]** Bien oui.

R. J'ai eu plein de frais, là. Je ne suis pas sûr que je comprends bien la question.

Q. **[84]** On peut y aller avec : vous l'estimiez à quatre millions (4 M), puis encore là, c'est... on l'accepte dans le sens que c'est de l'urgence, là, on ne traite pas des dommages que vous auriez subis, là, d'un point de vue légal. Donc, vous avez engagé des frais...

R. Oui, oui...

Q. **[85]** ... résultant de...

R. ... par exemple, l'étude d'efficacité énergétique. Oh, mon Dieu, il y a eu tous les déplacements, là, Montréal-Matane plusieurs fois. Il y a eu, mon Dieu... on a eu différents frais. C'est dur à

décortiquer je n'étais pas prêt à vous...

Q. **[86]** C'est ça.

R. Je peux vous...

Q. **[87]** Je pense...

R. ... penser à une réponse...

Q. **[88]** T'sais, est-ce que vous êtes capable de... peut-être allons ailleurs puis on va y revenir, là, mais... Donc, on a vu que vous aviez l'appui de la Ville par rapport au projet, puis vous aviez une entreprise qui était enthousiaste à étudier la circulation de chaleur?

R. Bien, je dirais que l'appui de la Ville, on l'avait, mais à cause de la récupération de notre chaleur du groupe GDS voisinant, on l'a beaucoup plus. Il s'est beaucoup amplifié.

Q. **[89]** Donc, la Ville est très enthousiaste à l'idée...

R. Oui.

Q. **[90]** ... que vous puissiez...

R. Ils sont enthousiastes, de un, le son, en bas de quarante (40) dB. Notre discussion...

Q. **[91]** Oui.

R. ... on est en bas de quarante (40) dB. Là, puis la récupération de chaleur, mais au bénéfice des employeurs, très important pour la région là-bas.

Puis là, il y a un gros projet Duravit, qui est sur cette propriété-là, puis ça va prendre les sous-traitants pour mettre un moteur industriel puis offrir le chauffage gratis. Le chauffage gratis dans le parc industriel à Matane, ça vaut beaucoup pour n'importe quelle entreprise. Puis ils vont être très, très contents de ça, là.

Q. **[92]** Puis...

R. Fait que c'est une attraction pour attirer les sous-traitants à s'installer à Matane sur cette propriété-là.

Q. **[93]** Puis comment est-ce que la Ville voit la pause qui a été décrétée par Hydro-Québec?

Me JEAN LORTIE :

Objection. Ça, c'est du ouï-dire.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Q. **[94]** Est-ce...

Me JEAN LORTIE :

Objection. C'est du ouï-dire.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Je m'intéresse à comment est-ce que monsieur McDougall perçoit le support de la Ville à cette étape-ci du dossier.

LA PRÉSIDENTE :

Mais il peut témoigner de ce qu'on lui a dit, mais

pas de ce qu'il pense que la Municipalité aurait pu elle-même discuter, là.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Q. **[95]** Qu'est-ce que vous avez reçu, là? Est-ce que vous avez reçu des communications de la part de la Ville?

R. J'ai été à...

Q. **[96]** Et encore là, je m'intéresse aux communications, là.

Me JEAN LORTIE :

Oui, bien, il faut faire attention. Vous vous intéressez aux communications pas pour le fait qu'il les a reçues, mais pour ce qu'elle disent, c'est-à-dire, peut-être, il y a un appui de la Ville. Alors, ça, c'est du ouï-dire.

LA PRÉSIDENTE :

Mais en fait, ce que je cherche à savoir, c'est : est-ce que la Ville lui en a parlé ou pas? Et ça donnera, à ce moment-là, une...

R. Oui, bien...

LA PRÉSIDENTE :

... le fait que la Ville... c'est un élément ou un critère pour la Ville de la capacité ou de la pause ou de la non-pause, là, avec Hydro-Québec. Mais ce n'est pas nécessairement pour connaître l'intention

de la Ville, c'est juste à savoir si la Ville lui en a parlé. Ça sera... ça sera un indicateur à ce moment-là, c'est tout.

R. Bien, je me suis déplacé à Matane ce printemps pour aller voir Annie Fournier, Luc Massicotte, le SADC, puis ils m'ont communiqué que... bien, c'est Annie qui m'a dit que selon elle, la position de la Municipalité dans ce dossier-là, c'est que Hydro-Québec ne veut pas ce projet-là, alors, ça ne se fera pas.

Autrement dit, la Municipalité est emballée par le projet, ils veulent les bénéfices pour la Municipalité, mais ils ne croient plus que ça va se réaliser, parce qu'ils sont persuadés qu'Hydro-Québec ne veut pas ce projet-là, ne veut plus ce projet-là et Hydro-Québec va s'organiser pour pas qu'il y ait ce projet-là. C'était ça qu'elle m'a dit ce printemps.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Q. **[97]** Et, là, plus tôt, vous référiez à une estimation de quatre millions (4 M). Êtes-vous capable de dire grossièrement, là, qu'est-ce que ça représente, là, des frais...

Me JEAN LORTIE :

Vraiment, là, Madame la régisseure, là, c'est de

l'acharnement sur un élément sur lequel j'ai déjà fait une objection. Là, on n'est plus dans : combien j'ai dépensé jusqu'à maintenant, on est à combien j'évalue des dommages sur une réclamation en dommages que vous n'avez pas et que vous n'auriez pas la compétence pour traiter.

On est vraiment rendus de l'autre côté de la clôture en ce qui me concerne et je pensais que c'était clair, mais, là, il semble que... tantôt on vous a dit : ce n'est pas vraiment ça qu'on veut établir, mais, là, visiblement, c'est ça qu'on veut établir.

Alors, je pense que ce n'est ps permis ici.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

C'est pour connaître, là, le détail des impacts de la pause, encore une fois, pour l'urgence de l'audience. On veut avoir une idée générale de qu'est-ce qui a été démarché du côté de Flumen.

M. BRIAN McDOUGALL :

R. Bien, tout était urgent l'été passé...

Q. **[98]** Peut-être juste ça a été...

LA PRÉSIDENTE :

Oui, en fait, ça se ressemble, on n'est pas obligés d'entrer dans les estimations des montants des dommages, je pense que monsieur McDougall a

témoigné des démarches qu'il a faites, mais sans avoir à estimer les montants.

R. Bien, si Hydro-Québec avait signé le contrat de raccordement au mois de décembre, la mise en service, là, on est quoi, on est en juillet, ça fait que, là, on est en juillet, ça fait que là, c'est quoi, sept mois de retard de mise en service, c'est là, là, ça fait que... t'sais, c'est un retard de revenus, hein, de tout, là.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU ‘

Q. **[99]** Puis à l'entente de raccordement, est-ce qu'on fixait une date? À quelle date est-ce que le projet devait démarrer, là?

R. Bien, nous, on avait proposé pour septembre, mais il y a beaucoup de travaux avant la mise en service, là. On avait dit : septembre, octobre, novembre, décembre. T'sais, commencer, me semble que c'était cinq mégawatts, premier (1er) septembre, cinq mégawatts, premier (1er) octobre, cinq mégawatts, premier (1er) novembre, deux point cinq (2.5) pour le premier (1er) décembre, quelque chose comme ça. Un « ramp-up » qu'on appelle.,

Mais il y a bien des travaux qui doivent se réaliser avant ça.

Q. **[100]** Donc, là, si je comprends bien, l'entente que

vous avez reçue en juillet prévoyait la mise sous tension d'un raccordement septembre?

R. Septembre, le « ramp-up », oui.

Q. **[101]** Est-ce que le « ramp-up » débute en septembre, puis à quelle date est-ce qu'on est...

R. C'est ça qu'on a proposé, en décembre.

Q. **[102]** En décembre deux mille vingt-trois (2023) ou deux mille vingt...

R. Deux mille vingt-trois (2023).

Q. **[103]** Deux mille vingt-trois (2023). Est-ce qu'on peut afficher à nouveau, là, l'onglet 14? L'entente de raccordement. Puis nous amener à l'article 7.1. Donc, on lit à l'article 7.1 :

> Conditionnellement au respect de l'article 3.4 par le requérant, la date prévue de mise sous tension initiale est le vingt-neuf (29) mars deux mille vingt-quatre (2024).

R. Oui.

Q. **[104]** Ça fait que c'est quoi cette date-là?

R. Bien c'était la date la plus proche... ça c'est madame Adornato qui avait... avait suggéré cette date-là. Nous autres, on est revenus avec un « ramp-up ». Mais le « ramp-up » c'était parce qu'il y avait l'aspect récupération de chaleur.

Là... s'il n'y a pas de... s'il n'y a pas de récupération de chaleur, bien peut-être qu'on pourrait le faire le vingt-neuf (29) mars, mais... on pouvait, mais avec la récupération de chaleur, là, c'est une autre « game », là. C'est pour ça qu'on a modifié les dates un peu. Mais c'est au bénéfice d'Hydro-Québec.

Q. **[105]** Exact. Est-ce qu'on pourrait aller au courriel... à l'onglet 17? Donc, ici c'est un courriel que vous avez écrit le quinze (15) décembre deux mille vingt-trois (2023).

R. Hum, hum.

Q. **[106]** Donc, de quoi il s'agit, là? Je vous laisse le lire.

R. Si vous... si vous le lisez, dans le troisième paragraphe :

> Concernant la mise sous tension, celle-ci pourrait se faire comme suit : 5 MW le 1er septembre 2024, 5 MW le 1er octobre 2024, 5 MW le 1er novembre 2024 et enfin le dernier 2.5 mégawatts le 1er décembre 2024.

Q. **[107]** Donc là on fait une mise sous tension le vingt-neuf (29) mars, puis ensuite vous vous engagez à respecter un « ramp-up » jusqu'au premier

(1er) décembre deux mille vingt-quatre (2024).

R. Oui. Sappi, c'est une papetière en proximité pour votre information. Sappi, vous savez peut-être pas c'est quoi Sappi. Sappi, c'est une papetière importante en proximité. Ils ont... ils ont une chaudière électrique de vingt mégawatts (20 MW) chez Sappi. Ça fait que là s'ils peuvent baisser leur consommation électrique, bien c'est au bénéfice de Sappi, mais c'est aussi au bénéfice d'Hydro-Québec.

Q. **[108]** O.K.

R. C'est un client potentiel pour la récupération de chaleur.

Q. **[109]** Et donc, suivant... donc on comprend, là, vous avez envoyé ce courriel-là le quinze (15) décembre deux mille vingt-trois (2023), vous avez reçu l'appel le vingt-deux (22) décembre deux mille vingt-trois (2023). Hydro-Québec vous ont dit : bien madame Guénette vous a dit « écrivez-nous ». Et là vous dites : on leur a écrit. Donc, qu'est-ce que vous avez fait?

R. Bien c'est... c'est Frédéric qui leur a écrit.

Q. **[110]** Oui. Donc, je ne sais pas si on peut afficher l'onglet 19 du dossier.

R. Mais on... oui. On a envoyé par courriel puis par

huissier le contrat de raccordement signé avec l'étude de l'efficacité énergétique du projet analysé au contrat, réalisé par une compagnie compétente dans le domaine.

Q. **[111]** Puis qu'est-ce que vous tentiez d'obtenir à cette étape-là?

R. Hydro-Québec... pour le commun des mortels, Hydro-Québec, elle a participé dans l'appel de proposition des audiences publiques. C'est tout accepté, là on signe une entente d'avant-projet. On traverse l'obstacle au sujet du son, qui n'existe pas en appel de proposition. On surmonte l'obstacle de l'efficacité énergétique du projet. On baisse volontairement la taille du projet. On... Hydro-Québec réalise l'ingénierie détaillé des travaux de raccordement. Hydro-Québec réalise l'analyse des coûts raccordement de façon détaillée. Puis un avocat d'Hydro-Québec fait la rédaction d'un contrat de raccordement. Ils me l'envoient pour signature. Je la signe. J'annexe l'étude d'efficacité énergétique. Je leur envoie. Ils ne le signe pas. Ils ne signent pas leur contrat qu'ils m'ont offert.

Q. **[112]** Ça fait que vous envoyez cette lettre-là. Puis on peut aller à l'onglet numéro 20. Et là,

Fasken reçoit cette lettre de réponse-là. Qu'est-ce que ça vous dit cette lettre de réponse-là?

R. Moi, ça me dit que les avocats chez Hydro-Québec sont occupés parce que, là ça retarde. Puis là, ils disent : « Considérant la situation énergétique actuelle... »

On avait tout adressé la question de situation énergétique actuelle en juin avec le mélange du forage à deux point cinq mégawatts (2,5 MW) plus la baisse volontaire de la taille du projet de deux point cinq mégawatts (2,5 MW). Mais là, on avait... Rendu là, là, c'est quoi la date de cette lettre-là?

Q. **[113]** Là, on est au deux (2) février.

R. Oui, c'est ça. Ça fait que, là, on avait un sept mégawatts (7 MW) pour Groupe GDS, rendu là, en plus. Puis là, ça dit : « Considérant la situation énergétique actuelle... » Ils maintiennent leur décision de ne pas signer leur contrat de raccordement, t'sais, c'est... Je ne sais pas... On peut-tu descendre?

Oui, oui, c'est ça. Puis après ça, excuse-moi, mais... Là, ils disent : « Si vous n'êtes pas d'accord avec cette décision-là, de ne pas signer le contrat de raccordement, s'il vous plaît, vous

adresser à la Régie de l'énergie, puis voici les instructions comment soumettre une plainte à la Régie de l'énergie au sujet d'une décision, de cette décision-là prise par Hydro-Québec. »

On fait ça, puis après ça, leur réponse, d'après ce que je comprends, c'est... La position d'Hydro-Québec, c'est que la Régie de l'énergie n'a pas les compétences pour cette plainte-là, pour juger cette plainte-là. En tout cas, moi, c'est étourdissant pour le commun des mortels, là.

Q. **[114]** C'est bien. On pourra y revenir en plaidoirie. Donc, là, la lettre évoque la situation énergétique actuelle. Est-ce que Nancy Guénette vous avait évoqué la situation énergétique, lors de l'appel du vingt-deux (22) décembre?

R. Euh... Elle, elle dit qu'elle mettait le projet en pause. Puis moi, ce que j'ai compris, c'est que quand elle parle, on est mieux d'écouter. C'est ça que j'ai compris.

Q. **[115]** Donc, ça complète de notre côté. Monsieur McDougall est prêt pour son contre-interrogatoire.

LA PRÉSIDENTE :

Merci, mais avant de procéder au contre-interrogatoire, je pense qu'on prendrait une pause?

Me JEAN LORTIE :

C'est comme vous le voulez, Madame le Régisseur, mais je n'en ai que pour quelques minutes. Alors...

LA PRÉSIDENTE :

Bon, à ce moment-là.

Me JEAN LORTIE :

... ça ne sera pas très long.

LA PRÉSIDENTE :

O.K. Allez-y, alors.

CONTRE-INTERROGÉ PAR Me JEAN LORTIE :

Q. **[116]** Alors, Monsieur, vous m'entendez bien?

R. Oui.

Q. **[117]** Monsieur McDougall, je n'ai que quelques questions pour vous, là, ce matin. La première, c'est que si j'ai bien noté, vous avez mentionné que dans votre esprit, ce projet-là a commencé, j'ai noté, en décembre deux mille dix-sept (2017), c'est ça? Je veux savoir, est-ce qu'il est correct de dire qu'en deux mille dix-huit (2018), au début de l'année deux mille dix-huit (2018), Flumen ou vous, je ne sais pas si Flumen existait à ce moment-là.

R. Non, Flumen a été créée pour l'appel de proposition.

Q. **[118]** O.K. Ça fait qu'à ce moment-là, le projet

c'était pour qui?

R. Pour Winston Hydro, le propriétaire du barrage.

Q. **[119]** Pour Winston Hydro, le propriétaire du barrage.

R. Oui, oui.

Q. **[120]** Alors, peu importe l'entité qui était derrière le projet pour la crypto... la cryptomonnaie, là, est-ce qu'il est correct de dire que cette entité-là n'avait pas d'abonnement auprès d'Hydro-Québec pour un service d'électricité nourrissant ce projet-là?

R. Bien sûr.

Q. **[121]** J'ai raison de dire ça, effectivement?

R. Oui, parce qu'on demandait.

Q. **[122]** C'est ce que je voulais être certain que je comprenais, puis merci de la précision. Si on se reporte maintenant dans le temps et qu'on arrive à Flumen qui est créée pour l'appel de proposition, c'est un peu la même chose, *right*, Flumen n'a pas d'abonnement elle non plus, c'est ce qu'elle demande?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Madame la Régisseure, je vais m'objecter. C'est une question juridique, je ne pense pas qu'on peut faire témoigner monsieur McDougall sur un point de

droit. J'aimerais ça qu'on s'en tienne aux faits.

Me JEAN LORTIE :

Je pense que la question d'un abonnement est aussi factuelle que juridique.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Ça implique l'interprétation. Bien, en tout cas.

LA PRÉSIDENTE :

Ça implique effectivement l'interprétation des conditions de service, je ne pense pas que monsieur McDougall est amené à faire ça, là.

Me JEAN LORTIE :

Q. **[123]** Monsieur McDougall, vous n'avez jamais payé de facture d'électricité pour le projet de Flumen, n'est-ce pas?

R. Non.

Q. **[124]** On ne vous a jamais donné de tarif selon lequel vous deviez payer des frais d'électricité pour le projet Flumen?

R. Oui, oui, le tarif était décidé dans les instructions de la Régie.

Q. **[125]** Effectivement. Vous ne l'avez jamais payé jusqu'à présent?

R. Non, non. On cherche à faire ça, là.

Q. **[126]** C'était exactement le point que j'avais fait jusqu'à ce qu'une objection soit notée. J'aimerais

vous montrer un document, dont voici copie, qui date de novembre deux mille vingt-trois (2023), donc c'est relativement récent. Je vais vous laisser en prendre connaissance, vous me direz quand vous avez terminé.

LE GREFFIER :

Excusez-moi, Maître Lortie, c'est un nouvel élément ou ça faisait partie du dossier déjà?

Me JEAN LORTIE :

Non, ça, c'est un nouvel élément, ça fait que je vais être obligé de vous donner une copie qu'on va appeler, si on utilise même...

LE GREFFIER :

Ce sera HQD-1, le nouveau document.

Me JEAN LORTIE :

Oui. Alors, là je ne sais pas comment fonctionne la Régie, Madame le Régisseur. Est-ce que quand j'utilise un document en contre-interrogatoire, on est quand même dans la preuve de la partie demanderesse, est-ce que c'est un P ou est-ce que c'est un D?

LA PRÉSIDENTE :

En fait, c'est un HQD.

Me JEAN LORTIE :

Un HQD, parfait. Alors, ce sera HQD-1, je vais le

noter dessus, je vous le remets dans quelques minutes.

LE GREFFIER :

Merci.

Me JEAN LORTIE :

Vous voulez que je l'écrive dessus?

LE GREFFIER :

Si vous voulez.

LA PRÉSIDENTE :

Maître Lortie, c'est juste pour moi. L'expéditeur, est-ce qu'il est... est-ce qu'il est connu, là, dans le dossier?

Me JEAN LORTIE :

J'y arrive.

LA PRÉSIDENTE :

Ah, O.K. Merci.

R. Bien, c'est Gabriel, il essaie de... Je comprends. On a fait...

Q. **[127]** Peut-être, attendez un peu mes questions, je ne veux pas vous empêcher d'expliquer. Ma première question, c'est : est-ce que vous êtes en cc sur le document?

R. Oui, oui.

Q. **[128]** Puis, est-ce que vous vous rappelez l'avoir reçu?

R. Moi, je me rappelle quand on faisait le tour avec Gabriel, on est allé au Cégep avec un contracteur électrique, JMN, Martin Bélair. Il y avait une église, là... une église de longue date qui coûtait cher de chauffage. Là, il y avait question d'un garage municipal. Oui, c'est ça. En tout cas. Mais là, l'ampleur de GDS et Sappi à côté prime sur ça.

Q. **[129]** On va y arriver. D'abord, pour les fins de la... question de la régisseure : qui est Gabriel?

R. Gabriel est le... le dirigeant principal de FirstBlock.

Q. **[130]** O.K. Alors, quand on voit, là, « that Nordicflow », Nordicflow, FirstBlock, ça, c'est la même chose pour vous?

R. Non, je...

Q. **[131]** C'est simplement son adresse courriel?

R. Oui, c'est ça.

Q. **[132]** O.K.

R. Mais t'sais, Gabriel et... Gabriel puis FirstBlock sont rentrés dans le décor après qu'on a reçu le contrat de raccordement pour signature à cause de la section 3 au sujet de l'efficacité énergétique. Fait qu'il est rentré dans le décor pour essayer de... de contenter... T'sais, on veut que la Municipalité soit contente, on veut qu'Hydro-Québec

soit content, que tout le monde soit content. Mais là, c'est dans cet esprit-là, ce courriel-là, là, t'sais. Mais là, on est bien mieux d'alimenter GDS à côté, caline, c'est des gros salariés importants pour la Municipalité, avant de commencer... hé, ça, c'est compliqué, cette affaire-là. La faisabilité de ce qu'il propose, ce n'est pas évident.

Q. **[133]** O.K. Avant d'envoyer ce courriel-là, est-ce qu'il vous en avait parlé?

R. Oui, oui, on en a parlé. C'est parce qu'il fait des... de la récupération de chaleur ailleurs. Fait que c'est des choses que lui, il a travaillé dessus ailleurs. C'est... ça fait que là, il veut que la Municipalité en bénéficie. T'sais...

Q. **[134]** Alors...

R. ... c'est correct, là.

Q. **[135]** ... si on regarde la page 1 du document...

R. Oui.

Q. **[136]** ... au bas de la page, c'est écrit :

> Dans l'ordre de priorité, voici ce que nous considérons.

R. Oui.

Q. **[137]** Ça, là, ces considérations-là, il en avait discuté avec vous avant d'envoyer son courriel?

R. Non. Non, il a écrit ça de son propre gré.

Q. **[138]** Il a écrit ça de son propre gré?

R. Oui.

Q. **[139]** O.K. Puis est-ce que vous l'avez corrigé ou vous avez attendu de voir ce qui arrivait avec ça?

R. Bien, je n'ai pas vu ça comme un contrat. T'sais...

Q. **[140]** Non, non. Mais vous l'avez vu?

R. Je l'ai sûrement lu, oui.

Q. **[141]** O.K.

R. Mais je ne voyais pas ça...

Q. **[142]** Alors, si je reviens...

LE STÉNOGRAPHE :

Excusez-moi. Vous le décririez comment?

Me JEAN LORTIE :

Je le décris comme un courriel du vingt (20) novembre deux mille vingt-trois (2023) de Gabriel, E-L, Angeli, A-N-G-E-L-I. Je vous remets la copie.

HQD-1 : Courriel du 20 novembre 2023 de Gabriel Angeli

R. Mais Gabriel Angeli, il ne parle pas au nom d'Énergie Flumen, lui là.

Q. **[143]** J'ai compris ça.

R. O.K.

Q. **[144]** Je vais reprendre la copie...

R. Oui.

Q. **[145]** ... parce que je n'ai plus de questions. Mais si vous voulez la garder...

R. Non, non. Vous pouvez la garder.

Q. **[146]** Et je vais terminer avec ça. On vous a référé tout à l'heure à l'onglet 17. — Vous pouvez peut-être le mettre à l'écran, si c'est possible. — Avant de vous poser une question sur le document, là, je veux juste bien comprendre. Monsieur Cohen n'est plus administrateur, et évidemment pas président. Je comprends de votre témoignage, vous ne l'avez pas dit comme ça, mais il n'est pas un dirigeant non plus, là, un VP ou quoi que ce soit?

R. Non.

Q. **[147]** Mais il est encore vingt-cinq pour cent (25 %) actionnaire...

R. Oui.

Q. **[148]** ... du projet, c'est ça?

R. Oui.

Q. **[149]** O.K. Puis ce courriel-là, qui est bien de vous, c'est ça?

R. Oui.

Q. **[150]** Quand vous envoyez ce courriel-là, vous n'avez pas besoin de le consulter, il est... c'est... Votre...

LE STÉNOGRAPHE :

Excusez-moi, je n'ai pas entendu votre réponse.

Non?

R. Non.

Me JEAN LORTIE :

Q. **[151]** O.K. Alors, quand vous écrivez dans le premier paragraphe :

> Nous aimerions vous donner officiellement le feu vert concernant les travaux de raccordement d'Hydro-Québec.

Là, pour vous, à ce moment-là, je comprends que tout est complété dans votre esprit?

R. Bien, c'est parce que, là, l'obstacle efficacité énergétique, récupération de chaleur, dans ce projet-là n'était pas un petit obstacle. C'est complexe. C'est pour ça que ça a pris du temps entre le six (6) juillet au quinze (15) décembre avant qu'on réussisse à avoir l'étude d'efficacité énergétique du projet tel qu'exigé à l'intérieur du contrat de raccordement.

Q. **[152]** Je comprends très bien. Je vous remercie. Pas d'autres questions.

LA PRÉSIDENTE :

Je vous remercie. Maître De Repentigny?

Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

Pas de questions.

INTERROGÉ PAR LA PRÉSIDENTE :

Merci. J'aurai quelques questions pour vous, mais elles seront courtes.

Q. **[153]** Monsieur McDougall... Madame Kouamé, si vous pourriez mettre l'onglet 14. Là, je ne sais pas si vous le voyez, mais...

R. Ça, c'est 14 ça?

Q. **[154]** C'est l'onglet 14 de la plainte. C'est une entente de raccordement en moyenne tension.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Il y a une incohérence. Je vais essayer de retrouver le numéro de l'onglet pour cette entente. Elle est à l'écran, Monsieur McDougall.

R. Je l'ai ici à l'écran, oui.

LA PRÉSIDENTE :

Q. **[155]** En fait, la seule chose que j'aimerais savoir, c'est, est-ce que c'est cette entente-là que vous avez jointe à votre courriel du quinze (15) décembre deux mille vingt-trois (2023) à madame Adornato? Parce qu'on voit à l'annexe...

R. Je crois bien que oui. Est-ce qu'on peut descendre?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Brian, excusez-moi, c'est l'onglet 16.

LA PRÉSIDENTE :

Q. **[156]** Parce qu'en annexe on voit la date du vingt-neuf (29) mars. J'essaie de voir si c'est la pièce jointe qui était au courriel du quinze (15) décembre parce que...

R. Je croirais que oui.

Q. **[157]** Et c'est celui-là que vous voudriez que j'ordonne à Hydro-Québec de signer?

R. Oui, c'est ça. Avec le « ramp up »

Q. **[158]** Précisez au courriel du quinze (15) décembre.

R. Dans le courriel. Mais le « ramp up » tout se tasse. T'sais, c'est un courriel en décembre. Si on faisait ça aujourd'hui, il faut tout tasser de sept mois.

Q. **[159]** Oui, oui, je comprends. Mais c'est le courriel... C'est l'entente de raccordement que vous étiez prêt à signer le quinze (15) décembre?

R. Oui. Celui-là est signé, oui.

Me JEAN LORTIE :

Donc, pour nous, c'est bien le 14?

LA PRÉSIDENTE :

C'est l'onglet 14 de la plainte, oui. Madame Kouamé, si vous pouvez mettre l'onglet 6, s'il vous plaît.

Q. **[160]** Ce qu'on voit à l'onglet 6, c'est une facture

d'Hydro-Québec à Énergie Flumen. Et on voit en référence le numéro de client. Est-ce que c'est bien ça? Je... est-ce que je... est-ce que c'est autre chose?

R. Ça, c'est les frais. Ça, c'est les frais exigés à l'intérieur de l'entente d'avant-projet. Quatorze mille quatre cent cinq (14 405) plus taxes. Je le vois. Je ne le vois pas en bas, là.

Q. **[161]** Mais vous aviez un numéro de client. C'est quand vous contactez Hydro-Québec c'est ce numéro-là que vous deviez donner?

R. Je pense, oui. Oui. Nous avons payé cette facture-là. Et on a la preuve.

Q. **[162]** Et là je reviens à la... à la rencontre du deux (2) juin deux mille vingt-trois (2023) à laquelle monsieur Déjean a participé avec d'autres... d'autres représentants locaux. Pourriez-vous m'en dire plus sur le... le contexte, la situation énergétique que monsieur Déjean vous a décrite? C'était quoi la situation énergétique?

R. Il y avait un manque de mégawatts, il y avait plein de projets. Il y avait un manque de... Hydro-Québec bénéficiait des surplus pendant de longues dates, puis que ce n'était plus le cas. Puis que là il y avait... il y avait des... c'est ça. Il y avait une

pénurie de mégawatts dans la situation énergétique du Québec. Puis... mais une pénurie de... j'ai de la difficulté à...

Q. **[163]** Enfin et corrigez-moi si ma compréhension n'est pas bonne, votre témoignage est à l'effet que monsieur Déjean vous a dit qu'ils n'avaient pas d'électricité assez pour vous alimenter. Mais est-ce qu'il a fait référence à des difficultés...

R. Non.

Q. **[164]** ... en matière de transport...

R. Non, non, non.

Q. **[165]** ... mécanique, là?

R. La faisabilité, non. Et il n'a même pas dit qu'il n'avait pas suffisamment pour nous, non. Il plaidait à ce que, compte tenu le contexte énergétique au Québec, est-ce que j'accepterais, même si c'est autorisé à vingt mégawatts (20 MW), est-ce que j'accepterais volontairement à baisser la taille du projet? Parce que ça... où Hydro-Québec ça leur serait bénéfique. Puis la vitesse du contrat de raccordement vient de monter. Moi, je... le sous-entendu, sinon on va traîner ton contrat de raccordement, t'sais. Ça fait que là j'ai dit : O.K. Il faut que je fasse un... un bout, là. Mais là j'ai mon barrage, ça fait vingt-trois (23) ans

que j'ai pas de contrat. Je suis deux point quatre cinq (2,45), là. Puis je vais baisser de deux point cinq (2,5), il voulait cinq (5). Je lui donne son cinq (5), ça c'est à part l'efficacité énergétique du projet. Ça fait que je trouvais que, t'sais, au mois de décembre c'est pour ça que madame Guénette ça m'a assommé, là. Je ne m'attendais pas ça. J'avais donné beaucoup plus que ce qu'ils me demandaient, là. Je comprenais pas.

Q. **[166]** Dans le fond, vous, vous avez associé les propos de madame Guénette à celui... une reprise, dans le fond, des propos tenus par monsieur Déjean en juin vingt vingt-trois (2023), à l'effet que le portefeuille d'approvisionnement d'Hydro-Québec n'était pas suffisant dans son... globalement pour vous permettre de vous alimenter ou de donner le feu vert à votre projet.

R. Moi, je pensais que l'appel du vingt-deux (22) décembre c'était pour m'annoncer qu'il avait signé le contrat de raccordement. On est le vingt-deux (22) décembre, avant Noël. Le vingt-deux (22) décembre, quatre heures et quatre (4 h 15), vendredi.

Q. **[167]** Vous l'aviez pris comme un cadeau.

R. Le « timing ». O.K. Cadeau des Fêtes. On a signé

votre contrat, t'sais. Fêtez ça. Complètement à l'opposé. Monsieur Déjean, pas un son, vous allez voir. C'est un monsieur, un bon bonhomme, là.

Q. **[168]** Mais madame... madame Guénette c'est pas... elle n'a pas expliqué davantage c'était quoi la situation énergétique, c'était...

R. Elle m'a dit qu'elle était... c'était elle qui était responsable pour les grandes entreprises au Québec, puis il y en avait trois cents (300), t'sais, ça fait que là elle n'était pas n'importe qui, là.

Ça fait que là, elle m'a dit que les autres, qu'elle avait pris la décision de mettre notre projet en pause. Et là j'ai dit : bien pour combien de temps? Encore là, sauf maintenant. Puis j'ai dit : avez-vous un conseil pour nous? Elle a dit : vous pouvez nous écrire. Mais, moi, je m'excusais au début parce que je suis le dernier arrivé sur l'appel. Là je lui disais que j'arrivais... j'arrivais à l'histoire familiale. Si j'avais expliqué ça, j'aurais jamais pensé que... Là... puis en plus de ça elle dit : tu conteras ça à ta famille dans le temps des Fêtes.

Q. **[169]** Ça va être l'ensemble de mes questions. Avez-vous un réinterrogatoire, Maître Boudreau?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Alors non, pas de réinterrogatoire. Merci, Madame la Régisseure.

LA PRÉSIDENTE :

Je vous remercie beaucoup, Monsieur McDougall. Vous êtes maintenant libéré. On va prendre une pause de quinze (15) minutes. On va revenir à onze heures et quart (11 h 15) avec monsieur Déjean.

SUSPENSION

LA PRÉSIDENTE :

Rebonjour.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Bonjour, Madame le Régisseur.

LA PRÉSIDENTE :

Là, c'est votre témoin en premier? Vous voulez faire témoigner en premier? Comment vous vous arrangez?

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

En fait, initialement, lors de la gestion qui a été tenue devant vous, nos collègues avaient effectivement annoncé monsieur Déjean en interrogatoire dans leur preuve. Ils avaient annoncé qu'ils allaient le convoquer. On a répondu

dans notre lettre que dans ces circonstances-là que nous allions l'assigner et nous assurer de sa présence et selon le désir de nos collègues, je pense que, dans les circonstances, considérant de toute façon que, nous, on va procéder à un interrogatoire en chef et que je présume que mes collègues souhaitent procéder à un contre-interrogatoire, je pense qu'il est tout à fait logique de le faire dans cet ordre-là.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Ça convient pour nous, Madame le Régisseur.

LA PRÉSIDENTE :

Si ça vous convient, ça me convient aussi.

PREUVE DE LA DÉFENDERESSE

L'AN DEUX MILLE VINGT-QUATRE (2024), ce deuxième (2e) jour du mois de juillet, A COMPARU :

CHRISTIAN DÉJEAN, sans profession, domicilié au 1324, rue des Éperviers, Repentigny (Québec);

LEQUEL, après avoir fait une affirmation solennelle, dépose et dit :

INTERROGÉ PAR Me ROSE-MARIE SARRAZIN :

Q. **[170]** Monsieur Déjean, pouvez-vous débuter en

décrivant votre formation académique?

R. Oui. Je suis diplômé en génie électrique de l'Université de Paul Sabatier à Toulouse en France en deux mille deux (2002). Puis j'ai ensuite une maîtrise en administration des affaires à l'Université du Québec à Montréal en deux mille vingt (2020) et un « executive MBA » de l'Université de Paris-Dauphine en deux mille vingt (2020) également.

Q. **[171]** Suivant la fin de votre formation en ingénierie, donc en deux mille deux (2002), quel emploi avez-vous occupé?

R. J'ai occupé un poste de responsable des ventes dans une entreprise française.

Q. **[172]** Jusqu'à quelle date?

R. Jusqu'en deux mille dix-sept (2017).

Q. **[173]** Quel emploi avez-vous occupé par la suite?

R. J'ai été responsable aussi des ventes dans une compagnie qui s'appelle Maya à Montréal.

Q. **[174]** Jusqu'en quelle année?

R. Jusqu'en deux mille dix-sept (2017).

Q. **[175]** Et quel emploi avez-vous occupé par la suite?

R. J'ai été chez Hydro-Québec à partir d'août deux mille dix-sept (2017).

Q. **[176]** Quel poste occupiez-vous à ce moment-là?

R. Quand j'ai démarré, j'étais chef Développement de nouveaux marchés.

Q. **[177]** Pendant combien de temps avez-vous occupé ce poste-là?

R. De deux mille dix-sept (2017) à environ deux mille vingt (2020).

Q. **[178]** En quoi consistaient vos fonctions?

R. J'étais responsable de valoriser les surplus d'énergie d'Hydro-Québec, donc d'aller chercher de nouveaux clients.

Q. **[179]** Vous avez occupé ce poste-là jusqu'en deux mille vingt (2020). Quel poste avez-vous occupé par la suite?

R. Chef Stratégie d'attraction et développement économique.

Q. **[180]** Pendant combien de temps avez-vous occupé ce poste-là?

R. Environ deux ans aussi, jusqu'en deux mille vingt-deux (2022).

Q. **[181]** Et quelles étaient vos fonctions?

R. Accompagner le gouvernement dans la sélection de clients dans certaines filières.

Q. **[182]** Quel poste avez-vous occupé par la suite, donc après novembre deux mille vingt-deux (2022)?

R. Chef Développement des affaires et grandes

entreprises.

Q. **[183]** Pendant combien de temps avez-vous occupé ce poste-là?

R. Jusqu'à mon départ en avril deux mille vingt-quatre (2024).

Q. **[184]** Vous dites votre départ. De chez Hydro-Québec?

R. De chez Hydro-Québec.

Q. **[185]** Et quelles étaient vos fonctions?

R. J'avais une équipe responsable de portefeuilles de clients de grande puissance.

Q. **[186]** À partir de quel moment dans le cadre de vos fonctions professionnelles avez-vous entendu parler pour la première fois de l'industrie des chaînes de blocs?

R. J'en ai entendu parler fin deux mille dix-sept (2017). Puis on a commencé à avoir des demandes en deux mille dix-huit (2018).

Q. **[187]** Et quand avez-vous commencé à être vous-même davantage impliqué dans cette industrie-là?

R. Impliqué, ça a été à la signature des avant-projets quand les clients étaient rendus au raccordement de leur projet.

Q. **[188]** À quel moment avez-vous traité pour la première fois avec la plaignante dans le dossier

qui nous occupe, donc Énergie Flumen ou ses représentants?

R. Bien forcément à partir de deux mille vingt-deux (2022) parce qu'avant deux mille vingt-deux (2022) j'avais pas de clients, donc c'était à cette période-là, j'avais un portefeuille de clients et donc j'étais responsable de... de poursuivre le processus avec Flumen.

Q. **[189]** Quand vous dites « poursuivre le processus » pouvez-vous nous situer dans les étapes?

R. Quand j'ai pris le dossier, Flumen avait déjà signé en deux mille vingt (2020) une entente d'avant-projet, qui était signée et donc suivant l'entente d'avant-projet qui est une étude qui permet d'avoir les coûts, les délais et la date de mise en service. S'ensuit une entente de contribution qui va être signée entre les deux parties pour procéder à la réalisation des travaux.

Q. **[190]** Je vous demanderais de prendre l'onglet 8 de l'« Historique des faits » qui a été déposé, Madame la Régisseure, au dossier de la Régie. Monsieur Specte, donc je ne sais pas si vous y avez accès. En principe, ça devrait être au dossier.

LE GREFFIER :

L'intitulé du document.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Q. **[191]** « Historique des faits », d'Hydro-Québec.

LA PRÉSIDENTE :

On est dans le dossier d'examen interne.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Il est daté du dix-neuf (19) mars deux mille vingt-quatre (2014), si ça peut vous aider.

LA PRÉSIDENTE :

C'est la page 5 du dossier d'examen interne.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Q. **[192]** Merci. À l'onglet 8 s'il vous plaît. Merci. Je crois que c'est l'onglet 8 d'une des pièces qui est la plainte. Alors l'onglet 8 du document serait vers la fin. Vous pouvez partir de la fin complètement du document. Ce serait autour de la page 540. Un petit peu plus bas. Merci. Alors, Monsieur Déjean, avez-vous déjà vu ce document?

R. Oui.

Q. **[193]** Vous le reconnaissez?

R. Oui.

Q. **[194]** À quel moment l'avez-vous vu pour la première fois?

R. J'ai dû en prendre connaissance à l'horizon deux mille vingt-deux (2022) puisque, encore une fois, avant cette date-là j'avais pas de portefeuille de

clients. Et donc pour poursuivre ce qui avait été démarré avec Flumen, bien il fallait que je prenne connaissance de ce document-là également.

Q. **[195]** Êtes-vous en mesure de nous décrire de façon générale les principales modalités, là, de ce type d'entente, de cette entente-là en particulier?

R. Oui, ça définit les termes, les conditions pour démarrer un avant-projet. Donc, un avant-projet c'est une étude qui va dans des coûts, des délais estimés, ainsi qu'une date de mise en service. Et donc, il y a également une garantie financière qui est demandée à l'autre partie pour couvrir ces frais d'étude.

Q. **[196]** Pouvez-vous élaborer un petit peu sur ce que vous voulez dire par « étude »?

R. Dans l'étude, on va regarder l'ensemble des... des travaux et des permis qui sont nécessaires pour réaliser l'ensemble du raccordement. Donc, ça peut être des études environnementales, des études techniques, des études de génie civil. Donc, c'est un ensemble d'études qui permet de définir les coûts et les délais appartenant à Hydro-Québec, puis définir aussi une date d'alimentation électrique pour le client.

Q. **[197]** Très bien. Donc, vous nous avez mentionné que

vous auriez vu ce document-là autour de deux mille vingt-deux (2022) lorsque vous avez commencé à avoir des clients. Pouvez-vous nous donner davantage de détail sur le contexte dans lequel vous avez vu le document pour la première fois?

R. Bien, c'est un contexte dans lequel il fallait que je passe à l'étape supérieure, c'est-à-dire l'entente de contribution. Et donc, pour passer à la contribution, c'est bien de prendre connaissance de l'étape précédente qui est l'avant-projet.

Q. **[198]** J'aimerais aborder avec vous le sujet de la rencontre du deux (2) juin deux mille vingt-trois (2023) dont Flumen fait état dans sa plainte. Alors, est-ce que vous avez eu connaissance d'une rencontre qui aurait eu lieu en juin deux mille vingt-trois (2023)?

R. Oui.

Q. **[199]** Qui a convoqué cette rencontre-là?

R. C'est moi qui l'ai convoquée.

Q. **[200]** Qui était présent?

R. Il y avait monsieur McDougall. Il y avait le maire de Matane, quelqu'un du développement économique de Matane également. Puis je pense qu'il y avait une personne technique qui accompagnait aussi monsieur McDougall.

Q. **[201]** À quel endroit cette rencontre-là a-t-elle eu lieu?
R. Ça a eu lieu à l'Hôtel de Ville de Matane.
Q. **[202]** Combien de temps a-t-elle duré?
R. Je dirais environ une heure (1 h).
Q. **[203]** Quel était votre objectif lorsque vous avez convoqué cette rencontre-là?
R. Je venais pour donner des bonnes nouvelles à monsieur McDougall pour lui dire qu'il pouvait poursuivre à l'étape d'après qui est l'entente de contribution avant la signature. Puis j'ai aussi comme objectif de réduire, en fait, d'une diminution de sa demande d'alimentation parce qu'on était alors dans une démarche où on allait voir l'ensemble des clients pour leur demander, dans la mesure du possible, de réduire leurs demandes initiales.
Q. **[204]** Et comment est-ce que vous avez communiqué ce message-là?
R. Je voulais quand même expliquer la situation dans laquelle se trouvait Hydro-Québec où il y avait énormément de demandes, mettons. Pour favoriser le maximum de projets possibles, on demandait aux clients de réviser les demandes qui, parfois, peuvent être un petit peu surdimensionnées. Donc,

j'ai demandé si, dans la mesure du possible, on pouvait obtenir une réduction de la demande initiale.

Q. **[205]** Vous référez à la notion de « demande surdimensionnée » est-ce que vous savez de combien était la demande d'énergie Flumen préalablement à cette démarche-là?

R. C'était vingt mégawatts (20 MW), il me semble.

Q. **[206]** Et êtes-vous en mesure de nous éclairer quant à ce que représente vingt mégawatts (20 MW)?

R. Si je prends l'exemple du Centre Bell. Le Centre Bell, un soir de match de hockey avec la patinoire qui est allumée, les lumières et les restaurants, tous allumés et tous pleins, c'est cinq mégawatts (5 MW). Donc, c'est environ quatre fois la puissance du Centre Bell.

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Je vais faire une objection. Tantôt, on a fait la même objection quand mon client essayait d'expliquer la puissance. Monsieur n'est pas un témoin expert. Je ne m'en formalise pas, là, mais sa comparaison avec le Centre Bell, ça vaut ce que ça vaut, là.

Je veux dire, on ne va pas faire un débat d'experts sur la capacité ou la puissance

d'électricité au Centre Bell un soir de match, mais je ne veux pas que ça soit pris pour du « cash », là, si on veut.

LA PRÉSIDENTE :

Ça va être comme tantôt. On n'est pas sûr que c'est une expertise, on va juste prendre l'estimation à première vue, comme ça.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Q. **[207]** Et donc, suite à cette rencontre-là, Monsieur Déjean, quelle réduction aviez-vous obtenue, le cas échéant?

R. Bien, monsieur McDougall a acquiescé à une réduction de trois point cinq mégawatts (3,5 MW) sur sa demande initiale.

Q. **[208]** De trois point cinq (3,5 MW)?

R. Oui. Donc, on en est rendu à deux... donc on était rendu à dix-sept point cinq (17,5 MW), si je me souviens bien, donc de deux virgule cinq (2,5 MW).

Q. **[209]** J'aimerais porter à votre attention l'onglet 12 de la plainte qui a été déposée par Énergie Flumen. Juste un instant, on va également la mettre à l'écran. Alors, pouvez-vous... d'abord, est-ce que c'est bien vous qu'on voit sur la photographie?

R. Ça, c'est moi, oui.

Q. **[210]** Parfait. Pouvez-vous nous expliquer le contexte dans lequel cette photo a été prise?
R. On venait de terminer la rencontre, puis mon objectif était atteint, je pense monsieur McDougall également et donc, on a décidé de dîner ensemble, puis monsieur McDougall voulait prendre une photo, ça fait que j'ai autorisé la photo qui a été prise avec son appareil d'ailleurs. Donc, c'est ça, c'est une mise en scène.
Q. **[211]** Mais une mise en scène, pouvez-vous élaborer qu'est-ce que vous voulez dire par une mise en scène?
R. Bien, c'est ça, je pense que ça veut dire qu'on est d'accord sur que la rencontre s'est bien passée.
Q. **[212]** Alors, vous avez mentionné qu'il y avait le maire de Matane qui était présent à cette rencontre-là également. Est-ce qu'on le voit sur la photo?
R. Oui, il est à ma droite.
Q. **[213]** Est-ce que c'est la seule fois où vous avez été en contact avec la Ville de Matane concernant le projet d'Énergie Flumen?
R. Non. Il y a eu une autre rencontre par la suite fin deux mille vingt-trois (2023) avec une conseillère de la Ville qui... qui a partagé, en fait, la

position de la Ville sur le projet.

Q. **[214]** Et quelle était cette position?

R. Ils... ils m'ont laissé savoir qu'ils avaient une certaine réticence...

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Objection, Monsieur... Madame la Régisseure, j'allais dire monsieur, désolé. Objection, là, c'est du ouï-dire. On s'objecte à ce que monsieur relate des propos d'une conseillère municipale qui, un, ne parle pas au nom de la Ville, en droit, et deux, n'est pas dans leur liste de témoins.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Madame la Régisseure, je crois qu'il y a des objections qui ont déjà été formulées dans ce sens-là de part et d'autre. Donc, je vous soumets qu'on préférerait pouvoir faire mettre le témoignage en preuve, puis vous pourrez décider, là, d'admettre ou de rejeter les objections de part et d'autre sur le même objet subséquemment dans le cadre de vos délibérations. Mais je pense que c'est... il y a un témoignage qui a été autorisé, là, par monsieur McDougall quant aux intentions de la Ville cet avant-midi, donc ce serait...

LA PRÉSIDENTE :

En fait, l'autorisation était, et puis je vais vous

donner la même, s'il veut indiquer qu'il a eu des rencontres avec la Ville, il n'y a pas de difficulté, la teneur, il ne pourra pas parler au nom de la Ville, nous dire ce pourquoi la Ville l'a rencontré.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Je comprends, mais il peut certainement rapporter ce qui lui a été dit sans faire la preuve de son contenu.

LA PRÉSIDENTE :

On a demandé ce matin de votre côté de ne pas faire ça, mais je vais vous demander de ne pas faire ça, tout simplement. Ils peut rapporter le fait qu'il y a eu une rencontre, le sujet de la rencontre, mais pas plus.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Très bien. Donc, il ne peut pas relater comme ce matin que la Ville était... la position de la Ville par rapport au projet?

LA PRÉSIDENTE :

C'est ça.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Très bien. Donc, est-ce que je comprends que le témoignage de monsieur McDougall à l'effet que la Ville était enthousiasmée par le projet sera rayé

des notes?

LA PRÉSIDENTE :

Ça va tenir compte comme quoi qu'il y a eu une rencontre avec l'effet de la Ville, et puis... Mais ça ne peut pas tenir... ça ne peut pas être sur le fond de la teneur du propos. Donc, effectivement, il va y avoir une... je vais tenir compte du fait qu'il a rencontré la Ville, je vais tenir compte du fait que monsieur Déjean a rencontré une représentante de la Ville, mais la teneur des propos, là, ça ne sera pas tenu compte.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Très bien.

Q. **[215]** Alors, Monsieur Déjean, j'aimerais maintenant attirer votre attention vers un courriel du six (6) juillet, qui est à l'onglet 5... 15, pardon, de la plainte. Puis, avant de passer à cette pièce-là, une dernière question, Monsieur Déjean : quel était l'objectif de votre rencontre avec la Ville de Matane dont on vient de discuter brièvement?

R. On parle de la rencontre du deux (2) juin?

Q. **[216]** La rencontre subséquente à l'hiver deux mille vingt-trois (2023) à laquelle vous avez référé. Donc, quel était votre objectif?

R. Je... c'est eux qui m'ont appelé, donc je n'ai pas

d'objectif moi.

Q. **[217]** O.K. Donc, le courriel du six (6) juillet est maintenant à l'écran. Est-ce que... qui est madame Liana Adornato?

R Liana Adornato est une déléguée commerciale en charge du client Flumen, qui était dans mon équipe.

Q. **[218]** Dans votre équipe, est-ce que c'était votre supérieure, votre subalterne?

R. Subalterne.

Q. **[219]** Avez-vous discuté avec madame Adornato avant que le courriel qui est à l'écran soit transmis?

R. Probablement pas, parce que les délégués ont une certaine autonomie mais le document, je l'ai certainement vu, parce que je dois l'approuver avant qu'il soit envoyé.

Q. **[220]** Le document, vous référez à quel document, le courriel lui-même ou..?

R. Non, bien, je pensais qu'il y avait une pièce attachée.

Q. **[221]** Donc...

R. Oui, une pièce attachée dedans.

Q. **[222]** ... je peux vous référer à l'onglet 14 de la plainte. Est-ce que c'est à ce document-là que vous faites référence?

R. Absolument, oui.

Q. **[223]** Dans votre souvenir, c'est ce document-là qui était joint au courriel qu'on vient de voir?
R. Oui.
Q. **[224]** Donc, quel est le processus qui doit être suivi par madame Adornato, de façon générale, avant qu'un document tel que celui qu'on voit à l'écran soit transmis?
R. Habituellement, on envoie une première version préliminaire pour consultation, parce que souvent, les clients veulent savoir le contenu de l'entente, comme les termes et conditions à respecter. Et donc, c'est dans ce cadre-là que ce document-là a été envoyé. Ensuite, il peut y avoir des commentaires du client qui nécessitent des ajustements dans l'entente. Puis une fois qu'on a convenu du contenu, on l'envoie pour signature. Une fois que le client l'a signé, il y a une procédure à l'interne, comme une chaîne, une cascade de décideurs qui doivent l'approuver. Puis quand le document est signé, bien, on renvoie l'entente signée au client.
Q. **[225]** Quand vous dites « une cascade de décideurs qui doivent l'approuver », à qui référez-vous?
R. Une fois que le client a signé, moi, je dois le soumettre à ma directrice, Nancy Guénette. Puis

elle-même doit le soumettre à sa vice-présidente ou son vice-président pour signature.

Q. **[226]** À votre connaissance, la plaignante... à quel moment la plaignante a-t-elle signé cette entente-là, le cas échéant?

R. En juillet deux mille... non, je ne sais plus quand ça devait être signé. Ça a pris du temps, fait que je n'ai plus la date exacte.

Q. **[227]** Aviez-vous eu des discussions avec Énergie Flumen suivant la transmission de cette entente-là?

R. Oui, il y a eu certains délais. Je me rappelle qu'il y a eu, à un certain moment, un litige, je pense, entre les actionnaires chez Flumen. Fait que monsieur McDougall nous avait demandé de possiblement de reporter de quelques mois, trois à six mois, la date de mise en service. Puis il y avait eu aussi des demandes de considérer des variantes du projet, demande de décentraliser le projet initial entre différents sites, qui étaient un dans une église, un autre dans... pour le Cégep de Matane, puis un autre dans un garage. Donc, de décentraliser le projet initial.

Q. **[228]** Vous souvenez-vous à quel moment ces demandes-là ont été faites?

R. Pas exactement, mais c'est sûr que c'est entre deux

mille vingt-deux (2022) puis deux mille vingt-quatre (2024), là. Peut-être deux mille vingt-trois (2023), probablement.

Q. **[229]** Les demandes que vous venez de décrire, donc de décentralisation, quels auraient été... quel aurait été l'impact de ces demandes-là sur le projet?

R. Il aurait fallu tout recommencer. Il aurait fallu reprendre l'entente d'avant-projet, refaire signer dans ce cas-ci quatre nouvelles ententes. Il aurait fallu recommencer du début, tout le processus.

Q. **[230]** J'aimerais maintenant vous référer à une autre rencontre qui est mentionnée dans la plainte d'Énergie Flumen, qui se serait tenue en décembre deux mille vingt-trois (2023). Avez-vous souvenir d'avoir participé à une rencontre en décembre deux mille vingt-trois (2023)?

R. Oui.

Q. **[231]** Qui a convoqué cette rencontre-là?

R. C'est moi.

Q. **[232]** Qui était présent?

R. Monsieur McDougall puis Nancy Guénette.

Q. **[233]** À quel endroit cette rencontre a-t-elle eu lieu?

R. Elle s'est tenue en ligne, sur Teams, à distance.

Q. **[234]** Combien de temps a-t-elle duré?
R. Peut-être un dix minutes (10 min). Un dix minutes (10 min).
Q. **[235]** Vous souvenez-vous de la date exacte de la rencontre?
R. Non, je crois que c'était fin décembre, parce que monsieur McDougall partait vers l'aéroport, il était pressé aussi de son côté, mais c'était en décembre.
Q. **[236]** Et quel était l'objectif de votre convocation de cette rencontre-là?
R. C'était de donner, si je peux parler un peu de visibilité sur la suite, donc, on a dit à monsieur McDougall qu'on devait mettre ce projet-là, pour l'instant, sur pause.
Q. **[237]** Est-ce que c'est tout ce qui a été dit à monsieur McDougall lors de cette rencontre-là?
R. Oui, essentiellement, oui.
Q. **[238]** Et qu'est-ce que les termes « mettre le projet sur pause » signifient?
R. C'est-à-dire qu'on n'a pas les autorisations pour procéder à la signature.
Q. **[239]** Et quelle a été la réaction de monsieur McDougall?
R. Bien, il a été surpris, puis il a posé un certain

nombre de questions.

Q. **[240]** Quelles questions vous a-t-il posées?

R. Bien, pour quelles raisons on mettait le projet sur pause. Combien de temps pourrait durer cette pause-là? Qu'est-ce que lui pourrait faire de son côté pour nous aider. Ça, c'est essentiellement ça, il était curieux de savoir qu'est-ce que « pause » signifie.

Q. **[241]** Et qu'est-ce que vous lui avez répondu?

R. Malheureusement, on n'avait pas ces réponses-là, à ce moment-là.

Q. **[242]** J'aimerais brièvement retourner à votre rencontre de décembre, de l'hiver deux mille vingt-trois (2023), pardon, avec une représentante de la Ville de Matane?

R. Oui.

Q. **[243]** Juste quelques autres éléments. Qui était présent à cette rencontre-là?

R. Moi, puis la représentante de la Ville de Matane.

Q. **[244]** Et à quel endroit la rencontre a-t-elle eu lieu?

R. À distance, également.

Q. **[245]** Combien de temps a-t-elle duré?

R. Environ quinze minutes (15 min).

Q. **[246]** Et est-ce qu'il y a eu des suites à cette

rencontre?

R. Oui. Une suite, elle m'a rappelé quelques mois plus tard, elle était curieuse de savoir comment le projet cheminait du côté Hydro-Québec.

Q. **[247]** Et qu'est-ce que vous avez répondu?

R. Que ça continue de cheminer, mais comme c'est confidentiel, je ne peux pas partager plus que... il y a des détails trop trop explicites.

Q. **[248]** Et à quelle date est-ce que cette demande de suivi vous a-t-elle été transmise?

R. Je ne me rappelle pas la date exacte, c'est quelque mois après le fameux appel dont on parlait.

Q. **[249]** Donc, quelques mois après l'appel de décembre deux mille vingt-trois (2023)?

R. C'est ça.

Q. **[250]** Donc, Madame la régisseure, ça compléterait pour l'interrogatoire en chef de monsieur Déjean, sous réserve d'un réintrerrogatoire.

LA PRÉSIDENTE :

Je vous remercie. Je m'excuse, j'ai oublié votre nom.

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Frédéric Legendre.

LA PRÉSIDENTE :

Maître Legendre, il est midi moins quart (11 h 45).

Est-ce que, parce que la pause du lunch s'en vient, est-ce que vous en avez... pour combien de temps, juste pour me dire quand ça serait le...

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Quinze minutes (15 min).

LA PRÉSIDENTE :

Ah oui? Si jamais ça devait déborder, laissez-moi savoir quand est-ce que ça serait un bon temps pour...

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Vous prenez la pause à quelle heure, normalement?

LA PRÉSIDENTE :

Ça peut aller, si vous voulez prendre... continuer jusqu'à midi et quart (12 h 15), midi et demi (12 h 30), mais je ne voudrais pas...

CONTRE-INTERROGÉ PAR Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Non, j'aimerais mieux finir pour qu'il puisse quitter ensuite, là. Merci.

Q. **[251]** Bonjour, Monsieur Déjean.

R. Bonjour.

Q. **[252]** Vous avez dit que vous êtes sans emploi, actuellement?

R. Absolument.

Q. **[253]** Depuis combien de temps?

R. Depuis que j'ai quitté Hydro-Québec.

Q. **[254]** C'était à quel moment?
R. Vingt-six (26) avril deux mille vingt-deux (2022).
Q. **[255]** Vous avez quitté pour quelle raison?
R. Pour un autre emploi.
Q. **[256]** Pour un autre emploi?
R. Oui.
Q. **[257]** Mais vous êtes sans emploi actuellement?
R. Exact.
Q. **[258]** Vous commencez à quel moment?
R. C'est confidentiel pour le moment, je ne pourrais pas élaborer.
Q. **[259]** O.K. Donc, la seule et unique raison pourquoi vous avez quitté, c'est que vous avez décidé de changer d'emploi?
R. Oui, absolument.
Q. **[260]** Puis est-ce que je peux vous demander pourquoi vous avez décidé de changer d'emploi?
R. Nouveau challenge.
Q. **[261]** Un nouveau challenge, O.K. Vous avez dit que lors de la rencontre Teams du vingt-deux (22) décembre deux mille vingt-trois (2023) avec monsieur McDougall puis madame Guénette, vous n'avez pas été en mesure de fournir des motifs pour expliquer la pause qu'on demandait à Flumen ou qu'on imposait à Flumen, exact?

R. Exact.

Q. **[262]** Est-ce qu'à l'interne, vous aviez déjà posé la question à savoir pourquoi on allait annoncer ça à monsieur McDougall qu'on le mettait sur pause à ce moment-là?

R. Parce qu'on avait pas les autorisations de procéder à la signature.

Q. **[263]** Je comprends, mais qui, physiquement, vous a informé de ça, que vous n'aviez pas les autorisations?

R. Ma responsable.

Q. **[264]** Madame Guénette?

R. Nancy Guénette.

Q. **[265]** O.K. Puis est-ce que madame Guénette vous a dit pourquoi vous n'aviez pas les autorisations?

R. Non.

Q. **[266]** Est-ce que vous lui avez demandé?

R. Oui.

Q. **[267]** Puis qu'est-ce qu'elle vous a répondu?

R. Qu'elle ne le savait pas non plus.

Q. **[268]** O.K. Est-ce que vous avez cherché à obtenir une réponse?

R. Oui.

Q. **[269]** Quelles démarches avez-vous effectuées pour obtenir cela?

R. J'ai posé des questions à l'interne.

Q. **[270]** O.K., puis qu'est-ce qu'on vous a répondu?

R. Qu'ils n'avaient pas non plus la réponse.

Q. **[271]** Est-ce qu'à un moment ou à un autre, on a évoqué le fait que le projet devait être décentralisé, pour justifier la pause?

R. Non.

Q. **[272]** Est-ce qu'à un certain moment, on a évoqué la situation énergétique du Québec pour justifier la pause?

R. Non.

Q. **[273]** Non? Est-ce que vous qui aviez d'autres clients, vous parlez d'un portefeuille de clients, est-ce que vous aviez d'autres clients dans le secteur des cryptomonnaies?

R. Oui.

Q. **[274]** O.K. Est-ce qu'il y avait d'autres clients dans la même situation?

R. Non. Dans la situation de raccordement, non.

Q. **[275]** Donc, parmi tous vos clients dans ce secteur-là, la seule à qui on a imposé une pause, c'est Énergie Flumen?

R. Oui.

Q. **[276]** O.K. Puis toujours aujourd'hui, le deux (2) juillet deux mille vingt-quatre (2024), vous ne

savez toujours pas pourquoi on a imposé cette pause-là à Flumen?

R. Non.

Q. **[277]** Est-ce qu'il a été question dans vos discussions internes, du fait que Flumen n'était pas une cliente d'Hydro-Québec?

R. Non, ils n'étaient pas un client d'Hydro-Québec.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Pardonnez-moi, je formulerais une objection de façon similaire à celle qui a été formulée ce matin, dans le sens où la question demande une interprétation qui relève autant des faits que du droit.

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Ce n'est pas du tout la même question. Puis c'est leur défense qu'ils ont écrit dans une lettre, là. Ils ont dit qu'un des arguments au soutien du refus, c'est de dire que Flumen n'est pas une cliente, puis que puisqu'elle n'est pas une cliente, on ne devrait même pas être ici, aujourd'hui. Donc, j'ai le droit de tester ça en contre-interrogatoire.

LA PRÉSIDENTE :

Vous avez le droit de poser des questions sur les faits, mais...

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Oui.

LA PRÉSIDENTE :

... l'interprétation juridique à partir des textes des Conditions de service, on va laisser ça à maître Lortie.

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Je suis d'accord.

LA PRÉSIDENTE :

Oups... ou maître...

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Sarrazin.

LA PRÉSIDENTE :

Sarrazin, merci.

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Non, mais je lui demande s'il a été question de cela à l'interne. Je ne lui demande pas son interprétation de : est-ce que c'est une cliente ou non. Je lui demande : est-ce qu'il a été...

LA PRÉSIDENTE :

Mais si c'est sur les faits...

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

... question de ça.

LA PRÉSIDENTE :

... ou...

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Voilà.

LA PRÉSIDENTE :

...son interprétation de la chose, effectivement, c'est bon.

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Q. **[278]** O.K. Est-ce qu'il y a, à un moment ou à un autre, pour justifier le refus, il y a eu une discussion à l'effet qu'on n'avait pas besoin de desservir Flumen parce que ce n'est pas une cliente d'Hydro-Québec? Est-ce que vous avez... Non?

R. Bien, ce n'était pas un client. Ils n'étaient pas clients.

Q. **[279]** O.K. Donc, ma question c'est : Est-ce qu'à un moment ou à un autre, on a dit : « On n'a pas à le desservir car ce n'est pas un client »? Est-ce que c'était la discussion qui avait lieu?

R. Non.

Q. **[280]** Vous avez dit que votre subalterne, madame...

R. Adornato.

Q. **[281]** Adornato, avait une certaine latitude lorsqu'elle envoie des courriels. Qu'est-ce que vous voulez dire?

R. Une fois qu'on s'est mis d'accord sur les clauses essentielles dans le contenu de l'entente, après,

le format de son email envers le client, ça lui appartient. Je n'ai pas besoin de vérifier l'ensemble des courriels qui sont envoyés aux clients.

Q. **[282]** Parfait. Puis n'est-il pas exact que dans ce courriel-là, on indique essentiellement à Flumen que le contrat est prêt à être signé, dans la mesure où ils acceptent son contenu?

R. C'est exact.

Q. **[283]** Merci. Je n'ai pas d'autres questions, Madame la Régisseure.

LA PRÉSIDENTE :

Merci. Maître De Repentigny?

Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

Pas de questions.

LA PRÉSIDENTE :

Merci.

Me JEAN LORTIE :

Si vous me donnez quelques secondes.

LA PRÉSIDENTE :

Je vais poser mes propres questions, et vous allez pouvoir poser un réinterrogatoire après.

Me JEAN LORTIE :

Parfait.

INTERROGÉ PAR LA PRÉSIDENTE :

Q. **[284]** Bonjour, Monsieur Déjean.

R. Bonjour.

Q. **[285]** J'aimerais ça si vous pouviez juste revenir sur la question de – j'ai quelques questions, ça ne sera pas très long, là – mais sur la question de la demande surdimensionnée. Donc, vous avez fait... est-ce que je comprends bien, pour voir si vous avez fait l'ensemble de vos clients, pour voir si la demande de chacun de ceux-ci était surdimensionnée?

R. Exact.

Q. **[286]** Et par surdimension, vous voulez dire? Surdimension par rapport à quoi?

R. Bien, il faut se rappeler que dans mon poste précédent, on était dans une période de surplus, et donc quand on allait chercher des clients, on allait chercher pour qu'ils consomment le maximum de capacité. Donc, on voulait avoir la plus grande demande possible, on les encourageait même à faire une grosse demande. Et donc, quand on a eu des demandes ensuite d'alimentation, bien, on s'est rendu compte que les gens faisaient des demandes peut-être un peu plus grosses que ce qu'ils auraient dû, et donc on revient vers les clients en

leur posant des questions, des fois, sur les... quel processus ils ont utilisé, quoi, un certain nombre d'éléments qui permettent de réviser à la baisse la demande initiale, puis on l'a fait avec quand même un certain nombre de clients, puis on a eu des baisses significatives.

Q. **[287]** D'accord. Alors, vous... vous avez vérifié avec l'ensemble des clients de votre portefeuille pour voir s'ils n'avaient pas eu un peu trop d'ambition dans leur... dans la capacité qu'ils demandaient auprès d'Hydro-Québec?

R. Exactement.

Q. **[288]** Et puis, dans votre rencontre avec Flumen, le deux point cinq (2,5) qui a été révisé à la baisse, vous considérez que c'est une surdimension ou une concession que Flumen vous faisait pour accommoder Hydro-Québec?

R. De ma perception, c'était une concession qui était faite pour Hydro-Québec.

Q. **[289]** Merci. Je ne sais pas si j'ai besoin de remettre l'entente, mais l'entente d'avant-projet a été signée en deux mille vingt (2020). Peut-être juste la remettre, Madame Kouamé, s'il vous plaît. C'est l'onglet, je pense que c'est 6. 8, c'est l'onglet 8, page... là, j'ai 543. Je suis dans le

dossier d'examen interne. O.K. Dans le DEI, c'est le... page 544.

O.K. Êtes-vous familier avec cette entente d'avant-projet là?

R. Oui.

Q. **[290]** O.K. Je vous amène à l'article 1.2, c'est à la page 545, je pense, voilà. Oui. Alors, on voit à d, à 1.2 d, Conditions de service. De votre compréhension, puis je ne vous demande pas l'interprétation du document, de votre interprétation, c'est les conditions de service, il faut interpréter ce contrat-là en fonction des conditions de service qui existaient en octobre deux mille vingt (2020)?

R. À ce moment-là, oui.

Q. **[291]** Merci. À l'onglet 14 de la plainte – on n'a pas besoin de le mettre à l'écran – on a... C'est l'entente de raccordement.

R. Oui.

Q. **[292]** Monsieur McDougall nous a dit tantôt que c'était la pièce jointe au courriel sur lequel il acceptait, là, de signer en décembre deux mille vingt-trois (2023). Vous avez mentionné tantôt que c'était probablement la pièce jointe au courriel de juillet deux mille vingt-trois (2023) envoyé par

madame Adornato.

R. Oui.

Q. **[293]** Ça fait que c'est le même contrat. Le terme ou les termes de cette entente-là n'ont pas varié significativement de juillet deux mille vingt-trois (2023) à décembre deux mille vingt-trois (2023)? C'est ce que je dois comprendre de...

R. Exact.

Q. **[294]** Sur la question de la décentralisation, parce que vous avez parlé qu'il voulait peut-être décentraliser à quatre endroits, Flumen a donné suite à ça ou c'est suite à vos... En fait, je...

R. En fait, ça a été présenté par un partenaire de Flumen, il s'appelait Nordik quelque chose. Et donc ça a été présenté comme idéalement la voie qu'il souhaitait suivre, c'est-à-dire de ne plus faire un projet centralisé à place initiale à Matane, mais de le diviser en quatre localisations différentes.

Q. **[295]** Et puis est-ce que monsieur McDougall vous a fait la même demande?

R. Bien, il était présent à la rencontre.

Q. **[296]** Il était présent. Et puis est-ce qu'ils ont donné suite à cette demande-là?

R. Oui. Mais ils sont revenus sur décision quelques semaines plus tard par écrit en disant que,

finalement, ils abandonnaient cette option-là.

Q. **[297]** O.K. Ça va être l'ensemble de mes questions. Est-ce que vous avez un réinterrogatoire?

RÉINTERROGÉ PAR Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Très brièvement.

Q. **[298]** Alors, Monsieur Déjean, vous avez mentionné en contre-interrogatoire que Flumen était le seul client dont le dossier avait été mis en pause. C'est exact, je relate correctement vos propos?

R. Oui.

Q. **[299]** Est-ce qu'il y a d'autres clients dans l'industrie des chaînes de blocs dont le contrat, dont l'entente de raccordement, ce à quoi vous référez comme l'entente de contribution, n'avait pas été signée?

R. Non.

LA PRÉSIDENTE :

Maître Sarrazin, je m'excuse profondément. J'ai une question que j'ai oublié de poser. Mais je vais vous laisser la chance. Je m'excuse.

Q. **[300]** C'est sur la notion du deux point cinq mégawatts (2,5 MW) que Flumen a accepté d'enlever. Comment vous avez informé Hydro-Québec de cette diminution-là? Je veux dire, les gens à l'interne, vous les avez informés?

R. Je suis sorti de la rencontre, puis dès que je suis sorti, j'ai texté mes collègues à l'interne en disant qu'on avait obtenu deux point cinq (2,5). Deux point cinq (2,5), encore une fois, c'est un demi Centre Bell et c'était significatif pour nous. Ça fait que tout le monde était bien content.

Q. **[301]** D'accord. Et puis vous l'avez dit seulement à votre département ou vous avez communiqué cette information-là à d'autres?

R. À l'interne, à mes collègues les plus proches, ma directrice. C'était peut-être monté jusqu'au vice-président, mais dans ce cadre-là.

Q. **[302]** Et savez-vous si cette information-là a percolé ailleurs?

R. Non, elle n'est pas sensée... C'est confidentiel. Ce n'est pas sensé avoir percolé ailleurs.

Q. **[303]** Très bien. Je vous remercie. Oui, ça va. Je vous remercie. Désolée, Maître Sarrazin.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Il n'y a pas de souci.

Q. **[304]** Monsieur Déjean, simplement pour clarifier. Vous avez mentionné donc que Flumen, Flumen était le seul client dont le dossier a été mis en pause. C'est bien ça?

R. Oui.

Q. **[305]** Est-ce qu'il y avait d'autres clients à ce moment-là qui n'avaient pas signé une entente de raccordement au moment où le dossier de Flumen a été mis en pause?

R. Oui.

Q. **[306]** Il y avait d'autres clients qui n'avaient pas signé l'entente de raccordement, en chaînes de blocs?

R. Non.

Q. **[307]** Merci.

LA PRÉSIDENTE :

Je pense que ça va mettre fin à votre témoignage. Je vous remercie beaucoup. Monsieur Déjean, vous êtes maintenant libéré. Il est midi. Alors on va prendre la pause lunch. On va revenir pour treize heures (13 h). Si jamais vous avez besoin d'un quinze (15) de plus, parce que des fois... Il n'y a plus de cour alimentaire ici, de foire alimentaire. Sinon on va reprendre à treize heures (13 h). Je vous remercie.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

En fait, je pense que je prendrais le quinze (15) minutes. Donc treize heures quinze (13 h 15).

LA PRÉSIDENTE :

On va revenir à treize heures quinze (13 h 15).

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

_____

REPRISE DE L'AUDIENCE

LA PRÉSIDENTE :

Bonjour, Maître Sarrazin.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Bonjour.

LA PRÉSIDENTE :

Êtes-vous prête à continuer avec votre deuxième témoin?

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Nous sommes prêts. Je vais aller la chercher, si vous me le permettez. Nous sommes prêts.

L'AN DEUX MILLE VINGT-QUATRE (2024), ce deuxième (2e) jour du mois de juillet, A COMPARU :

NANCY GUÉNETTE, directrice Développement des affaires et grandes entreprises, Hydro-Québec, ayant une place d'affaires au 75, boulevard René-Lévesque Est, Montréal (Québec);

LAQUELLE, après avoir fait une affirmation solennelle, dépose et dit :

INTERROGÉE PAR Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Q. **[308]** Bonjour, Madame Guénette. Je vous inviterais d'abord à nous faire part de votre formation académique.

R. Absolument. Donc, j'ai une formation, j'ai un baccalauréat en urbanisme. J'ai terminé en mil neuf cent quatre-vingt-quinze (1995). Puis j'ai une maîtrise en administration que j'ai terminée en deux mille sept (2007).

Q. **[309]** Suivant la fin de votre parcours scolaire quel emploi avez-vous occupé?

R. Pas tout à fait à la fin parce que j'ai fait ma maîtrise en cours de route. Mais disons que mon premier emploi professionnel était déléguée commerciale à Hydro-Québec en mil neuf cent quatre-vingt-dix-huit (1998).

Q. **[310]** Combien de temps avez-vous occupé ce poste?

R. Environ deux ans.

Q. **[311]** Qu'est-ce que vous avez fait par la suite?

R. J'ai occupé un poste de gestion. Donc nommément au niveau des délégués commerciaux, mais également des techniciens et des ingénieurs commerciaux.

Q. **[312]** Et combien de temps avez-vous occupé ce poste?

R. Environ deux ans.

Q. **[313]** Quel poste avez-vous occupé par la suite?
R. Par la suite, se sont greffées différentes responsabilités, développement de marché. Et disons que mon prochain mouvement par la suite qui est plus significatif a été en deux mille sept (2007) lorsque je suis devenue responsable de la conception et développement de programmes en efficacité énergétique.
Q. **[314]** Et combien de temps est-ce que vous avez occupé ces fonctions-là?
R. Environ quatre ans.
Q. **[315]** Donc jusqu'en?
R. Deux mille dix (2010).
Q. **[316]** Ensuite?
R. Ensuite, je suis allée au niveau des achats, donc des approvisionnements de services. J'étais responsable de l'achat des services de construction, ingénierie pendant environ cinq ans, cinq, six, sept ans. Et par la suite j'ai obtenu un poste de direction. Donc, en deux mille dix-sept (2017) comme directrice des Approvisionnements, donc des achats de services pour la totalité des services d'Hydro-Québec.
Q. **[317]** Combien de temps est-ce que vous avez occupé ce poste-là?

R. J'ai été là jusqu'en janvier vingt vingt et un (2021) où j'ai joint l'équipe clientèle à titre de directrice Clientèle affaire et grandes entreprises.

Q. **[318]** En quoi vos fonctions consistaient entre deux mille dix-huit (2018), donc dans votre poste précédent, et jusqu'à aujourd'hui?

R. Mes fonctions en deux mille dix-huit (2018) étaient essentiellement de bâtir les stratégies d'approvisionnement d'achats d'Hydro-Québec, donc évidemment de développer, déployer des stratégies, faire les approvisionnements, les achats, éventuellement attribuer les contrats. Donc, ça, j'ai fait ça... En deux mille dix-huit (2018), j'occupais ce poste-là.

Q. **[319]** Puis par la suite lorsque vous avez changé de poste en janvier deux mille vingt et un (2021) en quoi vos fonctions consistaient?

R. Janvier vingt vingt et un (2021) lorsque j'ai plus tôt décrit la clientèle, je suis responsable, et c'est toujours le cas actuellement, de toute la relation d'affaires avec la clientèle grande puissance. Grande puissance à Hydro-Québec ça veut dire une consommation supérieure à cinq mégawatts (5 MW).

Q. **[320]** À quel moment avez-vous entendu parler pour la première fois de l'industrie des chaînes de blocs dans vos fonctions professionnelles?

R. Dans mes fonctions professionnelles, je dirais à l'automne vingt vingt-deux (2022).

Q. **[321]** Dans quel contexte?

R. C'était nommément la discussion qui avait lieu au niveau du... du guichet, donc l'ouverture d'un guichet unique, là, pour desservir les clients de la cryptomonnaie. C'est à ce moment-là que j'ai entendu parler plus particulièrement de cette industrie.

Q. **[322]** J'aimerais porter à votre attention l'appel de proposition deux mille dix-neuf (2019) A/P-01. Alors, Madame la Régisseure, ce document-là n'avait pas initialement été communiqué ni par la plaignante ni par nous, mais nous l'avons ajouté dans un cahier dont on peut vous remettre copie, qui est l'historique des faits, qui avait déjà été déposé par Hydro-Québec puis auquel on a simplement ajouté un onglet numéro 10, qui est l'appel de proposition en question. Oui, alors ça deviendrait... idéalement à l'onglet 10, là, étant donné qu'ils sont déjà... ou bien HQD-2.

LA PRÉSIDENTE :

L'onglet 10 va devenir HQD-2.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Très bien.

LA PRÉSIDENTE :

Est-ce que vous en avez une copie pour...

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Oui, j'en ai une copie pour mon collègue, que j'ai toutefois remise à la témoin puisque les documents sont à l'écran, par contre, je vais vous remettre...

HQD-2 : Onglet 10, appel de proposition A/P-01

Q. **[323]** Donc, Madame Guénette, je vous invite à prendre l'onglet 10 de l'autre cahier. Est-ce que vous reconnaissez ce document-là?

R. Oui.

Q. **[324]** Pouvez-vous le nommer sommairement?

R. Attribution d'un bloc de trois cents mégawatts (300 MW) de puissance et d'énergie associée en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage de cryptomonnaie.

Q. **[325]** Donc, qu'on peut communément appeler l'appel de proposition. Avez-vous été impliquée dans le

processus relatif à cet appel de proposition-là?

R. Non.

Q. **[326]** À aucun moment?

R. Non.

Q. **[327]** Quand avez-vous entendu parler d'Énergie Flumen pour la première fois?

R. C'était à l'automne vingt vingt-deux (2022).

Q. **[328]** Dans quel contexte?

R. On a eu une grande affluence de demandes d'énergie et de puissance à Hydro-Québec. Ça a fait l'objet de plusieurs articles dans les médias. Et à l'automne vingt vingt-deux (2022), on a émis une liste de ce qu'on a appelé les projets pré PL 2, donc ceux qui précédaient la loi qui est venue abaisser le seuil, donc l'obligation de desservir de cinquante (50 MW) à cinq mégawatts (5 MW). Donc, c'est à ce moment-là que le dossier de Flumen s'est retrouvé dans la liste des dossiers qui avaient été disons discutés avant la période d'application du PL 2. Loi 2, en fait c'est l'abaissement du seuil... Projet de loi, pardon.

LA PRÉSIDENTE :

Peut-être juste rapprocher le micro parce que moi aussi j'ai de la misère à vous entendre.

R. Je vais parler plus fort.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Q. **[329]** Donc, vous avez compilé cette liste-là en deux mille vingt-deux (2022). Êtes-vous capable de nous situer dans l'année?

R. Difficilement, mais c'est à l'automne.

Q. **[330]** Et qu'est-ce que vous avez fait avec cette liste-là?

R. En fait, c'était surtout pour connaître l'étendue des engagements précédant l'abaissement du seuil de desserte de cinquante (50 MW) à cinq mégawatts (5 MW). Donc, c'était pour prendre connaissance de l'ensemble des demandes qui étaient en cours.

Q. **[331]** Pouvez-vous nous éclairer un petit peu sur ce que vous voulez dire par « l'abaissement du seuil de cinquante (50 MW) à cinq mégawatts (5 MW) »?

R. Bien sûr. Je vais revenir un peu sur l'historique, si vous me le permettez. En fait, en vingt-vingt-deux (2022), Hydro-Québec a connu une affluence, je vous dirais inédite, en matière de demandes d'énergie. Donc, on a vu énormément de demandes adressées à Hydro-Québec et bien sûr au gouvernement.

Donc, ces demandes étaient composées essentiellement soit de nouvelles filières, donc, on avait des demandes, par exemple, qui pouvaient

être dans des filières stratégiques. On avait également des demandes qui pouvaient venir d'un accroissement de la production, donc de certaines de nos industries bien présentes au Québec. On avait également plusieurs demandes en matière de décarbonation.

Comme vous le savez, c'est une volonté de décarboner le Québec nommément au niveau des usages industriels. Donc, on a vu cette affluence-là également arriver pour demander de l'énergie et du service à Hydro-Québec. Donc, ça, c'était environ en... Bien, c'était plus particulièrement pendant l'année vingt-vingt-deux (2022). Vingt-vingt et un (2021), ça avait déjà démarré, mais les grosses demandes ont été surtout... Et peut-être que vous avez déjà entendu parlé dans les médias, on parlait d'une demande de vingt-cinq (25 000 MW), trente mille mégawatts (30 000 MW). C'est certain que les mégawatts, ça peut être particulier.

Donc, je les situe, là, disons que la pointe hivernale à Hydro-Québec, c'est quarante-deux mille mégawatts (42 000 MW). Donc, vous pouvez voir un peu l'envergure de ce que ça représentait.

Dans ces discussions, Hydro-Québec, le gouvernement, l'obligation de desservir a été

abaissé de cinquante (50 MW) à cinq mégawatts (5 MW). Ça, ça veut dire concrètement que jusqu'à maintenant, un client faisait une demande à Hydro-Québec, par exemple, de quarante-cinq mégawatts (45 MW) et Hydro-Québec avait l'obligation de le desservir. Donc, en venant abaisser le seuil de cinquante (50 MW) à cinq mégawatts (5 MW), évidemment... Et en même temps, le ministre s'est donné la prérogative de sélectionner les projets en lien avec les stratégies industrielles ou encore les filières qu'il souhaitait privilégier en matière d'électrification ou encore pour le développement de l'économie.

Donc, ça, c'est ce qu'on a appelé le Projet de loi 2. Et le Projet de loi a été disons déposé et entériné ce qui fait que, dorénavant, le processus fait en sorte que les demandes de plus de cinq mégawatts (5 MW) doivent être autorisées par le ministre.

Q. **[332]** Vous avez référé à la notion de « filières stratégiques », qu'est-ce que vous voulez dire par là?

R. Le gouvernement a des filières stratégiques de développement économique et favorise, par exemple, en termes d'appui et en termes de recommandation et

de soutien, certaines filières stratégiques.

Donc, je peux nommer, par exemple, la filière batterie qui a fait l'objet de plusieurs attributions au niveau des blocs d'énergie ou encore on entend parlé de l'aciérie verte. Donc, par exemple, la transformation de l'acier et la décarbonation, bien sûr, de la fabrication. Donc, ça en est une. On peut parler aussi de l'électrification des transports qui est un vecteur aussi extrêmement important. Donc, ce sont trois éléments que je peux vous donner rapidement.

Q. **[333]** J'aimerais vous exhiber... Alors, c'est un autre document, Madame la Régisseure, qu'on va coter. Ça sera le document HQD-3. Donc, il s'agit du Plan d'approvisionnement deux mille vingt-trois, deux mille trente-deux (2023-2032), décret 1697-2022.

HQD-3 : Plan d'approvisionnement deux mille vingt-trois, deux mille trente-deux (2023-2032), décret 1697-2022

Avez-vous déjà vu ce document, Madame Guénette?

R. Oui.

Q. **[334]** Dans quel contexte?

R. Une lecture lors de la décision. C'est vraiment par intérêt dans le travail que je fais actuellement.

Q. **[335]** Pourquoi ce document-là était-il d'intérêt pour vous, dans le cadre de votre travail?

R. Parce qu'en quelque sorte, bien, le gouvernement venait de nommer par décret de préoccupation, une certaine forme de mise en garde par rapport à la gestion des disponibilités énergétiques du Québec. À l'intérieur du décret de préoccupation, le gouvernement faisait mention de sa préoccupation de conserver l'énergie ainsi que la puissance, bien sûr, à des effets ou plutôt pour des fins de décarbonation ou encore pour favoriser les filières émergentes dont celles dont je viens de parler précédemment.

Et faisait état de ses préoccupations quand aux réserves à épargner pour faire en sorte qu'on puisse réussir soit le Plan pour une économie verte ou encore continuer à octroyer des mégawatts dans le contexte des bilans serrés. Donc, c'est dans ce contexte-là que j'ai pris connaissance du décret de préoccupation qui venait également souligner des préoccupations sociales, environnementales et économiques quant à l'usage de la cryptomonnaie.

Q. **[336]** Vous avez référé à la notion de bilans

serrés, qu'est-ce que vous voulez dire par là?

R. Oui, tout à fait. Lorsque je parle de bilans, il s'agit des bilans d'approvisionnement, donc, c'est l'équilibre entre l'offre et la demande en matière d'énergie et de puissance au Québec. Avec ce que je soulignais tantôt, c'est-à-dire la croissance de la demande, de façon assez significative, une volonté d'électrifier l'économie, de favoriser l'électrification des transports, également la décarbonation des bâtiments, tout ça fait en sorte qu'on a une pression à la hausse sur la demande, donc de plus en plus de demande au Québec, et évidemment, l'offre est limitée.

Donc, lorsqu'on parle de bilans serrés, c'est l'équilibre entre l'offre, donc l'offre en matière d'énergie et de puissance et la possibilité au Québec d'y répondre avec... Pardon, je vais parler plutôt de la demande et de la possibilité d'y répondre avec une offre adéquate en matière d'énergie et de puissance. Donc, les bilans serrés, c'est effectivement le Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec qui fait état d'un resserrement.

Q. **[337]** Et donc, vous avez pris connaissance de ce document-là, vous avez mentionné, au moment de la décision, à quelle décision faites-vous référence?

R. Plus particulièrement au fait de limiter l'accès au guichet. Donc, il était questions qu'on ait un bloc dédié pour un certain nombre de mégawatts et Hydro-Québec avait sollicité la Régie, les termes ne sont pas exacts pour moi, je suis désolée, mais avait sollicité la Régie pour que justement on suspende ces activités-là dans le but de réfléchir à la situation en matière d'énergie au Québec.

Q. **[338]** Et là, vous référez à un bloc dédié, dédié à quoi?

R. Dédié à la cryptomonnaie.

Q. **[339]** Donc, si on revient à Flumen, vous avez entendu donc la première fois ce nom-là dans le cadre de l'établissement d'une liste avec le contexte qu'on connaît maintenant. Quelles démarches ont été prises suivant l'établissement de cette liste-là, vis-à-vis Flumen en particulier?

R. Le dossier est revenu plutôt présent dans mes activités quotidiennes, ou enfin mes activités hebdomadaires avec mon collègue Christian et la déléguée commerciale au printemps vingt vingt-trois (2023).

Q. **[340]** Et qu'est-ce que... qu'est-ce que vous avez fait à ce moment-là avec monsieur Déjean?

R. Au printemps vingt vingt-trois (2023), donc on

avait la liste des projets qui précédaient le PL 2, donc le projet de loi. Et là, on regardait de quelle façon on pouvait optimiser chacune des charges qui avaient été demandées par les clients. Donc, au printemps vingt vingt-trois (2023), Flumen, comme les autres dossiers, était en analyse pour voir de quelle façon on pouvait le plus possible travailler sur... sur l'optimisation potentielle.

Q. **[341]** Et quelle... avez-vous pris une décision à ce moment-là quant à cette optimisation?

R. Effectivement, monsieur Déjean est d'abord allé faire... est allé rencontrer Énergie Flumen, je crois au mois de juin, et ils ont eu des discussions sur le dossier.

Q. **[342]** Avez-vous connaissance de ce qui a résulté de ces discussions-là?

R. Effectivement, il y a eu une diminution de proposée de la part du client, puis selon certaines négociations par rapport au nombre de mégawatts qui avaient été préalablement regardées.

Q. **[343]** Connaissez-vous le détail du nombre de mégawatts qui ont été réduits?

R. Il me semble, là, on est passé de dix-neuf (19) à dix-sept (17), mais je vous dirais que le détail

m'échappe, si ce n'est pas le bon chiffre.

Q. **[344]** Avez-vous été impliquée dans le dossier de Flumen par la suite?

R. Toujours des discussions qui ont lieu, oui, à l'intérieur d'Hydro-Québec, pas particulièrement sur le dossier par contre.

Q. **[345]** Quand vous dites « pas particulièrement sur le dossier », qu'est-ce que vous voulez dire?

R. Bien, c'est-à-dire qu'on a un certain nombre de dossiers, donc il en faisait partie. Effectivement, est arrivé plusieurs événements, encore une fois, prise de conscience significative en termes de bilan serré et face à la demande également qu'on avait. Donc, je vous dirais que j'ai continué à suivre le dossier avec monsieur Déjean.

Q. **[346]** Avez-vous déjà vous-même communiqué avec monsieur McDougall?

R. Oui, au mois de décembre vingt vingt-trois (2023).

Q. **[347]** Aviez-vous communiqué avec lui précédemment?

R. Non.

Q. **[348]** Dans quel contexte avez-vous communiqué avec lui en décembre deux mille vingt-trois (2023)?

R. J'ai communiqué avec monsieur McDonald... McDougall, pardon, ainsi que Christian... bien, Christian était avec moi, dans une conférence

téléphonique de courte durée. C'était à la fin décembre, je crois, vingt-trois (23) décembre ou quelque chose comme ça. Donc, l'objectif de l'appel était d'indiquer que le dossier était mis sur pause, à cause du contexte énergétique que j'ai précédemment expliqué. Et qu'il était mis sur pause pour une période indéterminée.

Q. **[349]** Qu'est-ce que vous avez dit exactement à monsieur McDougall, est-ce que vous vous en souvenez?

R. Ça ressemble pas mal à ce que je viens de vous souligner, c'est-à-dire que le dossier était mis sur pause, à cause du contexte énergétique particulier qu'on vivait, pour une période indéterminée.

Q. **[350]** Combien de temps a duré cette rencontre-là?

R. Je me souviens que monsieur McDougall était à l'aéroport peut-être une dizaine de minutes environ, peut-être quinze (15). Dix à quinze minutes (10-15 min).

Q. **[351]** Et est-ce qu'il y avait d'autres personnes lors de cette rencontre mis à part monsieur McDougall, vous et monsieur Déjean?

R. Non.

Q. **[352]** Quelle est la vision actuelle d'Hydro-Québec

par rapport à la situation énergétique en date d'aujourd'hui, et est-elle différente de celle en décembre deux mille vingt-trois (2023)?

R. L'événement particulier qui touche encore une fois le contexte énergétique, je vous ai parlé précédemment de la mise en place d'un processus pour sélectionner les projets de plus de cinq mégawatts (5 MW). Donc, à l'automne vingt vingt-trois (2023), en fait, au retour des vacances, au mois d'août vingt vingt-trois (2023), le MEIE, donc monsieur Fitzgibbon, a octroyé, donc a demandé à Hydro-Québec d'octroyer neuf cent cinquante mégawatts (950 MW).

Donc, c'est gros, neuf cent cinquante mégawatts (950 MW). C'est venu encore une fois mettre une pression supplémentaire sur la demande en énergie, en puissance. Donc, ça, c'est arrivé au retour des vacances, en... neuf cent cinquante-trois mégawatts (953 MW) qui ont été octroyées.

Pour vous donner une idée, là, parce que parfois, parler en mégawatts, ce n'est pas toujours évident mais par exemple, le Centre Bell en consomme cinq. Donc, ça vous donne une idée de l'envergure de ce que ça peut vouloir dire, octroyer neuf cent cinquante mégawatts (950 MW) à

la fin du mois d'août.

Donc, ça, ça fait partie du contexte, encore une fois. Mais quand vous posez la question « Qu'est-ce qui a encore évolué? », bien, encore récemment, il y a eu un octroi de bloc de près de... entre quatre cents et cinq cents (400-500 MW) mégawatts qui ont été octroyées récemment, là, depuis quelques semaines.

Donc, assez... disons assez rapidement, on a vu à peu près l'équivalent de la centrale de La Romaine ou des centrales de La Romaine être attribué pour des nouveaux usages. Alors, évidemment, ça met beaucoup de pression. Tout ça dans la perspective de trouver des sources d'approvisionnement. On a annoncé notre plan d'action vingt trente-cinq (2035) qui fait en sorte, bien sûr, qu'on va construire et puis qu'on va augmenter la disponibilité énergétique, mais pour le moment, on doit être extrêmement prudent puisque les bilans sont serrés.

Q. **[353]** Lors de votre appel avec monsieur McDougall en décembre deux mille vingt-trois (2023), vous avez mentionné que vous lui avez dit mettre le projet sur pause. Qu'est-ce que vous vouliez dire par là?

R. C'est que le dossier était suspendu pour une période indéterminée, nommément à cause du contexte énergétique et des bilans très serrés.

Q. **[354]** Sous réserve du réinterrogatoire, ça complète en chef.

LA PRÉSIDENTE :

Je vous remercie. Maître Legendre?

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Oui.

CONTRE-INTERROGÉE PAR Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Q. **[355]** Bonjour, Madame Guénette.

R. Bonjour.

Q. **[356]** Je vous demanderais de prendre la pièce HQD-3, qui est le décret que ma consoeur vous a exhibé, pendant l'interrogatoire.

R. Oui.

Q. **[357]** Le plan d'approvisionnement deux mille vingt-trois-deux mille trente-deux (2023-2032).

R. Oui.

Q. **[358]** Avez-vous, pardonnez-moi, avez-vous connaissance du résultat du processus qui a eu lieu devant la Régie de l'énergie, suite à cette demande-là qui a été formulée par décret? Avez-vous suivi ce processus-là?

R. Oui.

Q. **[359]** O.K. Êtes-vous au courant qu'Hydro-Québec a demandé à la Régie de l'énergie d'être dispensée de l'obligation de fournir de l'électricité aux clients qui avaient obtenu une réponse positive, suite à l'appel de proposition 2019-01?

R. Pas dans ce détail-là, non.

Q. **[360]** O.K., Puis si je vous soumets que cette demande-là a été faite et que la Régie de l'énergie a refusé d'autoriser cette demande-là, ça ne vous dit rien?

R. C'est trop détaillé pour moi.

Q. **[361]** Donc, vous, comme directrice, je ne veux pas, je ne veux pas vous induire en erreur sur votre titre, là, vous êtes directrice à la clientèle et des grandes entreprises, c'est ça?

R. Oui.

Q. **[362]** O.K. Vous ne savez pas si la Régie de l'énergie vous a autorisée, comme entreprise, à cesser d'approvisionner des clients qui bénéficient d'une autorisation pour un usage de cryptographie, au terme de la proposition? Vous ne savez pas ça?

R. Pourriez-vous simplifier votre question?

Q. **[363]** Est-ce que vous êtes au courant, comme directrice, que si vous avez une obligation ou non de desservir les gens qui ont obtenu une réponse

favorable, suite à l'appel de proposition 2019-01?

R. L'obligation de desservir n'est pas strictement pour ce type de client-là.

Q. **[364]** O.K. Mais vous êtes consciente que trente-deux point six mégawatts (32.6 MW) du trois cents (300), il y a des autorisations qui ont été octroyées par Hydro-Québec, suite à un appel?

R. Absolument.

Q. **[365]** Ça, vous êtes au courant?

R. Oui.

Q. **[366]** O.K. Puis de ce trente-deux point six mégawatts (32.6 MW)-là, il y en a vingt (20) qui ont été octroyés à Énergie Flumen.

R. Effectivement.

Q. **[367]** O.K. Puis est-ce qu'à votre connaissance, la Régie de l'énergie a suspendu le processus d'alimentation d'électricité pour ces trente-deux point six mégawatts (32.6 MW)?

R. Non.

Q. **[368]** O.K. Est-ce qu'à votre connaissance, ça a été demandé par Hydro-Québec de suspendre l'alimentation de ce bloc de trente-deux point six (32.6)?

R. À la Régie de l'énergie?

Q. **[369]** Oui.

R. Vous faites référence à votre première question. Je ne suis pas au courant de ça.

Q. **[370]** Vous n'êtes pas au courant, très bien. Donc, quand vous dites que le projet est sur pause en raison d'un bilan serré d'une situation énergétique, c'est basé sur quoi? Qui a décidé ça?

R. Je comprends. La cryptomonnaie, j'ai évoqué tantôt, là, le décret de préoccupation du MEIE. J'ai octroyé, j'ai, bien, également évoqué tous les défis que ça représentait pour répondre adéquatement à la demande et effectivement, la cryptomonnaie ne fait pas partie des filières émergentes ni non plus favorisées par le MEIE. Donc, c'est la raison pour laquelle le dossier a été suspendu.

Q. **[371]** O.K. Mais qui décide ça, que ça ne fait pas partie des secteurs à privilégier, les secteurs de technologie émergente. Qui a décidé ça?

R. Bien, c'est très bien décrit par le MEIE, que ce soit dans son Plan pour une économie verte.

Q. **[372]** Donc, il y a un document, là, qui dit...

R. Tout à fait.

Q. **[373]** ... noir sur blanc, qu'on doit mettre sur pause les projets...

R. Non, ce n'est pas...

Q. **[374]** Non? O.K.
R. ... ce que j'ai dit. Vous m'avez posé la question si c'est un document qui cite les filières émergentes.
Q. **[375]** O.K. Mais est-ce que...
R. Donc, c'est oui.
Q. **[376]** Moi, ma question, j'ai peut-être mal, je l'ai peut-être mal formulée, est-ce qu'il y a un document qui indique clairement à Hydro-Québec, qu'on ne doit pas desservir les entreprises qui font affaire dans le domaine des chaînes de bloc, en raison du fait...
R. La réponse simple c'est non.
Q. **[377]** Non, ça n'existe pas. O.K. Donc, qui est la personne, là, si je veux savoir, interroger... qui est la personne chez Hydro-Québec qui a pris cette décision-là?
R. Moi.
Q. **[378]** Vous-même, O.K.
R. Bien, avec ma hiérarchie bien sûr.
Q. **[379]** O.K. Donc, quand est venu le temps de décider si on allait signer l'entente de raccordement qu'on avait transmise à Flumen à l'été deux mille vingt-trois (2023), ça, vous êtes consciente de ça qu'Hydro-Québec a transmis une entente en disant

que si ça vous convient, on va la signer. Vous avez pris connaissance de ça?

R. Oui.

Q. **[380]** O.K. Donc, la personne qui devait signer, essentiellement c'était vous?

R. C'est... disons que c'est ma gestionnaire, là, les pouvoirs hiérarchiques à Hydro-Québec pour fins de signature sont régis. Donc, dans ce cas-ci, c'était la vice-présidente.

Q. **[381]** O.K. Puis son nom, c'est?

R. Geneviève Fournier.

Q. **[382]** O.K. Puis elle aurait signé suite à votre décision?

R. Normalement, c'est sous forme de recommandation qu'on émet ce type d'approbation.

Q. **[383]** O.K. Est-ce que vous avez expliqué tout ça à monsieur McDougall?

R. Non.

Q. **[384]** Non. O.K. Puis est-ce que... n'est-il pas exact que monsieur McDougall vous a posé la question à savoir pourquoi on était en pause, pourquoi c'était mis sur pause?

R. J'ai répondu, j'ai dit que c'était à cause du contexte énergétique et des bilans serrés.

Q. **[385]** Est-ce que vous lui avez expliqué le

processus décisionnel puis du fait que, dans le fond, c'était votre décision personnelle?

R. Je vous dirais que le « personnel » est large, là. Je finance une organisation pour laquelle j'ai besoin de consulter pour faire en sorte d'émettre des décisions. Ce que j'avais fait. Et considérant la situation que j'ai décrite précédemment, on a pris la décision de ne pas... disons de ne pas donner suite à l'avant-projet, je crois qu'on était rendu à cette étape-là.

Q. **[386]** Vu que c'est votre décision, quand on vous demande la durée indéterminée c'est jusqu'à quand, pourquoi vous n'êtes pas capable de répondre?

R. Parce que la situation était extrêmement complexe, Monsieur. Tantôt j'ai... Pardon, Maître. Tantôt j'ai indiqué que l'octroi de blocs encore récent était fort significatif. J'ai aussi expliqué qu'on nous demande sciemment de prendre soin puis de réserver de l'énergie et de la puissance aux usages que j'ai déjà décrits et la cryptomonnaie n'en fait pas partie.

Q. **[387]** Puis dans la mesure où il y avait déjà une entente qui était intervenue avec Flumen quelques mois auparavant pour réduire de vingt (20) à dix-sept point cinq mégawatts (17,5 MW), ça vous n'en

avez pas tenu compte?

R. C'est un effort. Maintenant dix-sept mégawatts (17 MW) c'est trois Centres Bell. Ça fait que c'est pas banal non plus comme demande. Puis je pense que par prudence on a pris cette décision-là.

Q. **[388]** O.K. Mais est-ce que le Centre Bell c'est votre plus gros client à Hydro-Québec?

R. Pas du tout.

Q. **[389]** O.K. Donc, pouvez-vous me dire le plus gros client d'Hydro-Québec consomme combien d'énergie par année?

R. C'est une donnée confidentielle. J'ai dit « autour de ».

Q. **[390]** O.K. Le Centre Bell c'est pas confidentiel?

R. Non, j'ai dit « autour de ».

Q. **[391]** O.K.

R. Donc, dans ce cas-ci je peux vous dire que le plus gros client d'Hydro-Québec consomme autour de mille mégawatts (1000 MW).

Q. **[392]** O.K. Je comprends. Donc, c'est quoi la pertinence de l'exemple du Centre Bell, juste pour qu'on comprenne.

R. Pour comprendre l'envergure.

Q. **[393]** O.K.

R. Si vous voulez plus de détail j'ai trois cent

trente (330) clients qui consomment plus de cinquante mégawatts (50 MW) au Québec.

Q. **[394]** Puis au moment où le vingt mégawatts (20 MW) a été octroyé à Flumen est-ce qu'on connaissait la demande énergétique du Centre Bell?

R. Absolument.

Q. **[395]** O.K. Donc, pourquoi ça a été autorisé vingt mégawatts (20 MW) si on juge que... que c'est trop gros puis que c'est quatre fois le Centre Bell? J'essaye de comprendre. Est-ce que... est-ce que, dans le fond, ce que vous dites c'est que vous regrettez la décision initiale d'avoir autorisé vingt mégawatts (20 MW) pour Flumen?

R. Ce n'est pas mon autorisation, donc c'est pas moi qui a autorisé le nombre de mégawatts. Le geste que j'ai posé c'est celui de mettre sur pause le dossier en question pour être en mesure de voir plus clair dans l'ensemble des autres demandes également.

Q. **[396]** Mais qui l'a autorisé, le vingt mégawatts (20 MW), si c'est pas vous?

R. Bien c'est la Régie de l'énergie, si je comprends bien.

Q. **[397]** O.K. O.K. C'est pas plutôt la Régie de l'énergie a ordonné à votre entreprise d'octroyer

trois cents mégawatts (300 MW)?

R. Possiblement. Ce serait davantage des questions pour nos juristes.

Q. **[398]** On a parlé d'un guichet unique. Est-ce qu'au moment de l'appel de proposition puis de la réponse favorable qui a été donnée à Flumen ce guichet unique-là existait?

R. Je ne pourrais pas répondre à votre question.

Q. **[399]** Puis savez-vous si le guichet unique a déjà été mis en application, est-ce qu'il a déjà été ouvert et disponible pour que les entreprises puissent déposer des demandes?

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Je... pardonnez-moi, je vais formuler une objection puisque madame Guénette a établi en chef qu'elle n'a participé d'aucune façon au processus d'appel de proposition. Donc, elle n'avait nécessairement pas connaissance, là, de la question qui est posée.

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Madame la Régisseuse, si l'objection c'est que madame, elle ne saura pas quoi répondre, on pourrait la laisser répondre à la place de se lever puis d'essayer de l'aider dans sa réponse, là. C'est elle qui a amené ce sujet-là en chef. Puis si elle n'a pas connaissance, bien elle nous le dira

tout simplement.

LA PRÉSIDENTE :

Puis j'ai noté qu'en deux mille vingt-deux (2022) c'est elle qui avait travaillé, entre autres, là, pas nécessairement toute seule, sur le guichet unique ou sur la solution pour ouvrir le guichet unique. Alors elle est probablement au courant.

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Q. **[400]** Donc, je vais répéter ma question. Le guichet unique en question était-il disponible au moment où Flumen a déposé sa demande suite à l'appel de proposition?

R. Non.

Q. **[401]** Non. O.K. Puis est-ce qu'à un moment quelconque dans les dernières années le guichet unique a été mis à la disposition des entreprises qui voulaient déposer des demandes d'alimentation?

R. Je n'ai pas l'historique, Maître Legendre pour revenir là-dessus.

Q. **[402]** Puis si je vous soumets qu'il n'a jamais été ouvert ce guichet unique-là, est-ce que c'est exact?

R. Il me semble que oui.

Q. **[403]** O.K. Puis en fait au moment où on annonçait ou Hydro-Québec annonçait aux entreprises : ça s'en

vient, on va l'ouvrir, vous pouvez déposer vos demandes à ce moment-là, la réaction d'Hydro-Québec a plutôt été de déposer une nouvelle demande à la Régie de l'énergie pour faire suspendre l'octroi du bloc dédié, exact?

R. C'est ce que j'ai pu lire.

Q. **[404]** O.K. Puis pour ceux qui avaient déjà obtenu une autorisation, malgré qu'on n'avait pas une autorisation de la Régie, on a pris une décision exécutive de votre service de tout simplement cesser l'alimentation de ces projets-là.

R. Je n'ai pas cessé aucune alimentation.

Q. **[405]** Ou refusé de donner suite?

R. Je n'ai pas refusé, j'ai mis sur pause.

Q. **[406]** Mis sur pause, jusqu'à quand?

R. Pour une période indéterminée.

Q. **[407]** O.K. Puis selon quels critères on va décider de revenir dans un processus d'alimentation?

R. Bien, il faudrait voir l'actualité. Je veux dire, avec un octroi récent de ce niveau-là, puisque la demande ne fait que croître puis qu'il y a beaucoup d'incertitude, bien, pour une période indéterminée, ça peut être, je ne sais pas, un an peut-être plus.

Q. **[408]** O.K., mais il n'y a pas de critère qui permet à quelqu'un qui n'est pas dans votre tête de savoir

ça va être quand? Il n'y a pas de critère objectif?
R. Le critère objectif, c'est celui que j'ai déjà décrit.
Q. **[409]** L'immédiat puis la situation...
R. Non, je dirais les bilans serrés.
Q. **[410]** Les bilans serrés, O.K.
R. Tout à fait.
Q. **[411]** Puis...
R. Et le fait que ça ne soit pas dans une filière privilégiée.
Q. **[412]** Puis on a parlé du neuf cent cinquante-trois mégawatts (953 MW). Ça, c'était tous dans des filières privilégiées?
R. C'était le choix du MEIE, effectivement, en fonction de ses propres critères.
Q. **[413]** O.K. Parfait. Juste brièvement sur la question du PL-2. Vous avez dit que vous avez créé une liste de projets qui dataient d'avant le dépôt du projet de loi. Pourquoi c'était important de faire ça?
R. Bien, pour connaître l'envergure de la demande et également, bien sûr, d'avoir certaines discussions s'il y a lieu.
Q. **[414]** Mais à votre compréhension, est-ce qu'il y avait une nuance à faire en vertu du projet de loi,

entre les demandes qui dataient d'avant et d'après le dépôt du projet de loi?

R. Quel type de nuance?

Q. **[415]** Bien, est-ce que le traitement de ces demandes-là était différent en fonction de la date de leurs dépôts? Autrement dit, est-ce que la demande qui datait d'avant le PL-2 était traitée différemment de celle qui survenait après le dépôt du projet de loi?

R. Oui puisque les suivantes étaient soumises à l'approbation du MEIE.

Q. **[416]** Exact. Donc, c'est exact de dire que dans notre cas, la demande n'était pas soumise à cette approbation-là?

R. Effectivement, je l'ai déjà souligné.

Q. **[417]** O.K. Juste une dernière chose. Vous avez déposé, puis c'est votre avocate, là, vous avez déposé l'onglet 10 qui est le document d'appels de propositions. On demanderait à Hydro-Québec de nous fournir l'annexe 8, Madame la Régisseure, parce qu'on parle des Tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, annexe 8, mais ça ne se retrouve pas dans le document qui a été déposé. Donc, je pense que... On a la page titre de l'annexe, mais on n'a pas

le... Je pense que pour que le document soit complet, ça devrait être déposé. C'est plus un engagement que je demande, mais...

LA PRÉSIDENTE :

Oui, c'est ça. C'est...

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Je ne sais pas si c'est possible.

LA PRÉSIDENTE :

Est-ce que vous seriez en mesure de le déposer?

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Je crois qu'on devrait être en mesure de le déposer. Cependant, je tiens quand même à noter qu'il n'y aucun allégué concernant les tarifs dans la preuve. Mais on peut quand même prendre l'engagement d'obtenir le document.

LA PRÉSIDENTE :

Ça serait apprécié.

Me FRÉDÉRIC LEGENDRE :

Conditions de service. Je n'ai pas d'autre question pour le témoin, merci.

LA PRÉSIDENTE :

Juste me dire quand vous pourriez déposer les tarifs.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

On peut suspendre puis aller obtenir des

indications quant au délai qui serait nécessaire. Sinon, on peut vous revenir plus tard cet après-midi après la pause.

LA PRÉSIDENTE :

Oui, bien, c'est ça, on va attendre la pause. Vous pourrez vérifier puis voir. Ça devrait être quand même relativement facile à trouver.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

On vous le confirmera sous peu.

LA PRÉSIDENTE :

C'est plus une formalité.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Merci.

LA PRÉSIDENTE :

Maître De Repentigny?

Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

Je n'aurai pas de question.

LA PRÉSIDENTE :

Je vais en avoir quelques unes.

INTERROGÉE PAR LA PRÉSIDENTE :

Q. **[418]** J'aimerais ça revenir, Madame Guénette, sur la question du projet de loi 2, justement, puis pour faire suite aux questions de maître Legendre. Vous avez dit qu'Énergie Flumen s'était retrouvée, avec d'autres, là, dans la liste des contrats qui

ont été considérés dans l'étude du PL 2 pour voir si oui ou non, qu'est-ce qui était possible de faire. Vous avez pris connaissance du projet de loi 2?

R. J'en connais l'esprit, oui, assurément.

Q. **[419]** Vous savez qu'il y a une date à partir desquelles les projets... le projet de loi s'applique? Donc, des projets avant continuent de s'appliquer, les projets après sont soumis à l'approbation du ministre?

R. Oui.

Q. **[420]** Flumen fait partie des projets d'avant?

R. Oui.

Q. **[421]** Est-ce que ça avait fait partie de vos considérations de dire, bien, que le ministre lorsqu'il a proposé son projet de loi 2 a indiqué dans un certain sens que Flumen devait continuer d'aller de l'avant?

R. Oui, je le comprends bien.

Q. **[422]** Est-ce que ça a fait partie de vos considérations dans votre décision de ne pas alimenter, de suspendre indéfiniment...

R. De mettre sur pause, oui, tout à fait. Je n'ai pas refusé, hein, soyons clair, je n'ai pas refusé la demande, j'ai dit que le dossier était suspendu.

Donc, je ne l'ai pas annulé, j'ai simplement indiqué qu'il était mis sur pause. Maintenant, si je reviens à votre question, oui, il y avait plus précisément plus d'une trentaine de dossiers qui étaient... qui précédaient l'application de l'abaissement du seuil et l'autorisation du ministre.

Q. **[423]** Est-ce qu'ils ont tous été suspendus de manière indéterminée?

R. Pas tous, j'en ai quelques-uns qui sont encore en cours.

Q. **[424]** Et puis, c'est quoi qui les distingue entre ceux qui ont été... qui se sont poursuivis et ceux qui sont suspendus de manière indéterminée?

R. Beaucoup de choses. La nature du projet, mais plus particulièrement la maturité, le nombre de mégawatts.

Q. **[425]** Est-ce qu'il y en a qui sont dans la cryptomonnaie qui sont... qui ont continué?

R. Non, pas à ma connaissance.

Q. **[426]** Je vais juste continuer sur cette ligne de questions là. En fait, ce n'est pas vrai, je vais y aller selon l'ordre des questions que je les ai notées. Alors, vous avez mentionné le Décret 1697-2002, qui a été étudié lors du Plan

d'approvisionnement deux mille vingt-trois deux mille trente-deux (2023-2032). Là, maître Legendre vous a mentionné que la Régie avait décidé de, malgré la demande d'Hydro-Québec, d'effacer le deux cent soixante-sept (267) qu'il restait, mais de conserver trente-deux point six mégawatts (32,6 MW) du bloc réservé qui avait été alloué. Est-ce que... est-ce que vous êtes au courant de ça?

R. C'est plus dans la séquence, là, je me souviens de l'esprit de tout ce qui a été discuté. Maintenant, pouvez-vous reposer plus précisément de savoir si je...

Q. **[427]** Bien, la Régie a décidé, et ça, c'est à l'automne deux mille vingt-trois (2023), mais je n'ai pas la date exacte, là, en tête, là, mais c'est à l'automne deux mille vingt-trois (2023), de conserver l'obligation pour Hydro-Québec de continuer avec les... de fournir, si vous voulez, là, l'alimentation, de continuer le bloc réservé pour les trente-deux point six (32,6) qui avaient été alloués dans le cadre de l'appel de proposition.

R. Très bien, je comprends votre question.

Q. **[428]** Est-ce que vous êtes au courant de cette décision-là de la Régie?

R. Pas particulièrement, non. Mais je suis consciente, là, puis pour être claire, là, je suis consciente qu'il y a un engagement, mais je veux dire, le détail comme ce que vous déclinez là, je...

Q. **[429]** C'est parce que la question que je me pose, c'est : c'est quoi les liens, comment vous teniez-vous informée ou comment les gens chez Hydro-Québec vous informent? Parce que vous prenez des décisions opératoires, mais vous ne semblez pas connaître les décisions de la Régie. Alors, je me demande en vertu de quels critères vous... vous décidez si vous ne connaissez pas les décisions de la Régie?

R. Je comprends. Je vous remercie de préciser. Je ne suis pas au courant du détail, je n'ai pas le trente (30) en tête, mais je sais très bien que les discussions qui ont lieu avec nos affaires juridiques et la Régie ont cours. Et puis évidemment, on m'informe des décisions au fur et à mesure.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Je vais...

R. Maintenant, c'est toute la séquence qu'il n'est pas évident, là, de remettre ensemble.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Je vais simplement... on a mentionné les affaires

juridiques, puis là, je vois que les questions tendent vers ça, alors je veux simplement rappeler que les avocats, les discussions entre les gens des opérations chez Hydro-Québec et les affaires juridiques, il y a quand même un... une protection, là, quant au secret professionnel dans ces discussions-là. Alors, je veux juste m'assurer, là, que ce soit souligné puis qu'on n'entre pas dans ce terrain-là.

LA PRÉSIDENTE :

On ne rentre pas dans le secret professionnel, là, ici, là. C'est une décision de la Régie, c'est un document public. Tout le monde peut en prendre connaissance. En fait, on souhaite que le plus de monde possible en prenne connaissance. On comprend que ce n'est pas nécessairement des romans, là, mais... à lire sur le bord de la piscine, mais on souhaite quand même que le plus de gens en prennent connaissance. Particulièrement les gens qui devraient en prendre connaissance. Alors, ce n'est pas le secret professionnel, je ne sais même pas si c'est les services juridiques qui donnent ça chez vous aux gestionnaires. Mais je cherche à comprendre comment les décisions de la Régie percolent aux gens, jusqu'aux décisions, jusqu'aux

gens qui sont chargés de les appliquer.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Ça va. Mais mon point, c'est simplement que si cette percolation-là se faire à travers des discussions entre un client et son avocat, bien, évidemment, ces discussions-là seront protégées. C'était mon intervention. Merci.

LA PRÉSIDENTE :

Merci.

Q. **[430]** Alors, pourriez-vous m'indiquer comment on vous informe des décisions publiques de la Régie?

R. Les décisions publiques de la Régie, soit on me les communique, soit on me les diffuse. Il y a quelqu'un dans mon équipe qui est particulièrement en lien avec tout ce qui se passe, là, en matière de Régie. Mais habituellement, c'est...

Q. **[431]** Donc, normalement...

R. ... de cette façon-là.

Q. **[432]** ... si une décision de la Régie devait avoir un impact sur les relations... excusez-moi, je... sur les relations avec la clientèle grande puissance, on devrait vous tenir au courant?

R. La réponse est oui. Donc, j'étais... si je peux me permettre, j'ai suspendu le dossier, donc je l'ai mis sur pause. Je n'ai pas, disons, fait le

contraire de ce qui avait été indiqué dans la décision, selon ma compréhension.

Q. **[433]** Depuis quand êtes vous au courant du deux point cinq mégawatts (2.5 MW) que Flumen a accepté de libérer, à votre... à la demande d'Hydro-Québec?

R. C'était lors d'une discussion au mois de juin l'année passée, juin vingt vingt-trois (2023).

Q. **[434]** Avez-vous communiqué cette information vous-même, là, ce lien-là entre les équipes réglementaires et vous-même, avez-vous communiqué cette information-là aux équipes réglementaires pour qu'ils en informent la Régie?

R. Non. Bien...

Q. **[435]** Vous n'avez pas dit à personne...

R. Non bien...

Q. **[436]** ... le bilan est serré mais j'ai regardé puis on a réussi à avoir un deux point cinq mégawatts (2.5 MW)?

R. Non, ça a été communiqué. Oui.

Q. **[437]** De façon plus large que... à l'extérieur, donc à l'extérieur de votre direction?

R. Oui.

Q. **[438]** Alors, ce deux point cinq mégawatts (2.5 MW) là, à votre connaissance, est-ce qu'il n'aurait pas dû être réalloué dans le cadre du bloc réservé?

R. Possiblement, oui. Mais en même temps, on n'a pas conclu d'engagement. Donc, à mes yeux, ce n'est pas disponible actuellement.

Q. **[439]** Mais c'est ça que je cherche à comprendre : pourquoi, à vos yeux, ce n'est pas disponible?

Me JEAN LORTIE :

Je... là, je veux juste être certain moi-même d'avoir bien compris puis que le témoin ait bien compris. Quand vous dites le deux point cinq (2.5) de... je vais appeler ça le deux point cinq (2.5) de réduction négocié par monsieur McDougall, vous demandez s'il a été réattribué dans le monde de la crypto, ou généralement? Parce que j'ai compris que vous visiez crypto, puis je veux que ce soit clair pour le témoin.

LA PRÉSIDENTE :

Mais en fait, je... puis je cherche moi-même à comprendre, là.

Me JEAN LORTIE :

O.K.

LA PRÉSIDENTE :

Puis là, on parlait du deux point cinq mégawatts (2.5 MW) qui devait, en fonction de la décision de la Régie, être réalloué à la crypto dans le bloc réservé. Mais là, je ne suis pas sûre si elle parle

du deux point cinq mégawatts (2.5 MW) qui est disponible ou le vingt mégawatts (20 MW) en entier, là. Je ne sais pas si c'est...

Me JEAN LORTIE :

Alors, ce n'est pas clair pour moi non plus, mais je vous laisse le clarifier mais je pense que c'est important que ça le soit, par exemple.

LA PRÉSIDENTE :

Oui, oui, moi aussi. Faites-vous-en pas, j'aimerais clarifier.

Q. **[440]** Pour vous c'est quoi qui est disponible, le deux point cinq mégawatts (2,5 MW) ou vingt mégawatts (20 MW)?

R. Pour le moment, on n'a pas conclu d'entente. Disons, à votre question, ce serait le vingt mégawatts (20 MW).

Q. **[441]** O.K. Alors ce que vous nous dites, je veux juste m'assurer de bien comprendre, c'est que, demain matin, Hydro-Québec devrait réallouer le vingt mégawatts (20 MW) parce que vous n'avez pas alloué à... le vingt mégawatts (20 MW) de Flumen qui avait été...

R. Mis sur pause.

Q. **[442]** ... mis sur pause, devrait être réalloué à une autre entreprise de cryptomonnaie dans le cadre

de réallocation du trente-deux point six mégawatts (32,6 MW) du bloc réservé?

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Je vais formuler une objection. Je suis désolée, Madame le Régisseur. Mais la question me semble d'abord hypothétique et, deuxièmement, requiert une interprétation juridique et une application de la décision qui a été rendue par la Régie. Je pense que madame Guénette est bonne joueuse et essaie d'expliquer sa compréhension de tout ça. Mais il en demeure pas moins qu'elle n'est pas avocate, elle n'est pas juriste, elle est un témoin de faits.

LA PRÉSIDENTE :

Et je reste là, je reste dans les faits. Elle décide, hein, c'est ce qui est arrivé dans le cas de Flumen, elle décide de mettre sur pause des contrats, des ententes de façon indéterminée et, selon seulement deux critères, le bilan serré et le secteur privilégié. Et ces critères-là ne prennent pas en compte les décisions de la Régie. Et, là, une décision de la Régie est de garder le bloc réservé de trente-deux point six mégawatts (32,6 MW). Et je veux savoir s'il n'est pas alloué à Flumen quand est-ce qu'elle va le réallouer à quelqu'un d'autre ou si elle compte ne pas prendre

en compte la décision de la Régie et de garder ces trente-deux virgule six mégawatts (32,6 MW) pour d'autres fins?

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Sauf erreur, madame a dit que, selon sa compréhension, elle n'était pas...

LA PRÉSIDENTE :

Laissez-la témoigner!

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Je répète ce qu'elle a déjà dit.

LA PRÉSIDENTE :

Non, bien, j'aimerais mieux...

Me JEAN LORTIE :

Peut-être qu'elle pourrait sortir si on est pour avoir ce débat-là. Il s'agirait de faire sortir le témoin pour pouvoir avoir le débat sans influencer son témoignage.

LA PRÉSIDENTE :

Bien, j'aimerais ça que votre collègue ne l'influence pas en lui donnant la réponse.

Me JEAN LORTIE :

C'est ce que je dis.

LA PRÉSIDENTE :

Oui.

Me JEAN LORTIE :

À ce moment-là, est-ce qu'il ne serait pas approprié de demander au témoin de sortir de la salle pour ne pas entendre le débat et ne pas être influencée. Et quand le débat sera terminé, là...

LA PRÉSIDENTE :

Je pense que maître Sarrazin pourrait s'asseoir puis le témoin pourrait répondre.

Me JEAN LORTIE :

Bien, là, si le témoin répond, ça veut dire que vous avez permis la réponse sans terminer le débat sur l'objection. C'est ça qui est...

LA PRÉSIDENTE :

J'ai déjà donné ma réponse sur l'objection.

Me JEAN LORTIE :

Je ne l'avais pas compris.

LA PRÉSIDENTE :

Vous pouvez vous rasseoir, Maître Sarrazin. Merci.

Q. **[443]** Madame Guénette, si vous voulez bien répondre à ma question.

R. Voulez-vous la répéter?

Q. **[444]** Dans vos fonctions, est-ce que vous prenez les décisions de la Régie comme critère pour allouer les mégawatts?

R. Bien, la réponse simple, c'est oui.

Q. **[445]** Et comment en tenez-vous compte si vous n'êtes pas au courant?
R. Le dossier était mis sur pause.
Q. **[446]** Oui, mais en fonction de quoi?
R. En fonction des bilans serrés et du complexe énergétique et que ça ne fasse pas partie des filiales émergentes.
Q. **[447]** Et est-ce que vous tenez compte des décisions de la Régie? Vous me dites oui. Mais vous me dites que ça ne rentre pas dans vos critères de décision. Vous avez deux critères de décision : les bilans serrés et puis les secteurs privilégiés. Et si la Régie vous dit, vous les allouez quand même, est-ce que vous en tenez compte?
R. La réponse c'est oui. Je n'ai pas annulé le dossier.
Q. **[448]** Pourquoi n'avez-vous pas alloué en tenant compte des décisions de la Régie dans le Plan d'approvisionnement?
R. Je n'ai pas donné suite dans le moment pour lequel effectivement j'ai eu des discussions avec Flumen. J'ai dit que le dossier était en suspens, donc était mis sur pause, mais on n'a pas ignoré les décisions de la Régie.
Q. **[449]** Ça sera à débattre demain en argumentation.

Mais, là, dans les faits, quand vous mettez ça sur pause, vous avez l'intention d'ignorer la décision de la Régie jusqu'à quand?

R. Ce n'est pas mon intention.

Q. **[450]** Je veux juste comprendre votre cheminement par lequel vous avez fait vos choix de gestion. Parce que là vous me dites... vous nous répétez souvent le bilan serré et les secteurs privilégiés. Vous nous avez dit aussi que monsieur Fitzgibbon avait fait des choix, il avait fait... de cent cinquante-trois mégawatts (153 MW) en août deux mille vingt-trois (2023). J'essaye de comprendre est-ce que le fait que le décret ou enfin que le projet de loi fasse mention exprès que les projets préalables à décembre deux mille vingt-deux (2022) soient... doivent continuer, si ça vous a influencée dans vos choix de gestion?

R. Oui.

Q. **[451]** La décision de la Régie vous influence aussi.

R. Oui.

Q. **[452]** Mais dans... donc, dans vos critères, vous avez regardé le bilan serré, les secteurs privilégiés, la décision de la Régie, l'implication du projet de loi 2 et vous avez décidé de suspendre. Et c'est pas... c'est la raison pour

laquelle c'est seulement suspendu? J'essaye juste de comprendre, là. Et puis le délai indéterminé... quand vous dites « bien on verra », c'est suite au bilan, lorsque le bilan sera moins serré?

R. Il y a beaucoup d'imprévisibilité dans le contexte énergétique actuellement au Québec. Sans aucun doute, ça fait l'actualité à tous les jours. Que ce soit pour toutes les raisons que je vous ai déjà mentionnées, c'est-à-dire soit l'électrification des transports, l'électrification de l'économie, la croissance, le développement économique, les filières émergentes. Donc, effectivement, il y a énormément d'éléments à considérer avant d'aller de l'avant avec un dossier.

Q. **[453]** Est-ce qu'il y a d'autres projets que vous avez mis sur pause de manière indéterminée?

R. Je vous disais tantôt qu'il y avait une trentaine de dossiers, il y en a environ trois qui sont toujours en discussion. Environ, il y en a trois qui sont en discussion.

Q. **[454]** O.K. Donc, vous en avez suspendu vingt-sept (27), plus ou moins vingt-sept (27) de manière indéterminée.

R. C'est plutôt le contraire.

Q. **[455]** O.K. Il y en a trois qui ont été suspendus et

il y en a vingt-sept (27) qui ont continué.

R. Exactement.

Q. **[456]** Et ces trois-là est-ce qu'ils étaient tous en cryptomonnaie ou c'était...

R. Non.

Q. **[457]** ... d'autres types de projets?

R. Je vous ai aussi indiqué tantôt que c'étaient des motifs différents. Il y a effectivement trois dossiers actuellement qui sont toujours en discussion, c'est ce que j'ai répondu.

Q. **[458]** J'imagine que... je voudrais juste confirmer un petit point. Madame Fournier, qui est votre vice-présidente, je crois, elle était d'accord à ne pas donner suite à votre décision de ne pas donner suite à l'entente d'avant-projet qui a été signée par elle j'imagine. L'entente d'avant-projet, je pense que c'est elle qui l'avait signée.

R. Oui.

Q. **[459]** Elle était d'accord avec votre décision de suspendre, malgré le fait qu'elle avait signé l'entente d'avant-projet.

R. Oui.

Q. **[460]** Pour les mêmes motifs que les vôtres?

R. Oui.

Q. **[461]** Donc, le bilan serré? Et les secteurs

privilégiés.

R. Oui.

Q. **[462]** Merci, ça va être tout. Vous avez un réinterrogatoire?

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Non, il n'y aura pas de réinterrogatoire. Puis on me confirme que la réponse à l'engagement devrait pouvoir êtes communiquée d'ici dix-sept heures (17 h) demain. Puis on peut peut-être se laisser jusqu'au lendemain à midi (12 h), étant donné qu'on sera peut-être ici avec vous.

LA PRÉSIDENTE :

Pouvez-vous... je ne sais pas si... excusez-moi. Le micro n'était pas ouvert. Est-ce que... j'ai... parce que j'ai pas le document, là, l'onglet 10, là, je ne l'ai pas devant moi. Est-ce que vous pourriez m'indiquer quel... les Tarifs et conditions de service de quelle année? Merci.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Bien, peut-être qu'on peut aider parce que, nous, on a le document qui a été rendu disponible. Les conditions de service de l'annexe 8 ne sont pas datées. C'est des conditions de service générales qui ont été évoquées pour régir les clients qui avaient soumissionné à l'appel de proposition.

Pour aider Hydro-Québec, puis peut-être éviter qu'on ait à faire des représentations par écrit par la suite, on peut déposer l'annexe 8 aux greffes dans une trentaine de minutes, là.

LA PRÉSIDENTE :

Ça serait apprécié.

Me JEAN LORTIE :

Donc, vous l'avez?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Voici une copie de l'annexe 8, Madame le Régisseur.

Me JEAN LORTIE :

O.K.

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

C'est dans la décision.

LA PRÉSIDENTE :

Ça fait que c'est l'annexe 9 que vous n'avez pas? C'est les tarifs d'électricité de deux mille dix-neuf (2019)?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Nous, tout ce qu'on a de besoin, c'est l'annexe 8. Tout ce qu'on veut c'est l'annexe 8. On a une version qu'on est allée chercher par archives Web. Si Hydro-Québec a la version officielle...

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

Puis simplement pour confirmer, on parle bien des

tarifs qui étaient joints à l'époque de l'appel de proposition, donc de deux mille dix-neuf (2019)? C'est bien ça?

LA PRÉSIDENTE :

Bien, ça devrait être ceux de deux mille dix-neuf (2019)?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

C'est l'ensemble de la documentation de l'appel de proposition.

LA PRÉSIDENTE :

Ça fait que vous les avez?

Me ROSEMARIE SARRAZIN :

On les a.

LA PRÉSIDENTE :

C'est parce que le tarif d'électricité et le Tarif et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs sont sur le site de la Régie. Alors, je voulais juste savoir c'est lesquels, puis je pensais que ça allait être plus facile, mais on enverra le lien par une correspondance, à ce moment-là, avec un hyperlien pour les deux.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Je suggère qu'on transmette le document qui, je pense, est celui qu'on demande, aujourd'hui. Puis

on pourra, peut-être, demain revenir. Puis si jamais il y a un enjeu sur le document qui a été communiqué, on pourra le clarifier à ce moment-là avec le document devant les yeux pour le bénéfice de tous.

LA PRÉSIDENTE :

Oui, c'est juste pour s'assurer qu'on parle tous de la même chose, là.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Exact.

LA PRÉSIDENTE :

Oui. Si vous pouvez envoyer une correspondance ou enfin, avec les hyperliens, peut-être tout simplement et puis comme ça, on pourra s'assurer demain qu'on a tous les mêmes documents sous les yeux.

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Ça me convient.

LA PRÉSIDENTE :

O.K. Ici, ça termine. Ça clôt le volet de preuve. J'arrêterais aujourd'hui pour ne pas commencer les argumentations, pour qu'on fasse les argumentations demain en matinée, ça vous convient? Donc, on pourrait se revoir demain matin à neuf heures (9 h), puis on commencera avec les argumentations

et puis on verra où ça nous mènera dans la journée.

Alors, je vous remercie beaucoup.

Me JEAN LORTIE :

Avant de le faire, pensez-vous avoir des questions sur l'annexe 8?

Me MARIE-PIERRE BOUDREAU :

Je ne pense pas avoir de questions sur l'annexe 8. Donc, je pense qu'il est effectivement approprié de la libérer.

LA PRÉSIDENTE :

Alors, Madame Guénette, je m'excuse de vous avoir oubliée dans le tourbillon de questions. Et puis vous êtes maintenant libérée. Nos remerciements, je vous remercie beaucoup. Alors, on se revoit demain, 9 h.

Me JEAN LORTIE :

Merci, bonne fin de journée.

AJOURNEMENT DE L'AUDIENCE

_____

SERMENT D'OFFICE:

Je soussigné, Claude Morin, sténographe officiel, certifie sous mon serment d'office, que les pages qui précèdent sont et contiennent la transcription exacte et fidèle des notes recueillies par moi au moyen du sténomasque, le tout conformément à la Loi.

ET J'AI SIGNE:



2024-07-02

_____

Claude Morin, sténographe officiel

Tableau #200569-7.


Menu PRINTANIER
Assiette de filet de porc Érable Forestier
Marinade érable, thym, romarin avec huile noix 20.00$
Sauce érable et herbes forestières
Poutine poulet confit érable 18.00$
Tartelettes à l'érable 1 pour 3.50$ 2 pour 6.00$
A PARTIR DE 16H00
Flamand Rose
HYDROMEL, Tequila, Jus de Pamplemousse
Grenadine
Citron
CIDRE + campari
10.00$
PHOTO
ÉVÉNEMENT PHOTO + ART CLUB-VLAN 2023
www.espacephos.com

RE: Énergie Flumen Inc.

Dejean, Christian <dejean.christian@hydroquebec.com>
Thu 2023-06-08 12:38 PM

To:Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Cc:Doucet-Michaud, Ariane <Doucet-Michaud.Ariane@hydroquebec.com>;Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>

Bonjour Brian,
Je me suis assuré aujourd'hui que nos équipes aient le GO pour commencer la rédaction de l'entente de raccordement
Liana devrait vous envoyer une 1ère version sous peu
Bonne journée
Christian

De : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Envoyé : 31 mai 2023 20:07
À : Dejean, Christian <dejean.christian@hydroquebec.com>
Cc : Doucet-Michaud, Ariane <Doucet-Michaud.Ariane@hydroquebec.com>
Objet : Re: Énergie Flumen Inc.

Courriel provenant de l'externe
ATTENTION, avant d'accéder à une pièce jointe ou à un lien de ce courriel, assurez-vous que celui-ci provient d'un tiers de confiance.

Bonjour Monsieur Dejean,

Parfait. À vendredi.

Bien à vous,

Brian McDougall
Énergie Flumen Inc.
Tel: 418-894-0193

Téléchargez Outlook pour iOS

De : Dejean, Christian <dejean.christian@hydroquebec.com>
Envoyé : Wednesday, May 31, 2023 8:05:13 PM
À : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Cc : Doucet-Michaud, Ariane <Doucet-Michaud.Ariane@hydroquebec.com>
Objet : RE: Énergie Flumen Inc.

Bonjour, C'est parfait – je serais sur place vendredi à 10h30
Je serais probablement accompagné d'Ariane Doucet-Michaud de mon côté
Christian

De : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Envoyé : 31 mai 2023 14:24
À : Dejean, Christian <dejean.christian@hydroquebec.com>
Objet : Re: Énergie Flumen Inc.

Courriel provenant de l'externe
ATTENTION, avant d'accéder à une pièce jointe ou à un lien de ce courriel, assurez-vous que celui-ci provient d'un tiers de confiance.

Bonjour Monsieur Dejean,

Oui vendredi cette semaine c'est faisable.

J'ai communiqué avec Luc Massicotte de la SADC de Matane et il nous offre une salle de conférence à la SADC de Matane de 10:30am à midi ce vendredi le 2 juin à l'adresse:

Bureau 312
235 Avenue Saint Jerome
Matane, Quebec

De: Morin, François [12] <Morin.Francois12@hydroquebec.com>
Envoyé: 15 juin 2023 08:52
À: brianwmcd@hotmail.com
Objet: Centrale Saint-Antonin

Bonjour M. McDougall,

Pour faire suite à vos échanges avec M. Christian Dejean, j'aimerais m'entretenir avec vous concernant votre projet de centrale de Saint Antonin. Serait-il possible que l'on se fixe un rendez-vous téléphonique à ce sujet ?

Merci

François Morin
Délégué principal – Développement des affaires
Dir. Développement des affaires
Groupe Stratégies et développement
Édifice Jean-Lesage
75, boul. René-Lévesque Ouest, 17e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
(438)860-9286
Morin.Francois12@hydroquebec.com

hydroquebec.com

D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

D-2023-109	**R-4210-2022**	**20 09 2023**
	Phase 1	

PRÉSENTS :

Jocelin Dumas
Louise Rozon
Pierre Dupont
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur

Demanderesse :

Hydro-Québec

représentée par Mes Joelle Cardinal, Marie-Michelle Côté, Jean-Olivier Tremblay et Simon Turmel.

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par Me Serena Trifiro;

Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)
représenté par Me Steve Cadrin;

Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER)
représentée par Me Nicolas Dubé;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)
représenté par Me Sylvain Lanoix;

Backbone Hosting Solutions Inc., opérant sous le nom commercial de Bitfarms (Bitfarms)
représentée par Mes Pierre-Olivier Charlebois et Gaëlle Obadia;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI)
représentée par Me André Turmel;

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)
représenté par Me Geneviève Paquet;

HIVE Blockchain Technologies Ltd. (HIVE)
représentée par Mes Marie-Pierre Boudreau et Sébastien Richemont;

Première Nation Crie de Waswanipi (PNCW)
représentée par M[e] Dominique Neuman;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)
représenté par M[e] Jocelyn Ouelette;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ)
représenté par M[es] Camille Cloutier, Franklin S. Gertler et Eugénie Veilleux;

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)
représenté par M[e] Dominique Neuman.

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION....10

2. CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE....14

I. RÉSEAU INTÉGRÉ....15

3. PRÉVISION DE LA DEMANDE....15

3.1 Scénario moyen en énergie et en puissance.... 15

3.2 Mesures d'efficacité énergétique.... 24

3.3 Aléas de la demande.... 33

3.4 Améliorations et suivis de décision.... 37

4. APPROVISIONNEMENT ET STRATÉGIES....40

4.1 Bilans en puissance et en énergie.... 40

4.2 Gestion de la puissance incluant la GDP.... 43

4.3 Abaissement de tension.... 53

4.4 Appel au public.... 54

4.5 Achats de court terme en puissance.... 55

4.6 Achats de court terme en énergie incluant les disponibilités et les capacités des interconnexions en mode importation.... 57

4.7 Stratégies d'approvisionnement.... 60

5. BLOC RÉSERVÉ À L'USAGE CRYPTOGRAPHIQUE APPLIQUÉ AUX CHAÎNES DE BLOCS....61

6. FERMETURE AUX NOUVELLES DEMANDES D'ADHÉSION AU TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE....80

7. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS....83

7.1 Critère de fiabilité en énergie.... 83

7.2 Critère de fiabilité en puissance 88
7.3 Critère de conception du réseau de transport 94

8. COÛTS ÉVITÉS 94

II. RÉSEAUX AUTONOMES 108

9. PRÉVISION DE LA DEMANDE 108
9.1 Méthodologie de la prévision de la demande 109
9.2 Prévision de la demande en énergie et en puissance 109

10. ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE 111

11. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 113
11.1 Interventions en efficacité énergétique et réductions de la puissance 113
11.2 Utilisation efficace de l'énergie 115
11.3 Conversion des réseaux autonomes 117
11.4 Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance 119
11.5 Position des intervenants 119
11.6 Position du Distributeur 122

12. DEMANDE D'ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL 124

13. FRAIS DES INTERVENANTS 128

DISPOSITIF 138

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1 : PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC 15

TABLEAU 2 : CROISSANCES DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC 16

TABLEAU 3 : PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE 19

TABLEAU 4 : PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES 20

TABLEAU 5 : PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN ÉNERGIE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR 25

TABLEAU 6 : PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES IEÉ POUR LES CLIENTÈLES RÉSIDENTIELLE, AFFAIRES ET AUTRES 25

TABLEAU 7 : PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN PUISSANCE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE 27

TABLEAU 8 : ÉVOLUTION DE L'ALÉA FORT DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE 33

TABLEAU 9 : ÉVOLUTION DE L'ALÉA FORT DE LA DEMANDE EN PUISSANCE 34

TABLEAU 10 : ALÉA SUR LA DEMANDE EN ÉNERGIE 37

TABLEAU 11 : BILAN EN ÉNERGIE 41

TABLEAU 12 : BILAN EN PUISSANCE 42

TABLEAU 13 : CONTRIBUTIONS DES MOYENS DE GDP 43

TABLEAU 14 : CAPACITÉS D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW ET EN GWH) - ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2022-2024 56

TABLEAU 15 : BILAN EN ÉNERGIE 75

TABLEAU 16 : ÉVOLUTION DES SURPLUS 76

TABLEAU 17 : SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ TARIFAIRE DU TDÉ (¢/KWH) 82

TABLEAU 18 : CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR 85

TABLEAU 19 : ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE EN PUISSANCE DEPUIS LE DÉPÔT DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026 89

TABLEAU 20 : PROFILS ET COÛTS ÉVITÉS HORAIRES 96

TABLEAU 21 : PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE PAR TERRITOIRES 110

TABLEAU 22 : PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR TERRITOIRES 110

TABLEAU 23 : MARGES EN PUISSANCE PAR RÉSEAUX APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION 112

TABLEAU 24 : STATUT DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES 114

TABLEAU 25 : IMPACT CUMULATIF DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE 115

TABLEAU 26 : PUEÉ AU 1ER AVRIL 2022 116

TABLEAU 27 : SUIVI DU PLAN D'ACTION RELATIF À
LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES.....118

TABLEAU 28 : FRAIS RÉCLAMÉS ET OCTROYÉS (AVEC TAXES) 137

1. INTRODUCTION

[1] Le 1er novembre 2022, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation de son plan d'approvisionnement 2023-2032[1] (la Demande), en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*[2] (la Loi). La Demande est accompagnée de deux déclarations sous serment[3].

[2] Le 2 novembre 2022, le gouvernement du Québec (le Gouvernement) adopte le *Décret 1697-2022 CONCERNANT les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard du Plan d'approvisionnement 2023-2032 d'Hydro-Québec* (le Décret)[4].

[3] Le 11 novembre 2022, la Régie fait paraître un avis aux personnes intéressées sur son site internet[5] et demande au Distributeur de le publier sur le sien ainsi que sur les plateformes multimédias appropriées. Ce dernier publie l'avis les 14 et 16 novembre 2022[6].

[4] Par cet avis, la Régie informe les personnes intéressées qu'elle examinera les enjeux soulevés par la Demande en procédant par voie d'audience publique conformément aux dispositions des articles 25 et 26 de la Loi.

[5] Le 2 décembre 2022, quatorze personnes intéressées déposent leurs demandes d'intervention accompagnées de leurs budgets de participation, soit l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, l'AQPER, Bitfarms, la FCEI, la FQM, le GRAME, HIVE, la PNCW, Pow.RE, le RNCREQ, le ROEÉ et le RTIEÉ[7].

---

1 Pièce B-0002.
2 RLRQ, c. R-6.01.
3 Pièces B-0004 et B-0005.
4 Pièce B-0016.
5 Pièce A-0003.
6 Pièce B-0017.
7 Pièces C-ACEFQ-0002, C-ACEFQ-0003 et C-ACEFQ-0004, C-AHQ-ARQ-0003, C-AHQ-ARQ-0004 et C-AHQ-ARQ-0005, C-AQCIE-CIFQ-0002, C-AQCIE-CIFQ-0003 et C-AQCIE-CIFQ-0004, C-AQPER-0002, C-AQPER-0003 et C-AQPER-0004, C-Bitfarms-0009, C-Bitfarms-0010 et C-Bitfarms-0011, C-FCEI-0003, C-FCEI-0004 et C-FCEI-0005, C-FQM-0001, C-FQM-0002 et C-FQM-0003, C-GRAME-0004, C-GRAME-0005, et C-GRAME-0006, C-HIVE-0011, C-HIVE-0012 et C-HIVE-0013, C-PNCW-0009, C-PNCW-0010 et C-PNCW-0011, C-POW-RE-0010, C-POW-RE-0011 et C-POW-RE-0012, C-RNCREQ-0004, C-RNCREQ-0005 et C-RNCREQ-0006, C-ROEÉ-0003, C-ROEÉ-0004 et C-ROEÉ-0005, C-RTIEÉ-0003, C-RTIEÉ-0004, et C-RTIEÉ-0005.

[6] Le 19 janvier 2023, le Distributeur informe la Régie qu'il travaille à l'élaboration d'une nouvelle stratégie pour l'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance. Cette stratégie devrait assurer un développement optimal des approvisionnements éoliens en réseau intégré. Selon le Distributeur, il serait opportun que cet enjeu soit examiné dans une seconde phase du plan d'approvisionnement 2023-2032 (le Plan)[8]. Le RTIEÉ recommande de ne pas accueillir cette demande du Distributeur[9].

[7] Le 2 février 2023, la Régie rend sa décision D-2023-011[10] portant sur les demandes d'intervention, les budgets de participation, le cadre d'examen et le calendrier de traitement de la phase 1. Dans cette décision, la Régie convient de traiter, dans une seconde phase (la phase 2), la stratégie du Distributeur pour l'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance.

[8] Le 10 février 2023, la Régie transmet au Distributeur sa demande de renseignements (DDR) nº 1 portant sur la phase 1 du dossier[11].

[9] Le 27 février 2023, le Distributeur répond à la DDR nº 1 de la Régie[12].

[10] Le 6 mars 2023, l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, l'AQPER, Bitfarms, la FCEI, le GRAME, la PNCW, le RNCREQ, le ROEÉ et le RTIEÉ transmettent leurs DDR nº 1 au Distributeur. La journée même, le GRAME transmet sa DDR nº 2 au Distributeur[13].

[11] Le 23 mars 2023, la Régie transmet sa DDR nº 2 au Distributeur[14].

[12] Du 27 au 29 mars 2023, le Distributeur dépose ses réponses aux DDR des intervenants[15].

---

8 Pièce B-0039.
9 Pièce C-RTIEÉ-0009.
10 Décision D-2023-011.
11 Pièce A-0017.
12 Pièces B-0043 et B-0045 (fichier Excel ne pouvant être consulté).
13 Pièces C-ACEFQ-0007, C-AHQ-ARQ-0010, C-AQCIE-CIFQ-0007, C-AQPER-0007, C-Bitfarms-0063, C-FCEI-0007, C-GRAME-0008 et C-GRAME-0009, C-PNCW-0014, C-RNCREQ-0015, C-ROEÉ-0008, C-RTIEÉ-0011.
14 Pièce A-0027.
15 Pièces B-0055, B-0056, B-0057 (fichier Excel ne pouvant être consulté), B-0058, B-0059, B-0060, B-0061, B-0062, B-0063, B-0064, B-0065, B-0066 (sous pli confidentiel), B-0067 et B-0068.

[13] Le 29 mars 2023, le Distributeur répond à la DDR nº 2 de la Régie[16].

[14] Le 29 mars 2023, le RTIEÉ transmet des commentaires à la Régie en soutien, notamment, à sa demande d'ordonnance relative à certaines réponses du Distributeur à sa DDR nº 1[17].

[15] Le 30 mars 2023, l'AHQ-ARQ dépose sa DDR nº 2 au Distributeur[18].

[16] Le 31 mars 2023, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, Bitfarms, la FCEI, le GRAME, le RNCREQ, le ROEÉ et le RTIEÉ contestent certaines réponses du Distributeur à leurs DDR[19] et demandent à la Régie d'ordonner à ce dernier de fournir les informations demandées.

[17] Le même jour, le Distributeur dépose son plan d'action et son échéancier préliminaires pour la stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine (IDLM)[20].

[18] Le 6 avril 2023, le Distributeur dépose ses commentaires sur les demandes d'ordonnances de l'AHQ-ARQ, de l'AQCIE-CIFQ, de Bitfarms, de la FCEI, du GRAME, du RNCREQ, du ROEÉ et du RTIEÉ et apporte des précisions à certaines questions[21].

[19] Les 5 et 11 avril 2023, le RNCREQ et le RTIEÉ répliquent aux commentaires du Distributeur[22].

[20] Le 11 avril 2023, l'AHQ-ARQ conteste certaines réponses du Distributeur à sa DDR nº 2 et demande à la Régie d'ordonner à ce dernier de fournir les informations demandées[23].

---

16 Pièces B-0071, B-0072 (fichier Excel ne pouvant être consulté) et B-0077 (version révisée).
17 Pièces C-RTIEÉ-0014.
18 Pièce C-AHQ-ARQ-0014.
19 Pièces C-AHQ-ARQ-0015, C-AQCIE-CIFQ-0009, C-Bitfarms-0066, C-FCEI-0010, C-GRAME-0011, C-RNCREQ-0017, C-ROEÉ-0013 et C-RTIEÉ-0016.
20 Pièce B-0074.
21 Pièces B-0083 et B-0084.
22 Pièces C-RNCREQ-0020 et C-RTIEÉ-0021.
23 Pièce C-AHQ-ARQ-0018.

[21] Le 14 avril 2023, le Distributeur dépose ses commentaires sur la demande d'ordonnance de l'AHQ-ARQ[24].

[22] Le 21 avril 2023, la Régie rend sa décision D-2023-051 portant sur les demandes d'ordonnances de l'AHQ-ARQ, de l'AQCIE-CIFQ, de Bitfarms, de la FCEI, du GRAME, du RNCREQ, du ROEÉ et du RTIEÉ relatives à certaines réponses du Distributeur à leurs DDR. Dans cette décision, la Régie *« exclut du présent dossier l'examen de la nouvelle stratégie de conversion des IDLM*, … *reporte cet examen au prochain plan d'approvisionnement*, … *ordonne au Distributeur de réaliser les suivis de son plan d'action et de procéder à la mise à jour de l'échéancier dans le cadre des états d'avancement du présent plan* »[25].

[23] Le 29 mai 2023, la Régie transmet aux participants les informations aux fins de l'audience qui se tiendra du 12 au 15 juin et du 20 au 22 juin 2023[26].

[24] Le 1er juin 2023, le Distributeur fait suite à la correspondance de la Régie relative à la planification de l'audience. En outre, le Distributeur avise la Régie qu'il demande, à titre de moyens préliminaires, la radiation de certains extraits de la preuve de l'AHQ-ARQ et du RNCREQ, aux motifs que ces extraits traitent de sujets sur lesquels ces derniers n'ont pas été autorisés à intervenir et qui sont, en conséquence, hors du cadre fixé par la Régie pour le traitement du présent dossier[27].

[25] Le 5 juin 2023, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, Bitfarms, la FCEI, le GRAME, HIVE, la PNCW, le ROEÉ, le RNCREQ et le RTIEÉ transmettent à la Régie leur planification d'audience[28].

[26] Le 7 juin 2023, la Régie transmet aux participants les coordonnées de connexion et le calendrier de l'audience[29].

---

24 Pièce B-0096.
25 Décision D-2023-051.
26 Pièce A-0048.
27 Pièce B-0117.
28 Pièces C-AHQ-ARQ-0028, C-AQCIE-CIFQ-0017, C-Bitfarms-0076, C-FCEI-0019, C-GRAME-0026, C-HIVE-0070, C-PNCW-0017, C-ROEÉ-0020, C-RNCREQ-0033, C-RTIEÉ-0029.
29 Pièces A-0049 et A-0050.

[27] La Régie tient l'audience du 12 au 15 juin et du 20 au 22 juin 2023 et entame son délibéré le 22 juin 2023.

[28] La présente décision porte sur le fond de la phase 1 du dossier.

2. CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE

[29] La Régie prend acte de la prévision de la demande déposée par le Distributeur pour le réseau intégré.

[30] La Régie prend acte des bilans révisés en puissance et en énergie déposés par le Distributeur et lui demande de les mettre à jour en fonction des informations les plus contemporaines à sa disposition au moment du dépôt de sa preuve en phase 2.

[31] La Régie approuve la demande du Distributeur de ramener à zéro MW la quantité associée au solde du Bloc réservé prévu pour l'alimentation des clients assujettis au tarif CB.

[32] La Régie rejette la demande du Distributeur de mettre fin à la réattribution des quantités détenues actuellement par les clients retenus au terme de l'A/P 2019-01. Ainsi, la Régie maintient un Bloc réservé de 32,6 MW pour la clientèle CB.

[33] La Régie approuve la demande du Distributeur lui permettant de cesser d'accepter toute nouvelle demande d'adhésion au Tarif de développement économique.

[34] La Régie prend acte de la prévision de la demande déposée par le Distributeur pour les réseaux autonomes.

[35] La Régie approuve le plan d'action du Distributeur ainsi que ses orientations relatives à la conversion des réseaux autonomes et lui demande de déposer un suivi de ce plan d'action dans le cadre des États d'avancement du Plan.

I. RÉSEAU INTÉGRÉ

3. PRÉVISION DE LA DEMANDE

3.1 SCÉNARIO MOYEN EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

3.1.1 VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC

[36] Le Distributeur prévoit que les ventes d'électricité devraient atteindre 204,4 TWh en 2032, soit une croissance estimée à 24,9 TWh par rapport à 2022 représentant un taux de croissance annuel moyen de 1,3 %. Il importe de rappeler que la prévision des ventes régulières intègre l'impact des mesures d'efficacité énergétique estimé à 8,9 TWh à l'horizon du Plan.

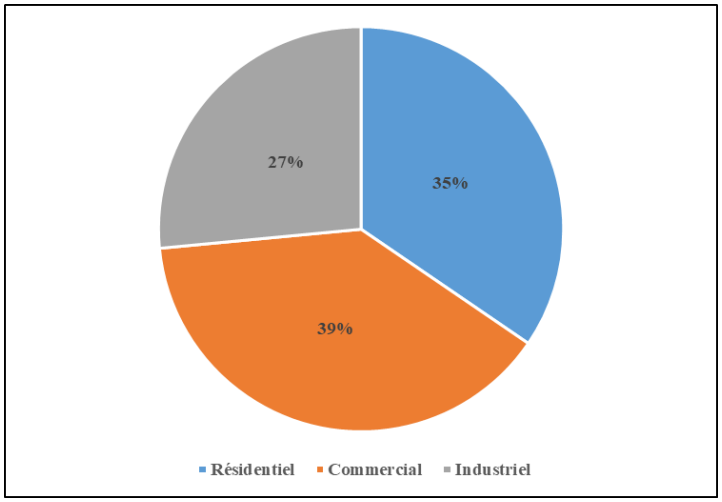
TABLEAU 1
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC

(TWh)	Plan 2023-2032											Croissance		
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	(TWh)	(%)	(% / an)
Résidentiel	**70,2**	**70,9**	**71,8**	**72,0**	**72,6**	**73,3**	**74,4**	**74,9**	**76,0**	**77,2**	**78,8**	**8,6**	**12,3%**	**1,2%**
Commercial	**46,1**	**47,0**	**47,6**	**48,4**	**49,5**	**50,5**	**51,7**	**52,7**	**53,9**	**54,9**	**55,8**	**9,7**	**21,0%**	**1,9%**
Commercial et institutionnel	40,0	40,7	41,3	41,9	42,7	43,6	44,8	45,8	46,9	47,9	48,7	8,7	21,8%	2,0%
Réseaux municipaux et Éclairage public	6,2	6,3	6,4	6,5	6,7	6,9	6,9	6,9	6,9	7,0	7,0	0,8	12,9%	1,2%
Industriel	**63,2**	**63,7**	**64,7**	**66,1**	**66,9**	**67,6**	**68,4**	**68,6**	**68,9**	**69,2**	**69,8**	**6,6**	**10,4%**	**1,0%**
Industriel PME	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	-0,1	-1,2%	-0,1%
Industriel grandes entreprises	55,1	55,6	56,6	58,0	58,9	59,6	60,3	60,6	60,9	61,3	61,8	6,7	12,2%	1,2%
Alumineries	24,6	25,1	25,2	25,2	25,2	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	0,7	2,8%	0,3%
Pâtes et papiers	10,2	9,9	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,5	9,4	9,3	9,2	-1,0	-9,8%	-1,0%
Pétrole et chimie	4,8	4,7	4,7	5,1	5,3	5,5	5,8	6,1	6,5	6,7	6,9	2,1	43,8%	3,7%
Mines	4,3	4,3	4,8	5,2	5,7	6,3	6,7	6,8	6,9	7,1	7,3	3,0	69,8%	5,4%
Sidérurgie, fonte et affinage	7,2	7,7	7,8	8,3	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,6	1,4	19,4%	1,8%
Autres industriel grandes entreprises	3,9	4,0	4,0	4,2	4,2	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,5	0,6	15,4%	1,4%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	**179,5**	**181,6**	**184,1**	**186,5**	**189,0**	**191,4**	**194,4**	**196,3**	**198,7**	**201,3**	**204,4**	**24,9**	**13,9%**	**1,3%**

Source : Pièce B-0009, tableau 3.1, p. 11.

[37] Le graphique suivant illustre la répartition de la croissance des ventes régulières sur la période 2023-2032.

RÉPARTITION DE LA CROISSANCE DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC SUR L'HORIZON DU PLAN



Source : Pièce B-0009, tableau 3.1, p. 11.

[38] La croissance des ventes sur l'horizon du Plan est significativement plus forte que celles anticipées dans le cadre des plans d'approvisionnement précédents.

TABLEAU 2
CROISSANCES DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC

	Croissance (TWh)	Croissance (%)	Croissance (% annuel)
Plan 2023-2032	24,9	13,9%	1,3%
Plan 2020-2029	12,4	7,2%	0,7%
Plan 2017-2026	7,6	4,5%	0,4%

Sources : Pièce B-0009, tableau 5.1, dossier R-4110-2019, B-0007, tableau 2.3, dossier R-3986-2016, tableau B-0008, tableau 2A-3.

[39] L'augmentation du nombre d'abonnements résidentiels (+4,1 TWh) et du nombre de véhicules électriques (+5,2 TWh), ainsi que le taux de diffusion du chauffage électrique soutenu par les efforts de décarbonation constituent les principaux facteurs contribuant à la hausse des ventes du secteur résidentiel. En contrepartie, les mesures en efficacité énergétique (-3,6 TWh), le réchauffement climatique et la pénétration de la production photovoltaïque (-0,4 TWh) contribuent à la réduction des ventes[30].

30 Pièce B-0009, p. 13 et 14.

[40] En ce qui a trait au secteur commercial, l'augmentation des ventes de 9,7 TWh sur la période du Plan repose principalement sur les raisons suivantes : la montée en charge et le niveau de demande du secteur des centres de données (+5,1 TWh), la hausse des ventes en lien avec les activités de serriculture (+0,7 TWh), l'usage cryptographique en réseaux municipaux associé aux chaînes de blocs (+0,7 TWh)[31] et l'électrification des transports (+2,5 TWh). En contrepartie, les mesures en efficacité énergétique (-3,1 TWh), le réchauffement climatique et la pénétration de la production photovoltaïque (-0,3 TWh) contribuent à la réduction des ventes. Les programmes de conversion à l'électricité et d'efficacité énergétique à l'intention des clients commerciaux et institutionnels sont pris en compte dans la prévision[32].

[41] Pour ce qui est du secteur industriel, les secteurs émergents, tels que l'hydrogène et les biocarburants (+2,3 TWh) ainsi que les batteries (+1,6 TWh), contribuent à plus de la moitié de la croissance des ventes de ce secteur, estimée à 6,6 TWh à l'horizon du Plan.

[42] Les ventes associées aux secteurs émergents se répercutent notamment dans la croissance des ventes des sous-secteurs industriels suivants : Mines (+3,1 TWh), pétrole et chimie (+2,1 TWh), sidérurgie, fonte et affinages (+1,3 TWh), et ce, principalement à partir de l'année 2024.

[43] Contrairement aux prévisions antérieures, le Distributeur n'anticipe plus une réduction de la consommation des alumineries à partir de 2026, d'où un rehaussement des ventes (+1,8 TWh) à l'horizon du Plan.

[44] Finalement, la décroissance des ventes au secteur des pâtes et papiers s'explique en bonne partie par le contexte d'affaires difficile, notamment pour les médias écrits, et la rationalisation des activités qui devrait se poursuivre au cours des prochaines années (-1,1 TWh). Cependant, la demande plus soutenue pour les produits autres que le papier journal, durant la pandémie, a ralenti la décroissance anticipée au dernier plan[33].

---

31 Pour les ventes à ce sous-secteur sur son réseau, le Distributeur prévoit une légère croissance associée aux abonnements retenus à la suite de l'appel de propositions A/P 2019-01. Quant aux quantités résiduelles du Bloc réservé de 300 MW, soit environ 270 MW, aucun volume de vente n'est intégré à la prévision de la demande.

32 Pièce B-0009, p. 14 à 16.

33 Pièce B-0009, p. 16 et 17.

Méthodologie – Prévision de la demande des sous-secteurs commerciaux et industriels

[45] Le Distributeur soutient que sa méthode de prévision basée sur des enveloppes de croissance demeure toujours appropriée pour estimer la demande des secteurs émergents, eu égard à l'adoption de la *Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité* (la Loi sur le plafonnement)[34]. En vertu de cette loi, le ministre de l'Énergie, de l'Innovation et de l'Économie (le Ministre) exerce un pouvoir discrétionnaire relatif à une autorisation de distribution d'électricité ayant une puissance souscrite de 5 MW et plus.

[46] En ce qui a trait à la méthode de prévision basée sur des enveloppes de croissance, le Distributeur précise ce qui suit :

> « *L'approche par enveloppes de croissance se base sur plusieurs facteurs, notamment la consommation historique des clients actuels du secteur en question et les demandes de raccordement des futurs clients dont les projets sont caractérisés par un niveau d'avancement élevé. Le Distributeur tient également compte dans cette approche de l'évaluation des conditions de marché faite par les équipes qui sont en contact avec les clients éventuels.*
>
> *Dans le cas des secteurs émergents, l'historique de consommation n'est pas suffisamment long pour pouvoir développer un modèle économétrique performant. Comme expliqué dans le paragraphe précédent, l'approche par enveloppes de croissance repose plutôt sur une compréhension qualitative des déterminants de la croissance de ces secteurs. Cette approche assure une stabilité de la prévision et permet d'éviter les choix arbitraires qui seraient nécessaires si la prévision était basée sur une agrégation de consommation de clients ou de projets qui, de l'avis du Distributeur, pourrait mener à une forte surestimation de la croissance de la demande. Or, de tels choix arbitraires sont jugés plus importants pour ces secteurs moins matures et assujettis à un engouement pouvant être volatil.*
>
> *Le Distributeur est d'avis que la stabilité inhérente à cette approche constitue un atout dans un environnement changeant puisque celle-ci est moins sensible à des chocs structurels comme des changements de tarification ou d'encadrement, notamment une modification législative comme la Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à*

[34] LQ 2023, c. 1.

accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité. Ces changements n'affectent pas les décisions d'affaires des clients de la même manière et, dans ce contexte, une prévision par client serait encore plus incertaine si une telle approche de prévision était utilisée.

Pour les raisons exposées ci-dessus, le Distributeur est donc d'avis que l'approche par enveloppes de croissance est toujours appropriée pour établir les prévisions sectorielles et plus particulièrement celles des secteurs émergents »[35]. [nous soulignons], [note de bas de page omise]

3.1.2 BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[47] Les besoins en énergie visés par le Plan sont obtenus en ajoutant les pertes de distribution et de transport, communément appelées les pertes globales, à la consommation sur le réseau intégré[36].

TABLEAU 3
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

(TWh)	Plan 2023-2032										
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ventes Régulières au Québec	179,5	181,6	184,1	186,5	189,0	191,4	194,4	196,3	198,7	201,3	204,4
+ Énergie interruptible	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7
+ Effacement chaîne de blocs	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Consommation visée par le Plan	179,9	181,8	184,3	186,7	189,2	191,6	194,9	196,7	199,2	201,8	204,9
+ Pertes de transport et de distribution	12,9	13,4	13,5	13,7	13,9	14,1	14,3	14,4	14,6	14,8	15,0
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	**192,8**	**195,2**	**197,8**	**200,4**	**203,1**	**205,6**	**209,2**	**211,2**	**213,8**	**216,6**	**220,0**

Source : Pièce B-0009, tableau 5.1, p. 19.

[48] Tel qu'indiqué au tableau suivant, l'ajout des véhicules électriques, les secteurs émergents et le chauffage des espaces représentent des impacts majeurs sur la croissance

35 Pièce B-0131.

36 La consommation visée par le Plan est obtenue en additionnant aux ventes prévues, l'énergie interruptible et l'usage interne, soit la consommation d'électricité d'Hydro-Québec pour ses bâtiments et ses chantiers et en soustrayant les ventes dans les réseaux autonomes et la demande alimentée par les groupes électrogènes mobiles, aussi appelées la consommation hors réseau intégré.

des besoins en puissance. En contrepartie, les autres usages et le photovoltaïque diminuent de façon importante les besoins en puissance.

TABLEAU 4
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	Plan 2023-2032											
	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2021-2032
Véhicules électriques	90	120	166	223	298	386	510	688	940	1 282	1 799	1 709
Secteurs émergents	526	566	642	809	1 019	1 171	1 337	1 478	1 639	1 745	1 855	1 329
Centres de données	128	141	152	177	256	335	413	492	568	635	688	560
Hydrogène/Biométhanisation	0	0	12	34	49	66	114	162	226	259	293	293
Serres	184	170	211	244	261	292	319	328	344	345	363	179
Filière batterie	0	0	2	74	145	150	155	160	165	170	175	175
Chaînes de blocs	214	255	265	280	308	328	336	336	336	336	336	122
Chauffage des espaces	18 281	18 450	18 647	15 464	18 947	19 062	19 144	19 211	19 250	19 283	19 318	1 037
Chauffage des espaces Résidentiel	14 621	14 773	14 949	15 092	15 209	15 308	15 380	15 439	15 475	15 502	15 531	910
Chauffage des espaces Commercial	3 660	3 677	3 698	372	3 738	3 754	3 764	3 772	3 775	3 781	3 787	127
Industriel	8 691	8 455	8 508	8 661	8 797	8 873	8 961	9 014	9 063	9 101	9 149	458
Eau chaude Résidentiel	2 015	2 037	2 056	206	2 069	2 079	2 096	2 100	2 110	2 122	2 140	125
Photovoltaïque	0	0	-1	-1	-2	-4	-4	-5	-5	-5	-4	-4
Autres usages	10 062	10 223	10 102	9 971	9 832	9 753	9 693	9 671	9 630	9 566	9 440	-622
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	**39 665**	**39 851**	**4 012**	**40 535**	**40 959**	**41 321**	**41 735**	**42 156**	**42 627**	**43 094**	**43 696**	**4 031**

Note : Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

Source : Pièce B-0009, tableau 5.3, p. 21.

[49] L'AHQ-ARQ est préoccupé par la hausse des besoins en puissance à la pointe attribuable à la croissance du parc de véhicules électriques sur l'horizon du Plan. L'intervenant souligne que les prévisions du Distributeur supposent que le profil de recharge historique demeure inchangé sur l'horizon du Plan. En outre, le Distributeur ne prévoit le développement d'aucun contrôle ou incitatif pour déplacer la période de recharge vers les heures où la demande globale est plus basse, malgré la relative facilité de cet exercice.

[50] Il recommande que la Régie demande au Distributeur de déposer, lors de l'État d'avancement 2023, un plan d'action (en termes de tarification, technologies chez les clients, etc.) visant à réduire les impacts de l'électrification des transports sur ses activités et, principalement sur la demande en puissance. Conséquemment, le Distributeur devra fournir une prévision de la puissance qui peut être déplacée des heures de forte charge vers les heures de moindre charge et ainsi limiter les besoins pour de nouveaux approvisionnements de long terme.

[51] D'ici là, l'AHQ-ARQ invite la Régie à faire preuve de prudence dans l'approbation de nouveaux approvisionnements de long terme en puissance, sachant que la prévision de la recharge des véhicules électriques peut être surestimée au moment des pointes journalières[37].

[52] Après avoir pris en compte le contexte du Décret et des nouvelles obligations et exigences imposées par la Loi sur le plafonnement dans son analyse de la demande du Distributeur, la FCEI conclut :

- Que la prévision présentée par le Distributeur relativement aux centres de données, à la production d'hydrogène vert et à l'électrification des transports est inadéquate et surévalue significativement les besoins en énergie et en puissance;
- Que cette surévaluation altère l'équilibre des bilans et l'évaluation des coûts évités[38].

[53] La FCEI recommande que les besoins relatifs aux centres de données soient limités à ceux découlant de la croissance de la consommation des abonnements existants et des nouveaux abonnements de moins de 5 MW. Elle évalue ces besoins à 0,6 TWh et à 78 MW sur l'horizon du Plan pour les raisons suivantes :

- Les centres de données ne font pas partie des filières stratégiques figurant au Décret;
- La majeure partie de la demande des centres de données provient de projets excédant le seuil de 5 MW[39]. Ainsi, une part importante de l'enveloppe de croissance prévue par le Distributeur devra de toute évidence faire l'objet d'une approbation de la part du Gouvernement;
- La Loi sur le plafonnement exige que le Ministre tienne compte des retombées économiques, sociales et environnementales lors de l'analyse de demandes de plus de 5 MW. Or, il n'existe aucune étude au dossier permettant de conclure que les centres de données seront en mesure de rencontrer une éventuelle exigence gouvernementale en termes de retombées économiques. De plus, le Distributeur indique ne pas juger utile de mettre à jour cette analyse;
- Le Distributeur indique ne pas pouvoir spéculer sur les décisions qui seront prises par le gouvernement pour les projets de plus de 5 MW, tout en présumant que 4,1 TWh de projets iront de l'avant.

---

37 Pièce C-AHQ-ARQ-0023, p. 18 à 21.

38 Pièce C-FCEI-0018, p. 3.

39 En réponse à une question de la FCEI, le Distributeur confirme que seulement 14 % de la demande de puissance actuelle est associée à des projets pour lesquels la puissance disponible est inférieure à 5 MW (pièce B-0061, R-1.8).

[54] Puisque le Distributeur confirme avoir pris en compte, de manière marginale, la contribution du secteur de l'hydrogène vert à la gestion de la demande de puissance, la FCEI recommande de réduire les besoins en puissance relatifs à cette filière de 147 MW.

[55] La FCEI soumet qu'il est également impératif que le Distributeur déploie des efforts importants pour favoriser l'implantation de la technologie de la recharge bidirectionnelle de véhicules électriques[40]. Selon, l'intervenante, en plus d'offrir une source d'énergie d'appoint en cas de panne de courte durée, cette technologie présente un potentiel considérable relatif à la gestion de la pointe et des approvisionnements, ainsi qu'à l'égard des bénéfices financiers significatifs qui pourraient en résulter pour le Distributeur et sa clientèle. La FCEI soumet que le Distributeur doit en évaluer le potentiel de manière prioritaire et élaborer des moyens pour en favoriser l'adoption.

[56] La FCEI demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de soumettre, dans les six mois suivant sa décision dans le présent dossier, une évaluation du potentiel de déplacement de charge de cette technologie ainsi qu'un plan d'action visant son adoption et son déploiement, puis d'exiger un suivi de sa mise en œuvre au prochain dossier tarifaire et annuellement par la suite.

[57] Selon le ROEÉ, les prévisions des ventes sur l'horizon du Plan sous-estiment les besoins de la clientèle résidentielle, commerciale et institutionnelle parce qu'elles omettent de prendre en compte les orientations réglementaires des municipalités québécoises qui désirent décarboner le chauffage des bâtiments sur leur territoire.

[58] Le Distributeur maintient que sa prévision de la demande est centrée et ne reflète pas les cas de demandes extrêmes, qu'ils soient forts ou faibles. Il ajoute que les fourchettes d'encadrement donnent une orientation sur les différentes possibilités de déviation par rapport à cette trajectoire centrée.

[59] Le Distributeur soutient que sa prévision constitue un tout cohérent dont les composantes doivent être analysées de façon globale. La prévision prend en considération l'ensemble des éléments qui peuvent avoir des effets contraires et leurs interactions.

---

[40] Technologie permettant de renverser le flux électrique et d'alimenter la maison en électricité à partir de l'électricité emmagasinée dans la batterie du véhicule.
Pièce C-FCEI-0018, p. 8 et 9.

[60] Le Distributeur soutient que la méthode de prévision par enveloppes de croissance :

- Est adéquate et appropriée pour établir les prévisions sectorielles et plus particulièrement celles des secteurs émergents;
- Assure une stabilité et permet d'éviter des choix arbitraires qui seraient nécessaires si la prévision était basée sur une agrégation de consommation de clients ou de projets;
- Offre une stabilité inhérente qui représente un atout dans un environnement changeant, notamment lors d'une modification législative comme la Loi sur le plafonnement.

[61] De plus, le Distributeur intègre dans sa prévision les récentes initiatives municipales de décarbonation.

Opinion de la Régie

[62] La Régie traitera des moyens pour mitiger la hausse de la demande en puissance attribuable à la croissance du parc de véhicules électriques à la section 4.2 de la présente décision.

[63] La FCEI remet en question la prévision de la demande pour les centres de données sur l'horizon du Plan. La Régie rappelle que l'annonce de deux projets soumis par Google et Microsoft, représentant environ 550 MW, comportait l'assurance d'obtenir l'énergie demandée, « *du moins dans les phases initiales* »[41]. Ces projets avaient été soumis avant l'adoption de la Loi sur le plafonnement. Dans ce contexte, la Régie juge que la croissance de ce secteur d'activités demeure vraisemblable. **En conséquence, la Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI de limiter les besoins relatifs aux centres de données à ceux découlant de la croissance de la consommation des abonnements existants et des nouveaux abonnements de moins de 5 MW.**

[64] La Régie rappelle que les bilans en puissance du Distributeur présentent les besoins avant l'application des moyens de gestion de la demande de puissance (GDP). **Ainsi**, **la Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI de réduire la prévision de la demande en puissance de certains secteurs d'activités de l'équivalent des moyens de GDP qui pourraient être mis en place pour ces secteurs.**

41 Pièce B-0139.

[65] La Régie prend acte que le Distributeur intègre dans sa prévision les récentes initiatives municipales de décarbonation et qu'il accompagnera la ville de Montréal dans ses efforts d'amélioration de l'efficacité énergétique de ses bâtiments, comme il le fait pour l'ensemble de ses clients[42].

[66] **La Régie prend acte de la prévision de la demande déposée par le Distributeur pour le réseau intégré**.

[67] La Régie note que le Distributeur estime que la méthode de prévision par enveloppes de croissance demeure adéquate et appropriée pour établir les prévisions sectorielles et plus particulièrement celles des secteurs émergents. Le suivi de la performance prévisionnelle des modèles de prévision permettra d'apprécier cette affirmation du Distributeur.

[68] Compte tenu des nombreuses questions soulevées, la Régie juge utile de prévoir la tenue d'une séance de travail portant sur la méthodologie de la prévision de la demande, incluant les enveloppes de croissance et les améliorations apportées au fil des ans, à la suite du dépôt du prochain plan d'approvisionnement.

3.2 MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[69] La diminution de la consommation d'électricité des clients du Distributeur a un impact direct sur ses besoins d'approvisionnement, particulièrement pendant les périodes de pointe du réseau.

[70] Dans son Plan, le Distributeur prévoit atteindre 8,9 TWh d'efficacité énergétique sur la période 2023-2032. L'énergie économisée résultant de ces efforts est prise en compte dans la croissance prévue de la demande sur l'horizon du Plan[43] :

> « *L'efficacité énergétique contribue aux bilans d'énergie et de puissance en réduisant la demande d'électricité. L'impact estimé de l'efficacité énergétique est pris en compte dans la prévision des besoins présentée à la* [section 5 de la pièce B-0009].
>
> *Pour ce qui concerne les activités en efficacité énergétique du Distributeur, ce dernier prévoit poursuivre la commercialisation de ses programmes existants et accélérer le*

[42] Pièce B-0067, p. 4 et 5, réponses aux questions 2.1 et 2.4.
[43] Pièce B-0007, p. 10.

déploiement de certaines nouvelles initiatives qui s'appuient sur les trois leviers suivants :

- *l'offre d'appuis financiers ;*
- *le soutien à la gestion de l'énergie ;*
- *les activités de sensibilisation et de formation.*

Des campagnes marketing viseront à accroître la notoriété des programmes du Distributeur et à encourager la participation et l'adoption d'habitudes de consommation responsables en mettant notamment en valeur les avantages environnementaux et économiques de l'efficacité énergétique »[44].

TABLEAU 5
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN ÉNERGIE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Secteurs											
Résidentiel	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Commercial	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Industriel	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Total	**0,7**	**0,9**	**0,9**	**0,9**	**0,9**	**0,9**	**0,9**	**1,0**	**0,9**	**0,8**	**0,7**

Source : Pièce B-0009, p. 45, tableau 9.13.

[71] Le tableau suivant présente le plan de développement des interventions en économie d'énergie (IEÉ) pour les clientèles Résidentielle, Affaires et Autres :

TABLEAU 6
PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES IEÉ POUR LES CLIENTÈLES RÉSIDENTIELLE, AFFAIRES ET AUTRES

Clientèle	Interventions en économie d'énergie
Clientèle résidentielle	> Poursuivre la mise en marché du nouvel *Outil de performance énergétique* et le développement de nouvelles fonctionnalités > Accroître les activités de formation dans les établissements d'enseignement et dans les médias sociaux > Mettre en marché une Offre globale évolutive avec appuis financiers pour encourager l'implantation de certaines mesures rentables (thermopompes, accumulateurs de chaleur, panneaux solaires pour piscine, etc.) pour les bâtiments existants et les nouvelles constructions > Relancer progressivement le programme de remplacement de réfrigérateurs pour les ménages à faible revenu en collaboration avec les associations de consommateurs

44 Pièce B-0011, p. 24.

Clientèle	Interventions en économie d'énergie
Clientèle affaires	> Poursuivre l'analyse en cours visant à maximiser l'efficacité énergétique dans les serres par le biais d'aides financières optimisées > Faire connaître les nouveaux volets de *Solutions efficaces (Analyse énergétique* et *Petites entreprises)* ainsi que l'offre de rémunération incitative auprès des partenaires et agrégateurs de projets pour augmenter les taux de participation > Lancer le programme *Gestion de l'énergie recommissioning et entretien* visant le secteur affaires (sauf ceux au tarif L) > Améliorer la commercialisation des programmes affaires (outils de vente, commercialisation ciblée, accompagnement, participation aux événements de marché et webinaires, etc.)
Autres	> Simplifier le processus de soumission de projets (interface-client conviviale, fonctionnalités de libre-service, application mobile) > Accroître la complémentarité entre les programmes des différents acteurs impliqués de manière à maximiser leur impact global > Poursuivre les travaux auprès des organismes responsables afin de faire évoluer les normes et codes du bâtiment en matière d'efficacité énergétique > Poursuivre la veille technologique et commerciale pour identifier de nouvelles opportunités > Poursuivre les projets d'innovation et de démonstration technologiques ainsi que de simulations énergétiques avec le LTÉ > Lancer un projet pilote pour l'offre de certificats d'énergie renouvelable (CER) à la clientèle affaires

Source : Pièce B-0020, p. 24 et 25, tableau 3.8.

3.2.1 NOUVEAUX PROGRAMMES

La nouvelle offre LogisVert

[72] Le Distributeur prévoit mettre en place diverses mesures pour optimiser la consommation d'énergie de la clientèle résidentielle. Notamment, il prévoit lancer prochainement le programme LogisVert, le nouveau nom attribué à l'Offre globale évolutive :

> « *..., l'Offre globale évolutive a maintenant un nom, ça s'appelle LogisVert. ... c'est directement Hydro-Québec dans ses activités d'efficacité énergétique, là, qui commercialise et développe, là, ce programme-là. Il est présentement, là, en pré-lancement, on peut même aller le consulter, là, dès maintenant sur notre site Internet. Vous allez pouvoir, là, avoir l'ensemble des détails des technologies, dont justement les thermopompes, géothermie, accumulateur de chaleur, qui va s'y retrouver. On avait aussi un programme de thermopompe efficace qui va d'ailleurs s'y retrouver également* »[45].

[45] Pièce A-0053, NS volume 3, p. 67 et 68.

[73] Le Distributeur précise également que le programme LogisVert est développé en lien avec l'atteinte de l'objectif de 8,9 TWh en efficacité énergétique sur l'horizon du Plan.

> « *Par contre, la beauté d'un tel programme, on appelle ça un programme parapluie, là, qu'on peut mettre un ensemble de mesures dans un même programme puis ça sera à nous à réévaluer l'ensemble des mesures qui ont un potentiel intéressant qu'on va pouvoir faire évoluer, là, LogisVert en fonction des nouvelles technologies ou du contexte énergétique au fur et à mesure qu'on va avancer à travers le temps. Il n'est pas exclu qu'un moment donné ce programme-là va nous permettre, là, de peut-être même dépasser l'objectif qu'on a présentement. Mais à l'heure actuelle, c'est plus en lien notre plan actuel* »[46].

Réduction de la demande en puissance

[74] Dans le but de réduire la demande en puissance, le Distributeur prévoit bonifier son offre pour les clients résidentiels et commerciaux. Différentes options sont en cours d'analyse et seront mises en œuvre progressivement, si nécessaire, tout au long de la période du Plan. Ces options visent principalement à fournir aux clients inscrits différentes possibilités de tarification dynamique ou de GDP, en subventionnant l'installation d'équipements permettant d'optimiser leur consommation d'électricité. Ces nouvelles offres viendront s'ajouter aux offres existantes, telles que les chauffe-eaux à trois éléments et les accumulateurs thermiques centraux, déjà encouragés par le Distributeur[47].

TABLEAU 7
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN PUISSANCE
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

En MW	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Total	135	168	168	168	167	172	172	177	159	143	129

Source : Pièce B-0009, p. 45, tableau 9.14.

46 Pièce A-0054, NS volume 4, p. 40.
47 Pièce B-0020, p. 25.

3.2.2 RÉVISION DES CIBLES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[75] Dans un communiqué de presse émis le 4 avril 2023, Hydro-Québec annonce son intention de rehausser significativement ses cibles d'efficacité énergétique sur l'horizon du Plan. Elle précise notamment ce qui suit :

> « *En collaboration avec des experts, des expertes et des organisations de différents horizons, Hydro-Québec lance une démarche en vue de déterminer les solutions de toutes natures qui permettront au Québec de se doter de cibles ambitieuses pour se rapprocher du plein potentiel d'efficacité énergétique, estimé à 25 TWh* »[48].

[76] En ce qui a trait à l'incidence prévue de cette augmentation des cibles d'efficacité énergétique sur les prévisions de la demande à long terme, le Distributeur précise :

> « *Dans son communiqué de presse* [émis le 4 avril 2023]*, Hydro-Québec annonçait le lancement d'une « démarche en vue de déterminer les solutions de toutes natures qui permettront au Québec de se doter de cibles ambitieuses pour se rapprocher du plein potentiel d'efficacité énergétique, estimé à 25 TWh ». Au moment de la préparation des réponses à la présente demande de renseignements, le Distributeur précise que la démarche initiée en avril 2023 n'est toujours pas terminée. Dans le cadre de cette même démarche, le Distributeur s'affaire à quantifier le potentiel des mesures et à identifier les leviers nécessaires afin de les réaliser.*
>
> *Selon l'avancement des travaux, le Distributeur pourrait intégrer une mise à jour intérimaire de la trajectoire d'efficacité énergétique dans l'État d'avancement 2023, dans la mesure où, de son point de vue, cette trajectoire est réaliste et qu'elle puisse se matérialiser à l'horizon du Plan* »[49].

[77] Le ROEÉ souligne que l'étude de potentiel technico-économique (PTÉ) en économie d'énergie actuellement utilisée par le Distributeur, bien que datant de 2021, repose sur les coûts évités qui ont été calculés en 2013. Par conséquent, le Distributeur n'a pas démontré que le PTÉ évalué à 25 TWh demeure toujours valable pour définir ses futures cibles d'efficacité énergétique[50].

---

48 Communiqué de presse du 4 avril 2023 et pièce B-0140, p. 6 (par. 22) à p. 7 (par. 28).

49 Pièce B-0115, p. 21.

50 Pièce C-ROEÉ-0035, p. 16.

[78] Selon le ROEÉ, la preuve est à l'effet que le PTÉ en énergie pourrait s'élever à plus du double de 25 TWh en considérant la hausse des coûts évités.

[79] À la suite de ces constats, le ROEÉ recommande de ne pas attendre la prochaine étude du PTÉ en économie d'énergie, prévue en 2031, mais de procéder immédiatement à sa mise à jour pour refléter l'augmentation actuelle des coûts évités. Le ROEÉ demande également que le Distributeur soumette une version révisée de ses efforts en efficacité énergétique pour évaluer si ces mesures pourraient compenser les besoins énergétiques sous-estimés, voire les dépasser. Le ROEÉ souhaite que cette version révisée soit prise en compte dans le cadre de l'examen du Plan[51].

[80] Le RNCREQ soumet que les réponses données par le Distributeur[52] sur la quantification de l'impact anticipé du rehaussement des cibles d'efficacité énergétique ne sont pas satisfaisantes pour que la Régie approuve les prévisions de la demande du Distributeur dans la phase 1.

[81] Selon l'intervenant, la Régie ne peut approuver la prévision de la demande si l'apport prévu en efficacité énergétique dépasse déjà les 8,9 TWh d'ici 2032. Il remet également en question l'utilité d'une décision de la Régie qui avaliserait des prévisions connues comme étant inexactes. Il soumet enfin qu'une estimation trop conservatrice en efficacité énergétique pourrait entraîner de nouveaux surplus d'approvisionnement, comme cela s'est déjà produit dans le passé.

[82] Le RNCREQ recommande conséquemment que le Distributeur révise ses prévisions de la demande, ainsi que le bilan en énergie et en puissance du Plan et ce, afin de tenir compte du rehaussement significatif de la cible qu'il a annoncé en matière d'efficacité énergétique. Ces révisions devraient également être déposées lors de l'examen de la stratégie pour l'acquisition d'approvisionnement additionnels (phase 2)[53].

[83] Le RTIEÉ recommande que le Distributeur dépose une mise à jour de sa croissance prévue de la demande pour la période 2023-2032 avant que la Régie rende sa décision relative à l'approbation du Plan. Cette mise à jour devrait inclure non seulement la prévision de la demande, mais aussi la nouvelle prévision gouvernementale 2023-2032 de 25 TWh

---

51 Pièce C-ROEÉ-0035, p. 18.

52 Dans sa réponse à la question 6.1 de la DDR nº 4 de la Régie, pièce B-0115, p. 21, ainsi que lors du contre-interrogatoire du RNCREQ, le 13 juin 2023, pièce A-0052, NS volume 3, p. 206 à 208.

53 Pièce C-RNCREQ-0046, p. 6.

(au lieu de 8,9 TWh) en efficacité énergétique, ainsi qu'une mise à jour corrélative de la prévision 2022-2032 en gains d'efficacité en puissance.

[84] Le RTIEÉ encourage également le Distributeur à soumettre de telles mises à jour de sa prévision et des résultats en efficacité lors des états d'avancement annuels de ce Plan[54].

[85] Bien qu'il exprime son intention de considérablement augmenter ses objectifs d'efficacité énergétique pour l'horizon du Plan dans le communiqué de presse émis le 4 avril 2023, le Distributeur clarifie que les 25 TWh ne constituent pas le nouvel objectif, mais plutôt un PTÉ établi en 2020 vers lequel il souhaite se rapprocher[55].

[86] Il précise également que ce communiqué de presse annonce surtout le lancement d'une démarche visant à déterminer les solutions pour atteindre le plein potentiel d'efficacité énergétique. Dans le cadre de ses travaux débutés en avril 2023, le Distributeur s'efforce de quantifier le potentiel des mesures et d'identifier les leviers nécessaires pour tendre vers un PTÉ réalisable. Le Distributeur prévoit intégrer dans la prévision de la demande les quantités qui seront basées sur des hypothèses centrées et uniquement sur ce qui est réaliste dans le cadre du Plan, tout en rappelant la distinction entre PTÉ et PTÉ réalisable :

> « *... il faut comprendre la définition d'un potentiel technico-économique, c'est différent d'un potentiel technico-économique réalisable. ... L'idée, c'est qu'au-delà du potentiel technico-économique, il faut se questionner qu'est-ce qui est vraiment réalisable à travers ce potentiel-là?*
>
> *Ça fait que même si demain matin, par exemple, on arriverait à un potentiel technico-économique de trente térawattheures (30 TWh), il y a des freins à l'atteinte de ce trente térawattheures (30 TWh), puis c'est ça qu'il faut déterminer pour savoir qu'est-ce qui est vraiment réaliste d'atteindre comme objectif d'efficacité énergétique.*
>
> *Puis hier, j'avais cité, là, quelques exemples de freins. On peut penser à la rentabilité pour le client dans le cadre de ses projets d'efficacité énergétique, la disponibilité de la main-d'œuvre, toute la chaine d'approvisionnement des équipements. On peut aussi penser à la capacité d'investissement des entreprises. Ça fait qu'il y a beaucoup d'éléments qui font en sorte que c'est utopique de penser qu'on va atteindre le plein potentiel – potentiel technico-économique* »[56].

---

54 Pièces C-RTIEÉ-0028, Section 1.2, p. 9 à 17 et C-RTIEÉ-0032, p. 6 et 7.
55 Pièce B-0140, p. 6 (par. 22 et 23).
56 Pièce A-0054, NS volume 4, p. 18.

[87] Par ailleurs, le Distributeur souligne que bien qu'il existe une relation positive directe entre les coûts évités et le PTÉ, il faut également tenir compte, notamment, du coût des mesures et des équipements, lesquels peuvent augmenter parallèlement avec les coûts évités. En outre, selon le Distributeur, il n'est pas démontré que le signal des coûts évités en date d'aujourd'hui diffère de celui résultant de la méthode autorisée en 2013, dont les valeurs sont indexées annuellement[57].

Opinion de la Régie

[88] La Régie rappelle que sa compétence en matière d'efficacité énergétique a été substantiellement modifiée par l'effet combiné de la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*[58] et de la *Loi visant principalement la gouvernance efficace de la lutte contre les changements climatiques et à favoriser l'électrification*[59] (le PL n° 44).

[89] D'une part, les budgets du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) du Distributeur, qui étaient auparavant examinés dans le cadre de dossiers tarifaires, ne le seront pas avant 2025. D'autre part, la Régie n'a plus compétence pour approuver les programmes et les mesures d'efficacité énergétique du Distributeur, ni l'apport financier nécessaire à leur réalisation, en vertu de l'article 85.41 de la Loi.

[90] La décision D-2019-088, laquelle comporte plusieurs suivis ordonnés par la Régie, a été rendue en fonction de la compétence de cette dernière avant lesdites modifications législatives.

[91] Ces suivis ont aussi fait l'objet des décisions D-2020-055 et D-2020-072, ayant été publiées avant l'entrée en vigueur du PL n° 44, le 1er novembre 2020.

[92] Dans le cadre de l'examen du Plan, la compétence de la Régie est limitée à prendre connaissance des mesures d'efficacité énergétique prévues par le Distributeur, ainsi que la quantification globale des économies d'énergie associées à ces mesures, incluse à son bilan énergétique, à l'horizon du Plan. Le caractère adéquat de ces mesures et le coût qui y est associé relèvent dorénavant du Gouvernement et du Ministre, selon les fonctions qui leur sont dévolues en vertu du PL n° 44.

---

57 Pièce A-0054, NS volume 4, p. 15 à 17.
58 LQ 2019, c. 27.
59 LQ 2020, c. 19.

[93] En conséquence, la Régie prend acte que la prévision de la demande tient compte d'une réduction de 8,9 TWh résultant des mesures d'efficacité prévues au Plan.

[94] La Régie prend acte également de l'intention du Distributeur de réviser à la hausse ses cibles d'efficacité énergétique sur l'horizon du Plan dans le but de tendre vers la réalisation du PTÉ évalué à 25 TWh, telle qu'annoncée par Hydro-Québec dans son communiqué de presse du 4 avril 2023[60].

[95] À l'instar du Distributeur, la Régie estime qu'il est prématuré de réviser immédiatement la prévision des contributions annuelles en énergie et en efficacité énergétique sur la prévision de la demande du Plan. Compte tenu de l'impact significatif d'une telle révision sur les stratégies d'approvisionnements du Distributeur, elle encourage le Distributeur à poursuivre ses démarches visant à déterminer les solutions qui lui permettront d'atteindre le plein PTÉ d'efficacité énergétique réalisable.

[96] La Régie considère qu'il est néanmoins essentiel de suivre l'évolution de la contribution annuelle en économie d'énergie des mesures d'efficacité énergétique dans le cadre du Plan. La Régie prend acte de l'intention du Distributeur d'intégrer une mise à jour intérimaire de la trajectoire d'efficacité énergétique dans l'État d'avancement 2023.

[97] Par conséquent, la Régie demande au Distributeur de soumettre, dans l'État d'avancement 2023, une mise à jour intérimaire de la trajectoire d'efficacité énergétique pour l'horizon du Plan. De plus, la Régie demande au Distributeur de fournir, dans les États d'avancement du Plan ainsi que dans le prochain plan d'approvisionnement, les informations concernant la prévision annuelle des économies d'énergie résultant de ses IEÉ, pour les secteurs résidentiels, commercial et industriel. Ces informations doivent être présentées sous la forme des tableaux 9.12 à 9.14 de la pièce B-0009[61].

[98] **Enfin, la Régie demande au Distributeur de déposer dans les états d'avancement du Plan un compte rendu du déploiement de la nouvelle offre LogisVert dont les mesures et technologies destinées à la clientèle résidentielle.**

---

60 Pièce B-0140, p. 6 (par. 24), et Communiqué de presse d'Hydro-Québec du 4 avril 2023.

61 Pièce B-0009, p. 45, tableaux 9.12 à 9.14.

3.3 ALÉAS DE LA DEMANDE

[99] La prévision de la demande découle de scénarios de prévision des besoins en énergie et en puissance, à conditions climatiques normales, qui sont soumis à des aléas globaux combinant l'aléa climatique et l'aléa sur la demande prévue.

[100] Le tableau suivant présente l'évolution de l'aléa de la demande en énergie depuis le plan d'approvisionnement précédent.

TABLEAU 8
ÉVOLUTION DE L'ALÉA FORT DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE

Aléa d'un écart type (TWh)	Plan 2023-2032												
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Aléa global	**s.o.**	**s.o.**	**s.o.**	**3,4**	**3,7**	**3,8**	**4,5**	**5,2**	**6,0**	**6,9**	**7,6**	**8,2**	**8,7**
Aléa sur la demande prévue	s.o.	s.o.	s.o.	2,2	2,5	2,7	3,6	4,4	5,3	6,3	7,1	7,7	8,2
Aléa climatique	s.o.	s.o.	s.o.	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9

Aléa d'un écart type (TWh)	Plan 2020-2029												
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Aléa global	**3,7**	**4,2**	**4,7**	**4,9**	**5,2**	**5,4**	**6,9**	**7,7**	**8,2**	**8,4**	**s.o.**	**s.o.**	**s.o.**
Aléa sur la demande prévue	3,0	3,6	4,1	4,4	4,6	4,8	6,5	7,3	7,8	8,0	s.o.	s.o.	s.o.
Aléa climatique	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	s.o.	s.o.	s.o.

Note : Les cellules hachurées identifient les années 1 à 5 de l'horizon des plans d'approvisionnement. Les aléas de ces années sont pris en compte dans le critère de fiabilité en énergie du Distributeur.

Sources : Dossier R-4110-2019, pièce B-0007, tableau 2.5, p. 36, et dossier R-4210-2022, pièce B-0009, tableau 6.3, p. 26.

[101] L'aléa global de la demande en énergie du Plan est inférieur à celui du plan d'approvisionnement précédent pour les quatre premières années.

[102] Le tableau suivant présente l'évolution de l'aléa de la demande en puissance depuis le plan d'approvisionnement précédent.

TABLEAU 9
ÉVOLUTION DE L'ALÉA FORT DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

Aléa d'un écart type (MW)	Plan 2023-2032									
	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Aléa global	**1 800**	**1 850**	**1 900**	**1 960**	**2 020**	**2 100**	**2 180**	**2 250**	**2 300**	**2 360**
Aléa sur la demande prévue	530	640	710	830	930	1 080	1 190	1 290	1 370	1 440
Aléa climatique	1 720	1 740	1 760	1 780	1 800	1 810	1 820	1 840	1 850	1 860

Aléa d'un écart type (MW)	Plan 2020-2029									
	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Aléa global	**1 800**	**1 850**	**1 939**	**2 010**	**2 090**	**2 160**	**2 210**	**s.o.**	**s.o.**	**s.o.**
Aléa sur la demande prévue	850	930	1 060	1 170	1 280	1 370	1 420	s.o.	s.o.	s.o.
Aléa climatique	1 580	1 600	1 620	1 640	1 660	1 680	1 690	s.o.	s.o.	s.o.

Sources : Dossier R-4110-2019, pièce B-0007, tableau 2.6, p. 36, et dossier R-4210-2022, pièce B-0009, tableau 6.4, p. 26.

[103] La croissance de l'aléa global en puissance du Plan, par rapport au plan d'approvisionnement précédent, s'explique principalement par l'augmentation de l'aléa climatique.

3.3.1 ALÉA CLIMATIQUE

[104] L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins d'électricité, principalement aux fins de chauffage ou de climatisation, par rapport au scénario de référence établi à conditions climatiques normales. Les besoins ont une variabilité plus importante en hiver et moindre en été, face aux conditions climatiques.

[105] Le Distributeur présente une révision méthodologique intégrée au Plan qui lui permet de refléter la nature non-linéaire du réchauffement climatique au Québec et d'être cohérent avec les rapports d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)[62].

[106] L'aléa climatique, mesuré par un écart-type, montre peu de croissance sur la période couverte par le Plan, passant de 2,6 TWh en 2023 à 2,9 TWh en 2032. Selon les conditions climatiques de l'année la plus froide répertoriée, les besoins annuels en énergie de 2023 seraient

[62] Pièce B-0009, Section 8,3, p. 34 et 35.

supérieurs de 5,7 TWh à ceux d'une année normale. Les conditions climatiques de l'année la plus chaude considérée entraîneraient une réduction des besoins d'environ 6,2 TWh par rapport à la normale. Pour ce qui est des besoins en puissance à la pointe d'hiver du Distributeur, l'impact des conditions climatiques peut atteindre environ 5 000 MW.

[107] L'AHQ-ARQ se dit étonné que l'impact des conditions climatiques soit de l'ordre de 5,7 TWh en énergie et de 5 000 MW en puissance, alors que ces valeurs étaient respectivement de 5,0 TWh et de 4 000 MW lors du plan d'approvisionnement précédent.

[108] L'intervenant recommande de demander au Distributeur d'expliquer, lors de l'État d'avancement 2023 et en phase 2, les écarts observés entre les deux chiffriers de séries climatiques[63] fournis en preuve au présent dossier[64].

[109] En cours d'audience, le Distributeur précise sa position de la façon suivante :

> « […] *l'aléa climatique est représenté par un écart-type et non par des valeurs extrêmes et que l'écart-type associé à l'aléa climatique des besoins en puissance a peu varié depuis la mise en place des améliorations méthodologiques à son approche.* […]
>
> *À chaque mise à jour de sa prévision, le Distributeur revoit et améliore ses divers modèles d'aléa climatique. Ces révisions ont pour but de prendre en compte les plus récentes années réelles, l'évolution des changements climatiques et d'inclure des modifications à la spécification même des modèles. Il est important de retenir que ces modifications sont effectuées pour refléter la réalité évolutive des caractéristiques de la consommation au Québec, notamment la diffusion du chauffage électrique, la pénétration croissante des véhicules électriques et l'impact de la crise sanitaire liée à la COVID-19.* […]
>
> *Le traitement des décalages des séries climatiques a été modifié. Au Plan d'approvisionnement 2020-2029, les sept (7) décalages climatiques utilisés représentaient +/-3 jours (-3, -2, -1, 0, +1, +2, +3). Depuis l'État d'avancement 2020, ces décalages sont désormais +/-9 jours (-9, -6, -3, 0, +3, +6, +9). Bien que l'impact de cette modification soit marginal sur l'écart-type associé à l'aléa climatique, il devient important sur l'évaluation des cas extrêmes, comme celui survenu au cours du congé des fêtes de l'hiver 1980-1981.* […]

---

63 Pièce B-0056, R-5.1, p. 15.

64 Pièces C-AHQ-ARQ-0023, Section 3.3, p. 22 à 26, C-AHQ-ARQ-0037, p. 6 et C-AHQ-ARQ-0040, p. 5 à 7.

> *Un décalage de +/-3 jours ne permettait pas de désagréger complètement l'effet climatique des effets calendrier pour certaines conditions climatiques extrêmes en raison des congés des fêtes. Un déplacement de +/-9 jours permet d'évaluer l'impact des évènements climatiques survenus au cours des congés des fêtes indépendamment de l'impact négatif sur la demande de ce congé.* […]
>
> *Les fichiers présentant les résultats de simulations pour l'aléa climatique en pointe utilisés par l'intervenant pour effectuer une comparaison ne représentent pas la même année prévisionnelle. Le fichier fourni lors du Plan d'approvisionnement 2020-2029 présente les résultats pour l'année prévisionnelle 2024 alors que celui préparé dans le cadre du présent Plan montre les résultats pour l'année prévisionnelle 2023. Cette simple distinction explique en partie les différences obtenues en raison des effets calendriers croisés* »[65]. [nous soulignons]

Opinion de la Régie

[110] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur à l'égard du traitement de l'aléa climatique et de l'impact des améliorations de la méthodologie utilisée.

[111] **La Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de demander au Distributeur d'expliquer, lors de l'État d'avancement 2023 et en phase 2, les écarts observés entre les deux chiffriers de séries climatiques fournis en preuve au présent dossier.**

3.3.2 ALÉA SUR LA DEMANDE PRÉVUE

[112] En raison de la forte croissance prévue de la demande liée à l'émergence de nouveaux secteurs d'activités ainsi qu'aux efforts soutenus de décarbonation, le Distributeur fait face dorénavant à un risque asymétrique et propose, en conséquence, une nouvelle approche qui permet de mieux refléter cette nouvelle réalité. En effet, il soutient, qu'à long terme, le risque à la hausse sur la demande prévue est supérieur au risque à la baisse. Le tableau suivant présente la comparaison de l'aléa sur la demande pour les scénarios faible et fort et démontre qu'à long terme, l'écart type du scénario fort est supérieur à celui du scénario faible :

---

[65] Pièce B-0140, p. 25 (par. 108) à p. 26 (par. 113).

TABLEAU 10
ALÉA SUR LA DEMANDE EN ÉNERGIE

Aléa sur la demande d'un écart type (TWh)	Plan 2023-2032										
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Scénario faible	s.o.	2,2	2,5	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,3	4,7	5,1
Scénario fort	s.o.	2,2	2,5	2,7	3,6	4,4	5,3	6,3	7,1	7,7	8,2

Source : Pièce B-0009, tableau 6.3, p. 26.

[113] La Régie prend acte du changement méthodologique proposé par le Distributeur.

3.4 AMÉLIORATIONS ET SUIVIS DE DÉCISION

3.4.1 TRAITEMENT EN MARGE DE L'IMPACT EN PUISSANCE DES TECHNOLOGIES ÉMERGENTES

[114] Dans le cadre du Plan, le Distributeur module l'impact de chacune des technologies émergentes sur le profil de la charge horaire :

> « *Plus précisément, dans le cadre du Plan, une analyse d'impact à la pointe des technologies émergentes est produite pour chaque année de la période de la prévision en prenant en compte simultanément l'effet de la progression de la demande et l'effet de l'interaction des technologies sur le profil de charge horaire des besoins du Distributeur. Le principal constat de cette analyse est que l'usage des véhicules électriques entraînera progressivement un déplacement des occurrences de la pointe matinale vers des occurrences de pointe de début de soirée […]. Cet impact haussier des technologies émergentes combiné au déplacement de la pointe d'hiver issue du modèle de prévision doivent être pris en compte pour déterminer la prévision de la pointe d'hiver* »[66].

[115] **La Régie prend acte de l'analyse de l'impact à la pointe des technologies émergentes réalisée par le Distributeur.**

---

66 Pièce B-0009, p. 32 et 33.

3.4.2 IMPACT DU TÉLÉTRAVAIL SUR LE PROFIL HORAIRE DE CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

[116] Au cours des hivers 2020-2021 et 2021-2022, le Distributeur observe, par rapport aux deux hivers précédents la pandémie, soit 2017-2018 et 2018-2019, les éléments suivants :

- Une augmentation de la probabilité d'occurrence de la pointe quotidienne entre 8 h et 9 h et une réduction de la demande entre 7 h et 8 h les jours de semaine;
- Une légère augmentation de la probabilité d'occurrence de la pointe quotidienne entre 17 h et 18 h et des réductions de demande entre 18 h et 19 h les jours de semaine.

[117] Sans l'appui de données supplémentaires permettant de confirmer l'hypothèse d'un changement de comportement de la clientèle, possiblement en raison de l'émergence du télétravail, le Distributeur estime qu'il lui est impossible de déterminer avec certitude la cause précise de cette évolution ou de statuer quant à la permanence d'un tel changement[67].

[118] La Régie prend acte de l'analyse de l'impact du télétravail sur le profil horaire de consommation d'électricité réalisée par le Distributeur et lui demande de poursuivre ces analyses et d'en maintenir le suivi **au cours des prochaines années**.

3.4.3 IMPACT DU TÉLÉTRAVAIL SUR LE PROFIL DE RECHARGE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

[119] Le Distributeur ne peut statuer avec certitude sur l'impact du télétravail sur la consommation à long terme de la recharge des véhicules électrique. Il mentionne vouloir continuer l'analyse des données de recharge des prochaines années afin d'identifier tous les changements de tendance[68].

[120] **La Régie prend acte de l'analyse de l'impact du télétravail sur la recharge des véhicules électriques réalisée par le Distributeur et lui demande de poursuivre l'analyse des données au cours des prochaines années.**

---

67 Pièce B-0009, p. 35 et 36.
68 Pièce B-0009, p. 36 et 37.

3.4.4 SUIVI DE LA PERFORMANCE DES MODÈLES DE PRÉVISION

[121] Le Distributeur rappelle que, depuis l'introduction des modèles statistiques à usages finaux en 2012, le suivi de la performance de prévision est mesuré par les écarts entre la demande prévue et celle réalisée à conditions climatiques normales. Il émet les constats suivants :

- La performance prévisionnelle du secteur résidentiel demeure élevée, et ce, peu importe l'horizon;
- Depuis le plan d'approvisionnement 2017-2026, le Distributeur a pris acte de la sous-estimation de la prévision du secteur commercial attribuable aux secteurs émergents. Il a apporté les correctifs nécessaires et constate que les horizons de prévision ne reflètent plus de biais systématique;
- Les écarts de prévision du secteur industriel sont les plus élevés étant donné l'exposition plus forte du secteur aux aléas de l'économie mondiale, notamment pour le sous-secteur des mines, ainsi qu'à l'impact des conflits de travail;
- Les modèles ont légèrement surestimé la demande totale (ventes et besoins) en énergie et en puissance;
- La performance de la prévision est meilleure pour les besoins en puissance qu'en énergie étant donné l'impact proportionnellement plus grand des erreurs de prévision du secteur industriel sur les besoins en énergie versus ceux en puissance[69].

[122] **La Régie prend acte du suivi de la performance des modèles de prévision réalisé par le Distributeur.**

[69] Pièce B-0009, p. 38 à 41.

4. APPROVISIONNEMENT ET STRATÉGIES

4.1 BILANS EN PUISSANCE ET EN ÉNERGIE

[123] Le Distributeur a déposé des bilans en énergie et en puissance dans le cadre de sa preuve initiale. À la demande de la Régie, le Distributeur a mis à jour ces bilans pour tenir compte :

- Du *Décret 1840-2022 CONCERNANT le Règlement abrogeant le Règlement sur un bloc de 1 000 MW d'énergie éolienne* et le *Règlement sur un bloc de 1 300 MW d'énergie renouvelable*[70];
- Des soumissions retenues par le Distributeur à la suite des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02;
- Du *Décret 214-2023 CONCERNANT les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un bloc de 1 500 MW d'énergie éolienne*.

[124] Le tableau suivant présente le bilan en énergie mis à jour en fonction des éléments précités.

[70] Décret 1840-2022 du 14 décembre 2022 publié dans la Gazette officielle du Québec, 28 décembre 2022, 154e année, no 52, p. 7223 et 7224.

TABLEAU 11
BILAN EN ÉNERGIE

TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
BESOINS	**195,2**	**197,8**	**200,4**	**203,1**	**205,6**	**209,2**	**211,2**	**213,8**	**216,6**	**220,0**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés	**193,5**	**195,6**	**197,5**	**199,2**	**194,5**	**192,6**	**191,9**	**191,5**	**191,3**	**190,5**
Électricité patrimoniale utilisée	175,1	176,8	177,8	178,6	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,7	3,9	4,0	4,3	0,8					
Énergie rappelée - HQP	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5					
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4	10,0	9,9	9,1
Biomasse et petite hydraulique	2,9	2,9	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3	2,3	2,2	2,2
Nouveaux approvisionnements prévus*				**0,5**	**4,6**	**6,6**	**8,1**	**9,5**	**9,5**	**9,5**
Énergie additionnelle requise	**1,7**	**2,2**	**2,9**	**3,4**	**6,5**	**10,0**	**11,2**	**12,8**	**15,8**	**20,0**
Achats sur les marchés de court terme	1,6	2,3	3,1	3,4	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
▪ Dont achats en hiver	1,5	2,2	2,7	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
▪ Dont achats hors hiver	0,1	0,2	0,4	0,5	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme					0,5	4,0	5,2	6,8	9,8	14,0
Surplus (électricité patrimoniale inutilisée)	**3,7**	**2,1**	**1,1**	**0,2**						

** Correspond aux quantités attendues des soumissions retenues dans le cadre des A/O-2021-01 et A/O-2021-02, soit 302 MW éolien (0,9 TWh) et 496 MW renouvelable (4 TWh) et celle prévue de l'A/O qui sera lancé en 2023 pour un bloc visé de 1 500 MW éolien, pour des mises en service de 500 MW (1,5 TWh) par année échelonnées entre 2027 et 2029*

Source : Pièce B-0077, R-1.1, p. 6 et 7.

[125] Le tableau suivant présente une version révisée du bilan en puissance, déposé le 6 juin 2023 par le Distributeur, corrigeant l'impact d'une erreur de saisie dans le modèle MARS, utilisé pour établir la réserve permettant de respecter le critère de fiabilité en puissance[71].

[71] Pièce B-0121.

TABLEAU 12
BILAN EN PUISSANCE

En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
BESOINS À LA POINTE	39 851	40 120	40 535	40 959	41 321	41 735	42 156	42 627	43 094	43 696
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	**3 831**	**4 038**	**4 129**	**4 292**	**4 391**	**4 491**	**4 594**	**4 699**	**4 806**	**4 881**
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	**43 682**	**44 158**	**44 664**	**45 251**	**45 712**	**46 226**	**46 750**	**47 326**	**47 900**	**48 577**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés	**42 762**	**43 303**	**43 568**	**44 174**	**44 007**	**43 146**	**43 224**	**43 232**	**43 276**	**43 209**
Électricité patrimoniale	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**
Contrats avec HQP	**1 300**	**1 500**	**1 500**	**1 800**	**1 500**	**500**	**500**	**500**	**500**	**500**
▪ Base et cyclable	**600**	**600**	**600**	**600**	**600**					
▪ Puissance rappelée	200	400	400	700	400					
▪ Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	**1 925**	**1 917**	**1 958**	**1 967**	**1 924**	**1 834**	**1 727**	**1 671**	**1 661**	**1 584**
▪ Éolien	1486	1486	1486	1486	1443	1405	1361	1308	1308	1244
▪ Biomass	336	328	328	337	337	285	222	219	219	219
▪ Petite hydraulique	103	103	144	144	144	144	144	144	134	121
Gestion de la demande en puissance	**1 603**	**1 943**	**2 152**	**2 423**	**2 579**	**2 743**	**2 926**	**2 990**	**3 044**	**3 054**
▪ Électricité interruptible	**877**	**983**	**1 004**	**1 046**	**1 057**	**1 057**	**1 078**	**1 099**	**1 099**	**1 099**
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance	**726**	**960**	**1 148**	**1 377**	**1 522**	**1 686**	**1 848**	**1 891**	**1 945**	**1 955**
- GDP Affaires	456	568	611	675	707	750	782	825	879	889
- Tarification dynamique	223	297	371	445	445	445	445	445	445	445
- Hilo	47	95	166	257	370	491	621	621	621	621
▪ Autres moyens	**492**	**501**	**516**	**542**	**562**	**627**	**629**	**629**	**629**	**629**
▪ Démarrage de la centrale des IDLM en pointe						58	60	60	60	60
▪ Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
▪ Interruption chaînes de blocs	242	251	266	292	312	319	319	319	319	319
Nouveaux approvisionnements prévus *					**617**	**817**	**1 017**	**1 217**	**1 217**	**1 217**
Puissance additionnelle requise	**900**	**850**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**2 250**	**2 500**	**2 900**	**3 400**	**4 150**
Contribution des marchés de court terme	900	850	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme						1 150	1 400	1 800	2 300	3 050

Source : Pièce B-0121, tableaux 3.1 et 3.2 révisés, p. 3.

[126] **La Régie prend acte des bilans révisés en puissance et en énergie déposés par le Distributeur**.

[127] Dans sa décision D-2023-011, la Régie convenait que le Distributeur traite de sa stratégie d'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance en phase 2[72]. **La Régie demande donc au Distributeur de mettre à jour ses bilans en puissance et en énergie en fonction des informations les plus contemporaines à sa disposition au moment du dépôt de sa preuve en phase 2.**

[72] Décision D-2023-011, p. 17 (par. 45) à p. 18 (par. 49).

4.2 GESTION DE LA PUISSANCE INCLUANT LA GDP

[128] Le Distributeur dispose également de moyens plus flexibles de gestion de la pointe, tels que la GDP et les marchés de court terme.

[129] Le bilan de puissance compare les moyens actuels et prévus aux besoins anticipés à la pointe annuelle, soit l'heure pendant laquelle la consommation d'électricité est la plus élevée au Québec.

[130] La Régie constate, au bilan de puissance révisé[73], une hausse de la contribution des moyens de GDP de 1 451 MW sur l'horizon du Plan, soit de 90 %, passant de 1 603 MW en 2022-2023 à 3 054 MW en 2031-2032.

TABLEAU 13
CONTRIBUTIONS DES MOYENS DE GDP

En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Interventions en gestion de la demande en puissance	**1 603**	**1 943**	**2 152**	**2 423**	**2 579**	**2 743**	**2 926**	**2 990**	**3 044**	**3 054**
▪ Électricité interruptible	**877**	**983**	**1 004**	**1 046**	**1 057**	**1 057**	**1 078**	**1 099**	**1 099**	**1 099**
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance	**726**	**960**	**1 148**	**1 377**	**1 522**	**1 686**	**1 848**	**1 891**	**1 945**	**1 955**
- GDP Affaires	456	568	611	675	707	750	782	825	879	889
- Tarification dynamique	223	297	371	445	445	445	445	445	445	445
- Hilo	47	95	166	257	370	491	621	621	621	621

Source : Pièce B-0121, p. 3

[131] Ainsi, la contribution des moyens de GDP comblerait 38 % de l'augmentation des besoins à la pointe (+3 845 MW) et un peu moins de 30 % de l'augmentation des besoins à la pointe incluant la réserve (+4 895 MW).

[132] Par rapport au dernier plan d'approvisionnement 2020-2029, la contribution de l'ensemble des moyens de GDP s'est avérée légèrement inférieure à celle anticipée, de l'ordre de 130 MW pour l'hiver 2021-2022, en raison notamment d'une adhésion moindre des clients industriels aux options d'électricité interruptible et d'un ralentissement dans la mise en marché de l'offre d'Hilo. Ces diminutions sont en partie compensées par l'accroissement de la contribution de la tarification dynamique et de l'option GDP Affaires[74].

[133] À l'horizon 2028-2029, le Plan prévoit une contribution inférieure de 262 MW de l'option d'électricité interruptible à celle prévue au plan d'approvisionnement précédent,

[73] Pièce B-0121, tableau 3.1, p. 3.
[74] Pièce B-0011, p. 12.

soit 1 078 MW. La contribution de l'option GDP Affaires s'accroit de 312 MW à 782 MW, la tarification dynamique augmente de 256 MW à 445 MW, tandis que la contribution d'Hilo demeure inchangée à 621 MW.

Électrification des transport et gestion de la demande de puissance

[134] Le Distributeur prévoit que l'électrification des transports entrainera une augmentation des ventes de 7,8 TWh, ce qui correspond à près d'un tiers de leur accroissement total prévu sur la durée du Plan. La prévision reflète notamment les projets de règlements visant le resserrement de la norme Véhicule zéro émission. Le nombre de véhicules électriques en circulation prévu en 2032 est ainsi évalué à 2,2 millions, soit l'équivalent de 39 % du parc automobile québécois[75].

[135] La contribution associée à l'ajout des véhicules électriques sur la croissance des besoins en puissance atteint 1 709 MW et représente 42 % de la croissance des besoins à la pointe d'hiver de 4 031 MW sur la période 2022-2032[76].

[136] L'AHQ-ARQ considère qu'une telle augmentation des besoins à la pointe est préoccupante. Il demande que le Distributeur présente un plan d'action afin de déplacer la recharge des véhicules électriques des heures de forte charge vers les heures de moindre charge, limitant ainsi les besoins pour de nouveaux approvisionnements de long terme. En citant l'exemple de BC Hydro[77], l'AHQ-ARQ estime à 50 % le déplacement possible de la recharge hors pointe[78].

[137] La FCEI note que la croissance du parc de véhicules électriques semble suivre une courbe de progression géométrique, se traduisant par une augmentation du besoin en puissance prévu par le Distributeur d'environ 1 100 MW en seulement trois années, soit entre 2028-2029 et 2031-2032[79]. En d'autres termes, près des deux tiers du parc de véhicules électriques se constituent au cours de ces seules trois années.

---

75 Pièce B-0009, p. 12.
76 Pièce B-0009, p. 21.
77 https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/integrated-resource-plans/current-plan/integrated-resource-plan-2021.pdf, p. 18 et 28, consulté le 30 avril 2023.
78 Pièce C-AHQ-ARQ-0040, p. 3 à 5.
79 Pièce B-0009, p. 21.

[138] La FCEI note également que le Distributeur ne prévoit pas ou peu d'effacement de la recharge des véhicules électriques à la pointe, notamment entre 2028-2029 et 2031-2032, où le bilan en puissance ne présente aucune contribution additionnelle de la tarification dynamique ou de Hilo[80].

[139] En audience, le Distributeur précise ce qui suit :

> « […] *je peux venir vous rassurer qu'on travaille beaucoup sur le volet de comment est-ce qu'on va pouvoir attaquer, en termes de gestion de la puissance, toute l'intégration des véhicules électriques.*
>
> *Déjà, avec Hilo, on a avancé une première solution l'année dernière. On est en train de regarder pour l'ouverture de l'écosystème, pour travailler avec le plus de manufacturiers possible au niveau des bornes électriques pour être capable d'augmenter notre pénétration au niveau du nombre de bornes électriques connectées avec Hydro-Québec et Hilo.*
>
> *Et comme indiqué dans la réponse, on regarde aussi, là, une approche tarifaire d'une approche programme, c'est quoi toutes les manières possibles qu'on peut être capable de mieux contrôler ou influencer le consommateur à mieux consommer. Donc, c'est regarder de très, très près... et on regarde bien les évolutions aussi* »[81].

Opinion de la Régie

[140] La Régie comprend du témoignage du Distributeur que l'évaluation du comportement des consommateurs devra se poursuivre sur plusieurs années, mais qu'à plus court terme, en plus de la première solution proposée par Hilo l'année dernière pour la recharge des véhicules électriques, le Distributeur examine différentes approches, soit tarifaire ou par programme, afin de minimiser l'impact à la pointe de la recharge des véhicules électriques.

[141] À l'instar de la FCEI, la Régie note la forte augmentation de 1 111 MW des besoins en puissance liés à la recharge des véhicules électriques au cours des trois dernières années du Plan, passant de 688 MW en 2028-2029 à 1 799 MW en 2031-2032.

---

80 Pièce B-0020, p. 14.
81 Pièce A-0053, NS volume 3, p. 54.

[142] Toutefois, le Distributeur ne prévoit pas ou peu d'accroissement de l'effacement de la recharge des véhicules électriques à la pointe sur la même période. En effet, la Régie remarque qu'au tableau 3.3-RÉVISÉ de la pièce B-0121[82], le bilan en puissance ne présente aucune contribution additionnelle de la tarification dynamique ou d'Hilo et une hausse modeste pour l'option GDP Affaires entre 2028-2029 et 2031-2032.

[143] La Régie note que la recharge des véhicules électriques contribue à la croissance des besoins en puissance à hauteur de 1 289 MW entre 2027-2028 et 2031-2032[83], ce qui explique 66 % de la croissance des besoins réguliers du Distributeur des quatre dernières années du Plan. Il importe donc que soient mis en place, le plus rapidement possible, tous les moyens permettant de limiter l'impact sur les besoins à la pointe de la recharge des véhicules électriques.

[144] Considérant la périodicité prévue au cadre législatif et réglementaire actuel pour les modifications tarifaires, la Régie considère que le dossier tarifaire 2025-2026 constitue le moment approprié pour examiner cet enjeu.

[145] Ainsi, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une mise à jour de l'impact en puissance de la recharge des véhicules électriques présenté à la pièce B-0009, incluant l'évolution du comportement des clients sur les réseaux et sur les besoins d'approvisionnement. Elle lui demande également de déposer cette mise à jour dans le cadre du plan d'approvisionnement 2026-2035.

[146] La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, les premières initiatives d'un plan d'action visant le déplacement de la recharge des véhicules électriques hors des périodes de pointe, ainsi que les modifications tarifaires requises, le cas échéant.

[147] La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de l'État d'avancement 2024, une estimation de la contribution à l'effacement des besoins en puissance découlant de la recharge des véhicules électriques provenant d'Hilo, de la tarification dynamique et de l'option GDP Affaires, pour les périodes au-delà de 2027-2028. Elle lui demande également de déposer cette estimation dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.

---

82 Pièce B-0121, p. 3.
83 Pièce B-0009, p. 21.

Les chauffe-eaux comme moyen de gestion de la demande

[148] Le Distributeur désire exploiter le potentiel d'effacement des chauffe-eaux électriques. Il a d'ailleurs testé une nouvelle solution technologique par l'entremise de Hilo l'an dernier. Il travaille sur une stratégie globale pour être en mesure de pénétrer le marché des chauffe-eaux qui répondraient aux critères de la santé publique, tant pour les nouveaux chauffe-eaux que pour ceux du parc existant[84].

[149] Toutefois, il souligne que bien que la technologie soit au point, il existe des défis sur le plan commercial et opérationnel de la solution chez le client. Le Distributeur espère toutefois être capable d'en arriver avec une conclusion relative à l'exploitation du potentiel d'effacement des chauffe-eaux électriques au cours des prochains mois[85].

> *« Oui, en fait le projet pilote, on a été capable de démontrer que la technologie fonctionne, dans le sens théoriquement la technologie fonctionne. Cependant, il y a un... il y a un défi au niveau de la commercialisation, donc au niveau de l'installation, il y a une complexité au niveau de l'installation lorsqu'on... on a les plombiers qui vont chez les clients. Puis par la suite, si jamais des clients jouent avec la technologie, bien on vient de perdre en fait le critère qu'on... on vient de perdre la technologie, on vient de perdre le pourquoi qu'on a installé la technologie sur le chauffe-eau. Donc, théoriquement, on a été capable de prouver que ça fonctionne, cependant dans... chez les clients on a un taux d'environ cinquante pour cent (50 %) de réussite* »[86].

[150] Le ROEÉ constate qu'en alternative à la commercialisation de la technologie développée par Hilo pour l'interruption des charges des chauffe-eaux, une autre solution semble convenir pour le marché des chauffe-eaux existants, soit le contrôleur Calypso commercialisé par Sinopé. À cet effet, le Distributeur confirme :

> « *Le contrôleur Calypso commercialisé par Sinopé est un outil de gestion de la puissance qui pourrait éventuellement faire l'objet d'un programme d'aide s'il est conforme aux exigences du ministère de la Santé et des Services sociaux* »[87].

[151] Toutefois, le ROEÉ remarque l'absence de toute procédure ou protocole d'essai indépendant relativement au contrôleur Calypso commercialisé par Sinopé qui pourrait

---

84 Pièce A-0053, NS volume 3, p. 176-177 et p. 190-191.
85 Pièce B-0140, p. 14.
86 Pièce A-0053, NS volume 3, p. 179.
87 Pièce B-0043, p. 28.

démontrer sa conformité avec le critère anti-légionellose, conformément aux exigences du ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS).

[152] Le ROEÉ recommande que le Distributeur valide la solution technique de Sinopé et qu'elle remette sur pied le programme d'interruption des chauffe-eaux dans les plus brefs délais[88].

[153] En argumentation, le RNCREQ se dit rassuré que l'utilisation du parc de chauffe-eau existant comme ressource de GDP fait toujours partie des projets en développement chez le Distributeur et ne relève plus uniquement d'Hilo[89].

[154] Le RNCREQ constate que le développement de cette avenue se prolonge depuis plusieurs années et soumet que la principale raison pour laquelle le développement accumule les délais est liée au critère de la santé publique qui recommande « *la mise en place du programme de délestage, tant que le programme est réalisé exclusivement avec des chauffe-eaux électriques respectant le critère de température de 55 °C durant au moins quatre heures au fond du chauffe-eau électrique* »[90].

[155] L'intervenant souligne que le critère, tel que retenu par l'Institut national de santé publique du Québec (INSPQ) et le MSSS, avait initialement été proposé par le Distributeur lui-même et ce, à la suite d'une étude qui ne s'était penchée que sur le cas d'un débranchement total de 4 ou 6 heures. Or, selon lui, l'applicabilité des résultats de cette étude à des programmes basés sur des contrôleurs intelligents qui peuvent rétablir le courant au besoin n'aurait même jamais été envisagée[91].

[156] Ce constat porte le RNCREQ à croire que si le Distributeur a pu faire reconnaitre sans grande difficulté un critère de délestage des chauffe-eaux par la santé publique, elle peut fort probablement, après des études additionnelles, recommander à la santé publique de moduler ce critère ou à tout le moins en préciser son champ d'application, soit des cas de délestage complet pendant 4 heures ou plus.

[157] Le RNCREQ invite donc le Distributeur à considérer une telle approche et, en parallèle, à poursuivre ses efforts afin d'implanter dès que possible des chauffe-eaux ayant

88 Pièce C-ROEÉ-0035, p. 20.
89 Pièce C-RNCREQ-0046, p. 11.
90 Dossier R-4110-2019, B-0047, p. 51.
91 Pièce C-RNCREQ-0046, p. 13.

recours à des technologies qui ne font pas appel à un délestage complet du chauffe-eau pendant une durée de 4 heures.

[158] L'intervenant recommande d'ordonner au Distributeur de faire un rapport de ses démarches et de l'état de la situation quant à l'utilisation des chauffe-eaux, tant pour le parc existant que pour les nouveaux chauffe-eaux, comme ressource de GDP, et ce, lors du dépôt du prochain État d'avancement du plan d'approvisionnement.

Opinion de la Régie

[159] La Régie constate les progrès et les défis auxquels fait face le Distributeur à l'égard de la commercialisation et de l'opérationnalisation de la solution développée par Hilo afin d'exploiter le potentiel d'effacement des chauffe-eaux électriques. Elle note que le Distributeur examine aussi d'autres solutions technologiques relatives à l'exploitation de ce potentiel.

[160] La Régie retient que parmi les solutions à l'étude, comme le RNCREQ l'y invite, le Distributeur étudie la possibilité de moduler la durée de l'effacement des chauffe-eaux pour des périodes plus courtes que 4 heures :

> « *Mais on est en train de chercher les bonnes solutions technologiques pour être capable de faire du... pas du délestage, mais des arrêts de l'utilisation des chauffe-eau lors des périodes de pointe tout en respectant le critère de la Santé publique. Et les mégawatts reliés au critère d'approvisionnement n'auraient pas une ligne distincte. En fait, ils feraient partie de nos options tarifaires, comme par exemple la TD ou Hilo* »[92].

[161] La Régie considère que l'analyse de périodes d'effacement plus courtes est intéressante, et elle invite le Distributeur à approfondir cette avenue afin d'exploiter le potentiel d'effacement des chauffe-eaux électriques.

[162] Par ailleurs, le Distributeur indique qu'avant de considérer l'usage de contrôleur Calypso tel que celui développé par Sinopé, il aimerait que l'entreprise obtienne une confirmation du MSSS qu'il respecte les critères de la santé publique[93].

---

92 Pièce A-0053, NS volume 3, p. 175-176.
93 Pièce A-0054, NS volume 4, p. 25-26.

[163] Tout comme le RNCREQ[94], la Régie s'interroge quant à l'opportunité de moduler l'application du critère de la santé publique pour des périodes d'effacement plus courtes, ou de définir un critère alternatif au besoin. Elle comprend des réponses fournies lors de l'audience que le Distributeur examine la question :

> « *Q. [242] Bien, on a un critère qui découle d'un cas étudié où est-ce qu'on a des arrêts de quatre à six heures, des arrêts complets. Mais êtes-vous d'accord que le critère s'applique à des situations où est-ce qu'on a un arrêt complet de quatre à six heures et que si on avait des modulations de température ou d'autres paramètres, le critère ne s'appliquerait pas nécessairement?*
>
> *R. Je comprends. Je comprends mieux. En fait, c'est une des choses qu'on est en train de regarder comme solution aussi, d'être capable de l'appliquer avec diverses causes de délestage pour voir si on est capable de répondre aux... d'éviter le critère, en fait. C'est dans les choses qu'on est en train de regarder présentement* »[95].

[164] **La Régie encourage le Distributeur à poursuivre activement toutes les pistes permettant d'implanter, le plus rapidement possible, des mesures permettant l'effacement des chauffe-eaux électriques de façon sécuritaire.**

[165] **Aussi, elle demande au Distributeur de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, un suivi des démarches entreprises auprès de l'INSPQ, de l'avancement et des défis des différentes solutions technologiques, afin d'exploiter le potentiel d'effacement des chauffe-eaux électriques. Elle lui demande également de déposer ce suivi lors du prochain plan d'approvisionnement.**

Tarification dynamique et Hilo

[166] Le GRAME recommande que soient mises en place rapidement des options de tarification dynamique couvrant davantage l'ensemble de la demande, donc visant non seulement la gestion de la demande, mais incluant des incitatifs visant les changements comportementaux et l'efficacité énergétique.

[167] L'intervenant est d'avis qu'il sera nécessaire, à terme, de rendre la tarification dynamique obligatoire. Cependant, une telle approche devrait proposer plus d'un choix à la

---

94 Pièce C-RNCREQ-0046, p. 15, par. 78 et 79.
95 Pièce A-0053, NS volume 3, p. 189 et 190.

clientèle afin de permettre d'optimiser les résultats, tout en évitant de devenir un fardeau pour les familles ou les personnes à faibles revenus[96].

[168] En audience, l'intervenant précise ce qui suit :

> « *Donc, je pense que ce serait peut-être trop tôt pour la Régie d'obliger le Distributeur à offrir une tarification dynamique obligatoire immédiatement. Mais on pense qu'il devrait y avoir des efforts au niveau de l'évaluation de son potentiel qui commence le plus rapidement possible* »[97].

> « *Me LOUISE ROZON : Oui, merci, Monsieur le Président. Maître Paquet, je vais juste avoir quelques petites questions. Je reviendrais sur la tarification dynamique obligatoire. Est-ce qu'on doit comprendre de votre recommandation, c'est que s'il y avait la mise en place d'une tarification dynamique obligatoire pour le secteur résidentiel, cela aurait comme conséquence de mettre de côté les tarifs actuellement en vigueur, qui sont optionnels?*
>
> *Me GENEVIÈVE PAQUET :*
> *Pas nécessairement, ça pourrait... ça pourrait être offert en complément en fait. Si... l'idée...l'idée par... qui est véhiculée par le GRAME c'est d'essayer d'offrir quand même un choix à la clientèle. Donc, sans que ce soit une offre, là, obligatoire imposée, s'il y avait plus d'une option à ce moment-là les clients pourraient être incités ou un peu obligés à choisir une de ces options, celle qui leur convient le mieux. Et puis à ce moment-là les offres sont qui déjà offertes pourraient peut-être faire partie, là, justement du portefeuille d'offres* »[98].

[169] La Régie constate ainsi que le GRAME a nuancé sa position en cours d'audience en indiquant que l'imposition d'une tarification dynamique obligatoire ne mettrait pas de côté nécessairement les tarifs actuellement en vigueur, l'idée étant d'offrir un choix à la clientèle.

[170] Également, la Régie constate que la contribution des options de tarification dynamique aux moyens de GDP plafonne, à partir de l'hiver 2025-2026, à 445 MW, tandis que celle d'Hilo plafonne à partir de l'hiver 2028-2029 à 621 MW[99].

---

96 Pièce C-GRAME-0013, p. 19.
97 Pièce A-0060, NS volume 6, p. 179 (ligne 8) à p. 180 (ligne 7).
98 Pièce A-0060, NS volume 6, p. 185 (ligne 14) à p. 186 (ligne 11).
99 Pièce B-0121, p. 3.

[171] En audience, le Distributeur explique que la contribution maximale de la tarification dynamique est établie sur la base d'un objectif d'adhésion volontaire d'environ 10 % des clients. Les options de tarification dynamique visent ainsi à rejoindre 400 000 clients[100].

[172] Malgré l'augmentation du nombre de clients sur la période du Plan, le Distributeur explique en audience le plafonnement de la contribution de la tarification dynamique :

> *« Il est trop prématuré présentement pour augmenter la contribution, parce qu'il y a deux facteurs qui contribuent au nombre de mégawatts livrés par la tarification, en fait, je pourrais même dire trois. Il y a le nombre d'adhésions et il y a la performance par chaque client. On vit présentement que plus qu'on augmente le nombre de clients, la performance moyenne diminue parce que ce n'est pas tout le monde encore qui a les bons réflexes. Donc, il y a beaucoup d'accompagnements clients à faire pour augmenter la performance par événement.*
>
> *Et aussi on rappelle que c'est une adhésion volontaire, et donc des comportements volontaires de la part des clients. Donc, on veut s'assurer que le client revienne année après année pour contribuer au bilan de puissance. Donc, il est un peu tôt pour dire, un, il faudrait premièrement, quand on aura atteint nos cibles de quatre cent mille (400 000) clients, dix pour cent (10 %) avec des mégawatts au bilan et qu'on aura stabilisé ceci, on pourra peut-être avoir une approche plus agressive. Mais présentement c'est un peu trop tôt »*[101].

Opinion de la Régie

[173] La Régie juge nécessaire que des efforts additionnels soient déployés par le Distributeur pour augmenter la contribution des options de tarification dynamique aux moyens de GDP.

[174] **Elle demande au Distributeur de faire le point, dans le cadre des prochains États d'avancement du Plan et du prochain dossier tarifaire, des démarches entreprises pour augmenter, au-delà de l'hiver 2025-2026, la contribution des options de tarification dynamique aux moyens de GDP.**

---

100 Pièce A-0053, NS volume 3, p. 20 (ligne 14) à p. 22 (ligne 6).
101 Pièce A-0054, NS volume 3, p. 84 (ligne 9) à p. 86 (ligne 17).

[175] En audience, le Distributeur confirme que la contribution de 621 MW pour Hilo au bilan en puissance est exclusivement associée à la clientèle résidentielle. Il teste actuellement différentes approches technologiques et regardera globalement ce qu'il est possible de faire aux moyens de GDP pour la clientèle Affaire quand l'offre d'Hilo sera mature[102].

[176] **La Régie demande au Distributeur de préciser, dans le cadre des prochains États d'avancement et du prochain dossier tarifaire, la contribution du volet affaires d'Hilo aux moyens de GDP.**

4.3 ABAISSEMENT DE TENSION

[177] L'AHQ-ARQ recommande de « *demander au Distributeur de déposer, dans le cadre de l'état d'avancement 2023, une proposition de la valeur à retenir pour l'abaissement de tension dans le bilan de puissance avec une démonstration chiffrée que cette proposition est raisonnable et un balisage avec d'autres juridictions pertinentes* ». Dans l'intervalle, il recommande de retenir une valeur de 400 MW pour l'abaissement de tension dans le bilan de puissance du Distributeur[103].

[178] Le Distributeur précise que la valeur inscrite au bilan de puissance relativement à l'abaissement de tension découle de la relation entre la charge et la capacité d'abaissement de tension, établie à l'aide de données historiques, et se situe entre 250 MW et 280 MW en période de pointe hivernale. Les informations du Transporteur relatives à la valeur de la charge abaissable permettent d'inférer la valeur de réduction de la charge à la pointe hivernale[104].

[179] Le Distributeur avance que la recommandation de l'AHQ-ARQ d'attribuer une valeur de 400 MW à l'abaissement de tension repose sur un calcul qui ne tient pas compte de la charge abaissable. En effet, « *tous les postes ne sont pas nécessairement éligibles à l'abaissement de tension, notamment pour des considérations commerciales ou des considérations d'impact sur les charges qui seraient visées par l'abaissement de tension qui pourrait être impacté* »[105].

---

102 Pièce A-0053, NS volume 3, p. 9 (ligne 6) à p. 12 (ligne 22).
103 Pièce C-AHQ-ARQ-0023, Section 4.2.8, p. 51 à 55.
104 Pièce B-0140, p. 11 (par. 40 et 42).
105 Pièce B-0140, p. 11 (par. 41).

Opinion de la Régie

[180] Le 19 juin 2023, l'AHQ-ARQ a transmis une série de questions[106] faisant suite aux réponses aux engagements nº 2 et nº 10[107] du Distributeur portant sur l'abaissement de tension. Après avoir pris connaissance de ces questions, la Régie a remis l'étude de la contribution de l'abaissement de tension au bilan en puissance à la phase 2 du présent dossier, qui portera sur les stratégies du Distributeur pour l'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance[108].

[181] **La Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de considérer, dans l'intervalle, une valeur de 400 MW pour l'abaissement de tension dans le bilan en puissance du Distributeur.**

4.4 APPEL AU PUBLIC

[182] Le ROEÉ soumet que la principale différence entre le crédit hivernal et l'appel au public est le moyen de communication utilisé. Pour rejoindre les clients, l'appel au public utilise les médias publics alors que le crédit hivernal mise sur les courriels. L'intervenant soutient que les moyens pour effacer ou déplacer les charges chez les clients seraient sensiblement les mêmes pour ces deux moyens du bilan de puissance[109].

[183] Le ROEÉ recommande d'inviter le Distributeur à reconnaître la contribution en puissance de la clientèle lors des appels au public, de la rémunérer « *à sa juste valeur* » par l'application du Crédit hivernal et de refléter cette contribution à son bilan de puissance[110].

[184] Le Distributeur considère que l'appel au public demeure un moyen de dernier recours, rarement utilisé, et non pas un moyen qu'il souhaite appeler de façon régulière durant un hiver et pour lequel il aurait un profil garanti. Le Distributeur soutient qu'il serait difficile d'estimer la contribution en puissance de l'appel au public à des fins de fiabilité, comme c'est le cas pour les moyens de GDP.

---

106 Pièce C-AHQ-ARQ-0038.
107 Pièces B-0137 et B-0138.
108 Pièce A-0060, NS volume 6, p. 87 (ligne 13) à p. 88 (ligne 21).
109 Pièces C-ROEÉ-0025, p. 8 et A-0060, NS volume 6, p. 36 (ligne 1) à p. 38 (ligne 7).
110 Pièce C-ROEÉ-0017, p. 11.

[185] Le Distributeur souligne que l'appel au public ne peut plus être considéré isolément, sans prendre en compte également l'existence de moyens tels que les options de tarification dynamiques et Hilo.

[186] L'application du Crédit hivernal aux clients ayant répondu à l'appel au public, impliquerait de suivre la consommation de ces clients et de calculer une période de référence pour chacun d'eux. Le Distributeur avance qu'un tel processus serait lourd et inéquitable pour les clients participant déjà aux options de tarification dynamique ou à Hilo.

[187] Le Distributeur ne préconise donc pas d'intégrer l'appel au public au bilan de puissance ni l'application du Crédit hivernal aux clients ayant répondu à l'appel au public. L'objectif est plutôt que la clientèle, davantage sensibilisée aux questions énergétiques et intéressée à s'interrompre, s'inscrive aux options de tarification dynamique ou à Hilo[111].

Opinion de la Régie

[188] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur à l'égard de l'appel au public.

[189] **En conséquence, la Régie ne retient pas la recommandation du ROEÉ de reconnaître la contribution en puissance de la clientèle lors des appels au public, de refléter cette contribution au bilan en puissance et de la rémunérer par l'application du Crédit hivernal.**

4.5 ACHATS DE COURT TERME EN PUISSANCE

[190] Le Distributeur présente une mise à jour de la capacité d'importation au Québec reflétée dans le tableau suivant :

[111] Pièce B-0140, p. 9 (par. 35) à p. 10 (par. 39).

TABLEAU 14
CAPACITÉS D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW ET EN GWH)
ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2022-2024

			Capacité d'importation[2] en énergie pour 90% des heures de l'hiver	
Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité de référence[1] (MW)	Capacité maximale en puissance[2]	En MW	En GWh
Énergie La Lièvre – (MATI et MAFA)	255 + 99	0	0	0
Labrador – (LAB)	5 150	0	0	0
Nouveau-Brunswick – (NB)	775*	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	170	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	2 000	0	270	705
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100	100	100	261
New York – Châteauguay (MASS)	1 000	1 000	1 000	2 613
Ontario – Beauharnois (LAW)	470	0	180	470
Ontario – Chat Falls (Q4C)	140	0	0	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	110	0	0	0
Ontario – Outaouais (ON)	1 250	0	600	1 568
Total				**5 617**

Notes : 1 Capacité des interconnexions affichées sur le site OASIS du Transporteur.
2 Capacité établie par le Distributeur, compte tenu des limites soulevées à la section 6.2 du Plan.
* Évaluation valide à court terme

Source : Pièce B-0020, tableau 6.1.

[191] L'AHQ-ARQ soutient que le Distributeur n'emploie qu'une partie du partage de réserve évalué par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC)[112] lorsqu'il ne compte que sur 1 100 MW[113].

[192] Le Distributeur maintient le potentiel maximal d'achats sur les marchés de court terme en puissance à 1 100 MW, déjà reconnu par la Régie, incluant la contribution du partage de réserve qu'il établit à 200 MW[114].

[193] Le Distributeur soutient que cette valeur se distingue du volume, inscrit au rapport « *Review of Interconnection Assistance Reliability Benefits* » du NPCC et cité par l'AHQ-ARQ, qui s'inscrit davantage dans une optique d'assistance en cas de situation exceptionnelle. Il souligne ne pas vouloir que sa planification repose sur ce volume[115].

112 REVIEW OF INTERCONNECTION ASSISTANCE RELIABILITY BENEFITS, p. iv.
113 Pièce C-AHQ-ARQ-0023, p. 56.
114 Pièce B-0140, p. 21 (par. 94).
115 Pièce B-0140, p. 21 (par. 95).

[194] Le Distributeur suggère que le potentiel maximal de 1 100 MW pourrait être revu selon l'évaluation du marché. Étant donné sa responsabilité d'assurer la fiabilité et la sécurité des approvisionnements, le Distributeur prône la prudence. Il souligne que pour assurer l'équilibre du bilan en puissance pour l'hiver 2021-2022, les volumes requis ont été difficiles à acquérir[116].

Opinion de la Régie

[195] La Régie constate que les capacités maximales en puissance sont restées inchangées et totalisent toujours 1 100 MW.

[196] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur à l'égard de la contribution maximale des marchés de court terme en puissance inscrite à sa stratégie d'approvisionnement en puissance. **La Régie juge adéquat le maintien de la contribution des marchés de court terme en puissance à 1 100 MW.**

4.6 ACHATS DE COURT TERME EN ÉNERGIE INCLUANT LES DISPONIBILITÉS ET LES CAPACITÉS DES INTERCONNEXIONS EN MODE IMPORTATION

[197] La Régie tient à rappeler que, dans sa décision procédurale D-2023-011, elle ne retient pas les demandes d'intervention de l'AHQ-ARQ et de l'AQCIE- CIFQ qui portaient sur l'impact des nouvelles interconnexions sur les capacités d'importation à partir des marchés limitrophes à la zone de réglage du Québec (les marchés externes). La Régie citait la décision sur le fond du Plan 2020-2029 qui ordonnait au Distributeur de « *demander au Transporteur de préciser la capacité technique d'importation des nouvelles interconnexions Appalaches-Maine et Hertel-New York dès que leurs dates de mise en service seront connues* »[117] et rappelait que le Transporteur n'avait pas précisé ces dates finales de mise en service[118].

[198] La Régie constate que la capacité d'importation en énergie, à partir des marchés limitrophes à la zone de réglage du Québec (marchés externes), pour 90 % des heures de

116 Pièce B-0140, p. 21 (par. 96).
117 Dossier R-4110-2019, décision D-2022-062, p. 120 (par. 462).
118 Décision D-2023-011, p. 20 (par. 55 à 58).

l'hiver, a été revue de 6,0 TWh à 5,6 TWh. Cette révision tient compte du fait que la capacité totale de production installée sur le réseau d'Énergie La Lièvre est maintenant sous le contrôle d'Hydro-Québec dans le cadre de ses activités de production (le Producteur). La Régie prend donc acte que le Distributeur intègre le volume d'énergie disponible à partir de cette interconnexion à la capacité de livraison du Producteur, en cohérence avec l'utilisation des marchés de court terme limitée aux marchés externes. **Dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, la Régie demande au Distributeur de valider l'impact de cette diminution sur les limites d'achats d'énergie sur les marchés de court terme.**

[199] L'AHQ-ARQ observe que :

- Le Distributeur se permet de compter sur des achats d'énergie s'élevant à 3,6 TWh au cours de l'hiver 2027 dans certains bilans qu'il a soumis en preuve[119];
- Le Distributeur a réalisé des achats de court terme en 2022 qui totalisent 4,2 TWh sur les cinq mois (5) d'hiver[120].

[200] L'AHQ-ARQ recommande de hausser de 3 TWh à 4 TWh la limite des achats de court terme en hiver, prévus en planification, pour un scénario moyen de la demande[121].

[201] Le Distributeur rappelle qu'il utilise un critère de planification en énergie qui limite à 3 TWh en hiver les achats sur les marchés de court terme, à conditions climatiques normales. Il précise que ce critère de planification est celui utilisé dans le dossier R-4110-2019 et approuvé par la Régie dans sa décision D-2022-062[122]. La Régie statuait alors sur le recours aux marchés de court terme en énergie dans la stratégie d'approvisionnement du Distributeur de la manière suivante :

> « *[448] La Régie note que les positions diffèrent au sujet de l'utilisation des marchés de court terme. D'une part, l'AHQ-ARQ et l'AQCIE-CIFQ soutiennent que le Distributeur les sous-utilise, incluant le marché interne du Québec. D'autre part, l'AQPER est préoccupée par un recours croissant aux marchés de court terme et la part importante des transactions du Distributeur avec le Producteur.*
>
> *[449] La Régie est d'avis qu'un trop grand recours aux marchés de court terme pour satisfaire les besoins du scénario moyen en énergie peut mettre en péril la fiabilité*

[119] Pièces B-0011, tableau 3.2, p. 13 et B-0020, tableau 3.2 Révisé, p. 13
[120] Pièce B-0056, tableau R-7.2, p. 18.
[121] Pièce C-AHQ-ARQ-0023, p. 75.
[122] Pièce B-0140, p. 22 (par. 97 et 98).

> *d'approvisionnement, puisque cette augmentation des achats de court terme s'ajouterait aux quantités requises pour satisfaire le critère de fiabilité en énergie. De plus, puisque le marché du Québec est principalement occupé par le Producteur, une trop grande dépendance envers ce marché est incompatible avec les termes de la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres ou avec la recherche d'approvisionnements à des prix concurrentiels par appel d'offres de court terme.*
>
> *[450] Toutefois, si le Distributeur devait privilégier un plus grand recours aux approvisionnements de long terme pour assurer sa fiabilité en énergie, il devrait rechercher des produits de type cyclable ou encourir le risque de sous-utiliser significativement l'électricité patrimoniale, lorsque la demande est moins élevée que prévu. La Régie est d'avis que le Distributeur a besoin de la flexibilité que lui offrent les marchés de court terme pour gérer les aléas de la demande.*
>
> *[451] La Régie ne retient donc pas les recommandations de l'AHQ-ARQ et de l'AQCIE-CIFQ et considère que la stratégie d'utilisation des marchés de court terme du Distributeur contribue adéquatement à la gestion des aléas de la demande en énergie* »[123]. [nous soulignons], [note de bas de page omise]

[202] Le Distributeur souligne qu'il est en mesure d'acheter davantage. Le critère de planification lui permet de préserver une marge de manœuvre pour faire face à un aléa, comme un hiver froid[124].

Opinion de la Régie

[203] La Régie rappelle que le volume de 6 TWh a été établi dans le cadre du plan d'approvisionnement précédent sur la base de la capacité historique d'achat en énergie auprès des marchés externes, pour 90 % des heures de l'hiver[125]. Le Distributeur soumettait alors que cette évaluation était prudente, puisque la dépendance maximale envers les marchés externes correspond à la capacité d'achat du Distributeur en hiver seulement, alors que les volumes pouvant être acquis annuellement sont supérieurs[126].

123 Dossier R-4110-2019, décision D-2022-062, p. 116 et 117 (par. 448 à 451).
124 Pièce B-0140, p. 22 (par. 99).
125 Dossier R-4110-2019 Phase 1, pièce B-0009, Section 6, tableau 6.1, p. 43.
126 Dossier R-4110-2019, pièce B-0009, p. 25.

[204] La Régie constate que le bilan en énergie, qui intègre les résultats des A/O 2021-01 et A/O 2021-02 et le règlement sur un bloc de 1 500 MW d'énergie éolienne, ne comporte plus d'achat planifié supérieur à 3 TWh en hiver sur l'horizon du Plan[127].

[205] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur à l'égard du critère de planification en énergie qui limite, à conditions climatiques normales, les achats de court terme sur les marchés externes à 6 TWh par année dont 3 TWh en hiver.

[206] **En conséquence, la Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de hausser de 3 TWh à 4 TWh la limite d'achats de court terme planifiés en hiver pour un scénario moyen de la demande.**

[207] **La Régie maintient la contribution maximale des marchés de court terme en énergie à 6 TWh par année dont 3 TWh en hiver, à conditions climatiques normales.**

4.7 STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

[208] Conformément à la décision D-2023-011[128] la Régie traitera dans la phase 2 du présent dossier de la stratégie pour l'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance par le Distributeur.

[209] En prévision de cette phase, la Régie demande au Distributeur de :

1. Mettre à jour la prévision de la demande en puissance et en énergie, incluant l'impact des mesures d'efficacité énergétique;
2. Tenir compte de la contribution des contrats octroyés dans le cadre des A/O 2021-01 et 2021-02 et de la contribution attendue de l'A/O 2023-01;
3. Mettre à jour la puissance et l'énergie additionnelles requises;
4. Respecter les critères de fiabilité en puissance et en énergie.

---

127 Pièce B-0077, tableau R-1.1, p. 7.

128 Décision D-2023-011.

[210] La Régie fait part au Distributeur des attentes suivantes pour la phase 2 :

1. Préciser la stratégie de maintien des approvisionnements en énergie éolienne, en biomasse et des petites centrales hydrauliques dont les contrats arrivent à terme d'ici la fin de l'horizon du Plan;
2. Préciser les stratégies d'approvisionnement de court terme et de long terme en énergie;
3. Actualiser la stratégie de déploiement des moyens de GDP;
4. Faire le point sur la contribution de l'abaissement de tension;
5. Préciser les stratégies d'approvisionnement de court terme et de long terme en puissance.

5. BLOC RÉSERVÉ À L'USAGE CRYPTOGRAPHIQUE APPLIQUÉ AUX CHAÎNES DE BLOCS

Position du Distributeur

[211] Selon le Distributeur, le présent Plan s'inscrit dans un contexte où la transition énergétique, nécessaire à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), l'électrification de l'économie et l'émergence de filières économiques exercent une influence majeure sur ses ventes. Ce contexte entraine un resserrement marqué des bilans en énergie et en puissance, ainsi que la nécessité de ramener à zéro le solde du Bloc réservé de 267,4 MW[129] pour la catégorie de consommateurs utilisant l'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

[212] Le Distributeur demande donc à la Régie de devancer le suivi prévu au prochain dossier tarifaire afin de réévaluer à la baisse la quantité du Bloc réservé prévu pour l'alimentation des clients assujettis au tarif CB (Clients CB), accompagné d'une modification de la définition de « bloc réservé » prévue à l'article 21.1 des Conditions de service[130].

---

129 Bien que le Distributeur et certains intervenants indiquent 270 MW, le solde exact est de 267,4 MW (300MW - 32,6 MW de l'AP-2019-01).

130 Pièce B-0002, p. 3.

[213] Dans sa demande, le Distributeur rappelle que :

> « *L'appel de propositions lancé pour attribuer le Bloc réservé ayant donné lieu à la signature d'ententes d'avant-projet totalisant 32,6 MW, la formation de la Régie demande au Distributeur, dans sa décision D-2021-007 rendue le 28 janvier 2021, de faire une proposition dans le cadre d'une phase 3 du Dossier CB quant à la manière dont les mégawatts restants du Bloc réservé doivent être alloués* […]
>
> *Dans cette même décision*[131]*, la Régie indiquait au Distributeur, que, si elle souhaitait que le nombre de mégawatts prévus dans le Bloc réservé soit revu, elle pouvait en faire la demande dans le cadre de la phase 3 du Dossier CB* […] »[132].

[214] Le 9 avril 2021, en suivi de la décision D-2021-007, le Distributeur déposait sa preuve lors de la phase 3 du dossier R-4045-2018 (Dossier CB). À cette occasion, il indiquait que, selon les prévisions disponibles, le bilan en énergie serait très serré à compter de 2025. Il confirmait alors qu'il serait néanmoins en mesure d'assurer l'approvisionnement d'une charge additionnelle, correspondant à la portion non allouée du Bloc réservé, sans que cela ne devance le besoin pour un nouvel approvisionnement de long terme.

[215] Le 17 novembre 2021, la Régie rendait sa décision D-2021-148[133] portant sur la phase 3 du Dossier CB. Elle prenait alors acte du fait que le Distributeur confirmait pouvoir approvisionner la charge additionnelle du solde du Bloc réservé et permettait l'attribution de ce dernier par l'entremise d'un guichet unique selon le mode « *premier arrivé, premier servi* ».

[216] La Régie établissait également que le suivi concernant la réévaluation du volume du Bloc réservé se ferait dans le cadre du dossier visant l'établissement des tarifs d'électricité applicables au 1er avril 2025.

[217] Au présent dossier, le Distributeur mentionne que le contexte énergétique actuel est fort différent de celui qui prévalait au 9 avril 2021, lors du dépôt de la preuve de la phase 3 du Dossier CB. Le bilan en énergie déposé dans le cadre du Plan est très serré, et ce, avant même l'intégration de la quantité du solde du Bloc réservé.

---

131 Dossier R-4045-2018, décision D-2021-007, p. 50, par. 170 et 171.
132 Pièce B-0002, p. 3 à 5.
133 Dossier R-4045-2018, décision D-2021-148.

[218] En réponse à une DDR de la Régie, il précise ce qui suit :

> « *Le bilan d'énergie de l'État d'avancement 2020 montrait des achats d'énergie de court terme prévus relativement restreints jusqu'en 2026 inclusivement, puis de nouveaux approvisionnements de long terme étaient prévus à partir de 2027 (référence : tableau R-3.7-C). Ainsi, jusqu'en 2026, le bilan d'énergie montrait une capacité à acquérir davantage d'énergie sur les marchés de court terme et suffisamment pour répondre à une charge additionnelle équivalant au solde du bloc dédié en hiver.*
>
> *Dans le présent dossier, le bilan d'énergie montre des achats d'énergie prévus sur les marchés de court terme élevés, soit de près de 3 TWh en hiver dès 2025, et ce, sans l'attribution du solde du bloc dédié. Le bilan d'énergie montre donc peu ou pas de capacité d'approvisionner des charges additionnelles avant la mise en place de nouveaux approvisionnements de long terme en volume suffisant, ce qui nécessite certains délais. Le Distributeur demande donc à la Régie, dans le présent dossier, de fixer à 0 MW le solde du bloc dédié* »[134]. [nous soulignons]

[219] La Régie reproduit ici le tableau R-3.7-C et 3.7-D :

TABLEAU R-3.7-C :
BILAN SOMMAIRE – ÉTAT D'AVANCEMENT 2020

Catégorie	2019 2018-2019*	2020 2019-2020*	2021 2020-2021*	2022 2021-2022*	2023 2022-2023*	2024 2023-2024*	2025 2024-2025*	2026 2025-2026*	2027 2026-2027*	2028 2027-2028*	2029 2028-2029*	2030 2029-2030*	2031 2030-2031*	2032 2031-2032*
Informations sur la prévision de la demande														
• Demande (énergie) - Chaînes de blocs (TWh)			1,5	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3			
• Demande (puissance) - Chaînes de blocs (MW)			175	227	238	236	220	205	192	179	168			
Énergie additionnelle requise														
• Achats sur les marchés de court terme (TWh)			0,2	0,6	0,9	1,3	1,6	1,7	3,7	4,9	5,3			
• Approvisionnement de long terme (TWh)			-	-	-	-	-	-	0,4	2,5	3,3			

TABLEAU R-3.7-D :
BILAN SOMMAIRE – PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032

Catégorie	2019 2018-2019*	2020 2019-2020*	2021 2020-2021*	2022 2021-2022*	2023 2022-2023*	2024 2023-2024*	2025 2024-2025*	2026 2025-2026*	2027 2026-2027*	2028 2027-2028*	2029 2028-2029*	2030 2029-2030*	2031 2030-2031*	2032 2031-2032*
Informations sur la prévision de la demande														
• Demande (énergie) - Chaînes de blocs (TWh)					2,0	2,0	2,2	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
• Demande (puissance) - Chaînes de blocs (MW)					255	265	280	308	328	336	336	336	336	336
Énergie additionnelle requise														
• Achats sur les marchés de court terme (TWh)					1,6	2,3	3,1	3,6	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
• Approvisionnement de long terme (TWh)					-	-	-	0,3	5,1	10,6	13,3	16,3	19,4	23,5

**Période de référence pour la puissance (hiver).*

Source : Pièce B-0043, p. 19.

[220] Par ailleurs, le Distributeur affirme que sa position est conforme au Décret, lequel mentionne qu'il y aurait lieu de considérer que l'allocation d'un bloc dédié à un secteur spécifique, pour des demandes de branchement qui ne sont pas prioritaires ni stratégiques, constitue un risque à la capacité du Distributeur de répondre adéquatement aux demandes de branchement prioritaires et stratégiques qui lui sont soumises.

---

134 Pièce B-0043, p. 19 et 20.

[221] Ainsi, tout volume attribué pour un usage cryptographique mettrait non seulement une pression supplémentaire sur les bilans déjà serrés, mais augmenterait aussi le risque pour le Distributeur de ne pas pouvoir répondre aux demandes de branchement de secteurs prioritaires et stratégiques établis par le Gouvernement.

[222] Or, le Décret précise la nécessité pour le Distributeur de s'assurer de disposer d'énergie propre pour favoriser la transition énergétique et que l'utilisation de l'énergie disponible soit alignée avec les besoins des filières stratégiques, ce qui exclut, selon lui, le secteur des chaînes de blocs.

[223] Le Distributeur soumet également que sa proposition est cohérente dans le contexte de la Loi sur le plafonnement et la diminution de la limite liée à l'obligation de desservir, considérant que la charge associée à de nouveaux projets de minage de cryptomonnaies peut être fractionnée dans différents lieux de consommation afin d'éviter le processus d'évaluation pour les projets d'une puissance de 5 000 kW et plus[135].

[224] Il soutient que la demande du secteur demeure élevée, tel que déposé en preuve[136], d'autant plus que BC Hydro, NB Power et Manitoba Hydro ont suspendu récemment les projets de cryptomonnaie sur leurs territoires respectifs. Le Distributeur est d'avis que la réduction du nombre de juridictions accessibles fait en sorte que les clients pourraient chercher à avoir accès à un bloc d'énergie renouvelable[137].

[225] Par sa demande de mettre fin au guichet unique et au processus d'attribution prévu à l'article 1.3 des Conditions de service, le Distributeur demande également à la Régie de mettre fin à la réattribution des quantités détenues actuellement par des clients retenus au terme de l'A/P 2019-01.

[226] Selon le Distributeur, le retrait de l'obligation de réattribution des quantités est cohérent avec la proposition de fixer le solde du Bloc réservé à 0 MW et le Décret. Si l'obligation de réattribuer continuellement les quantités devait être conservée, cela ferait en sorte de maintenir un bloc dédié pour un secteur qui n'est pas considéré comme stratégique, ce qui serait à son avis contraire aux dispositions du Décret.

---

135 Pièce B-0115, p. 12.
136 Pièce B-0135, p. 3.
137 Pièce A-0051, NS volume 2, p. 245.

[227] De plus, si cette obligation de réattribution devait être maintenue, il faudrait également maintenir le guichet unique et la liste d'attente, ce qui impliquerait de mettre en ligne et tenir à jour la page Web dédiée au guichet unique et à ladite liste d'attente[138].

[228] Enfin, le Distributeur soumet que l'objet du présent dossier n'est pas de fixer de nouvelles conditions de service ou de rendre l'accès au solde du Bloc réservé conditionnel à certaines conditions, comme le souhaite l'intervenant PNCW. Il souligne que la question des conditions de service a déjà été réglée dans le cadre du dossier R-4045-2018[139].

Position des intervenants

[229] Selon son analyse du bilan en énergie intégrant les résultats des appels d'offres de long terme terminés et en cours, l'AHQ-ARQ estime raisonnable la demande du Distributeur de surseoir à l'application des modalités du processus d'attribution du Bloc réservé prévues dans les Conditions de service et à l'ouverture du guichet unique. L'intervenante met en évidence les approvisionnements de long terme comme suit :

TABLEAU R-1.1 :
BILAN D'ÉNERGIE
APRÈS INTÉGRATION DES RÉSULTATS DES APPELS D'OFFRES A/O 2021-01 ET A/O 2021-02 ET DU RÈGLEMENT SUR UN BLOC DE 1 500 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

	PA 20-29	EA 2020	EA 2021										
En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
BESOINS	190,6	189,2	192,9	195,2	197,8	200,4	203,1	205,6	209,2	211,2	213,8	216,6	220,0
APPROVISIONNEMENTS													
Approvisionnements planifiés													
Électricité patrimoniale utilisée	172,6	171,2	173,8	175,1	176,8	177,8	178,6	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,5	3,4	3,6	3,7	3,9	4,0	4,3	0,8	-	-	-	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	-	-	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5	-	-	-	-	-
Contrats de puissance HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4	10,0	9,9	9,1
Biomasse et petite hydraulique	2,6	2,8	2,9	2,9	2,9	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3	2,3	2,2	2,2
Nouveaux approvisionnements prévus*							0,5	5,0	6,6	8,1	9,5	9,5	9,5
Énergie additionnelle requise													
Achats sur les marchés de court terme	0,4	0,2	1,1	1,6	2,3	3,1	3,4	4,6	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
• *Dont achats en hiver*	0,4	0,2	1,0	1,5	2,2	2,7	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
• *Dont achats hors hiver*	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,5	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	-	-	-	1,4	4,0	5,2	6,8	9,9	14,0
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	*6,3*	*7,6*	*5,1*	*3,7*	*2,1*	*1,1*	*0,2*	-	-	-	-	-	-

*Correspond aux quantités attendues des soumissions retenues dans le cadre des A/O 2021-01 et 2021-02, soit 302 MW éolien (0,9 TWh) et 496 MW renouvelable (4 TWh) et celle prévue de l'AO qui sera lancé en 2023 pour un bloc visé de 1 500 MW éolien, pour des mises en service de 500 MW (1,5 TWh) par année échelonnées entre 2027 et 2029.

Source : Pièce C-AHQ-ARQ-0023, reprenant le tableau compris à la pièce B-0077, p. 7.

138 Pièce B-0140, p. 19.
139 Pièce B-0140, p. 20.

[230] L'intervenant soumet qu'avant même l'attribution du solde du Bloc réservé, pour des ventes additionnelles sur cinq ans qui débuteraient en 2024, le bilan en énergie serait déficitaire de 1,4 TWh en 2027 et 4,0 TWh en 2028[140].

[231] Bitfarms demande que la Régie maintienne la quantité de MW associée au Bloc réservé.

[232] L'intervenante soumet que l'exercice que suggère le Décret, consistant à évaluer le risque que peut représenter l'allocation d'un bloc dédié à un secteur spécifique pour la capacité du Distributeur à répondre adéquatement aux demandes de branchement prioritaires et stratégiques, ne conduit pas nécessairement à la conclusion que la quantité de MW associée au Bloc réservé doit être révisée à la baisse quant aux MW déjà réservés[141].

[233] Cette conclusion est basée sur quatre constats mis de l'avant par l'intervenante :

1. La décision rendue dans le cadre du dossier R-4045-2018 approuvant la création du Bloc réservé, tout comme le processus d'attribution du solde du Bloc réservé qui a suivi en phase 3, constituait une décision finale permettant déjà de limiter le risque pour la sécurité d'approvisionnement sur l'horizon du Plan déposé au présent dossier;
2. Les tarifs et conditions de service approuvés par la Régie pour l'attribution du Bloc réservé permettent de récupérer les coûts du service public de manière très rentable en période hors pointe, contribuant ainsi à financer les efforts de transition énergétique sur l'horizon du Plan;
3. La sécurité d'approvisionnement n'est pas à risque avec l'attribution du Bloc réservé au minimum d'ici le dépôt du prochain plan d'approvisionnement du Distributeur et l'alimentation en service non ferme des Clients CB pose moins de risques que plusieurs autres catégories de clients du Distributeur;
4. Le Bloc réservé constitue un des meilleurs outils de gestion de la pointe hivernale pour le Distributeur et à moindres coûts[142].

[234] En réponse à une DDR de la Régie, Bitfarms soumet que le décret 646-2018[143] et le Décret poursuivent des objectifs similaires, à savoir le contrôle de la demande provenant

---

140 Pièce C-AHQ-ARQ-0023, p. 93 et 94.

141 Pièce C-Bitfarms-0068, p. 2.

142 Pièce C-Bitfarms-0068, p. 2 et 3.

143 Décret concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie relatives à l'encadrement des consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, 30 mai 2018, à l'origine du dossier R-4045-2018.

d'une catégorie de consommateurs spécifique, afin de mitiger les conséquences alléguées sur la capacité du Distributeur à répondre à des demandes d'alimentation provenant de secteurs d'importance, stratégiques ou prioritaires. En conséquence, l'examen de la Régie au dossier R-4045-2018 ayant mené à l'adoption du Bloc réservé prend déjà en compte les préoccupations du Gouvernement[144].

[235] Bien que les besoins en énergie aient pu évoluer depuis la fin du dossier R-4045-2018, selon Bitfarms, la catégorie de consommateurs cryptographiques ne constitue pas un risque pour le Distributeur. Elle représente plutôt une source de revenus, au bénéfice des clients du Distributeur avec des besoins d'une pointe hivernale[145].

[236] Par ailleurs, Bitfarms soumet que la demande du Distributeur n'est pas présentée dans le cadre d'un processus de modification tarifaire selon l'article 48.2 de la Loi et le Distributeur n'a pas formulé une telle demande. Le Décret ne répond pas non plus à un rapport présenté par le Distributeur au sens de l'article 48.3, de sorte que la Régie ne peut rendre une décision ayant pour effet de modifier les tarifs auxquels l'électricité est distribuée par le Distributeur.

[237] Or, selon l'intervenante, c'est précisément ce que demande le Distributeur à l'égard du Bloc réservé, puisqu'elle a pour effet de modifier le paragraphe d) de la définition de « puissance autorisée » à l'article 7.2 du texte des Tarifs, lequel inclut une référence au Bloc réservé. La définition de « puissance autorisée » prévue aux Tarifs ne peut être modifiée dans le cadre d'une demande d'approbation d'un plan d'approvisionnement[146].

[238] Quant aux modifications à l'obligation de desservir à l'égard de la catégorie de consommateurs ayant un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, à la suite de l'adoption de la Loi sur le plafonnement, Bitfarms soumet que le Distributeur confirme que les Clients CB peuvent participer au processus d'allocation, tout en ayant un bloc d'électricité qui leur est réservé. Il revient alors au Ministre de décider des projets les plus adéquats pour bénéficier du raccordement[147].

[239] Ainsi, selon l'intervenante, si le Ministre décidait d'aller de l'avant avec un projet d'un Client CB selon les prescriptions de la Loi sur le plafonnement, il autoriserait la

144 Pièce C-Bitfarms-0075, p. 6.
145 Pièce C-Bitfarms-0081, p. 23.
146 Pièce C-Bitfarms-0081, p. 13.
147 Pièce C-Bitfarms-0081, p. 29.

puissance demandée et cette consommation par le client constituerait nécessairement de la « puissance autorisée ». Or, selon le cadre réglementaire actuel, ce client deviendrait assujetti au tarif dissuasif, compte tenu de l'application de l'article 7.2 des Tarifs et de la définition de « puissance autorisée », ce qui, selon Bitfarms, contredirait directement les décisions rendues dans le dossier R-4045-2018.

[240] Dans les circonstances, Bitfarms soumet qu'une modification à la définition de « bloc réservé » prévue à l'article 21.1 des Conditions de service serait alors nécessaire afin de prévoir la procédure de délivrance d'une autorisation par le Ministre en vertu de l'article 76, alinéa 2, de la Loi[148].

[241] Bitfarms affirme également que, contrairement aux prétentions du Distributeur, la popularité du secteur est déjà freinée et ce, pour répondre aux préoccupations formulées par le Gouvernement dans le décret 646-2018.

[242] De plus, selon Bitfarms, le risque relatif au fractionnement des projets dans le but d'éviter le processus d'évaluation pour les projets d'une puissance de 5 MW et plus demeure théorique. La preuve qu'elle a présentée[149] démontre que ce risque de fractionnement des projets est marginal[150], tout comme la réponse à l'engagement 5 démontre que les projets de moins de 5 MW sont marginaux en termes de nombre de MW, totalisant 17 MW d'appel de puissance[151].

[243] Ainsi, selon Bitfarms, l'allocation des 300 MW du Bloc réservé aux Clients CB ne s'inscrit pas en contradiction avec les préoccupations économiques, sociales et environnementales du Décret, générant au contraire des revenus, des effacements à la pointe à coût nul, contribuant ainsi à financer les efforts associés à la transition énergétique sur l'horizon du Plan[152].

[244] Le GRAME soutient qu'il est dans l'intérêt public de revoir l'utilisation de l'énergie disponible sur l'horizon du Plan afin de ne pas limiter la capacité du Distributeur à participer activement à la transition énergétique du Québec.

148 Pièce C-Bitfarms-0081, p. 32 (par. 94).
149 Pièce A-0058, NS volume 5, p. 41 à 43.
150 Pièce C-Bitfarms-0081, p. 35.
151 Pièce A-0053, NS volume 3, p. 131.
152 Pièce C-Bitfarms-0081, p. 25.

[245] Selon la preuve du Distributeur, l'attribution de l'intégralité du solde du Bloc réservé exercerait une pression additionnelle dès 2025 sur la fiabilité et la sécurité d'approvisionnement. Selon le GRAME, cela représenterait également un risque quant à la capacité de répondre aux demandes issues de secteurs prioritaires et stratégiques.

[246] Considérant l'importance de la cohérence avec les objectifs du Gouvernement en lien avec la transition énergétique, le GRAME recommande d'approuver la demande du Distributeur de surseoir à l'application des modalités du processus d'attribution du Bloc réservé[153].

[247] HIVE rappelle qu'à son centre de calcul de Lachute, la chaleur générée par ses activités est redistribuée aux installations de l'entreprise voisine. HIVE dit souhaiter développer davantage de projets de ce type. L'intervenante précise qu'elle cherche à établir ses projets en région au Québec et que le retrait du Bloc réservé mettrait fin à tous ses projets de développement au Québec[154].

[248] Dans son argumentation, HIVE plaide que le Distributeur n'est pas autorisé à utiliser le forum de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement pour demander la révision des ordonnances de la Régie rendues dans la décision D-2021-148 relativement à l'allocation du solde du Bloc réservé.

[249] L'intervenante soumet également que l'interprétation large de la Loi qui avait été mise de l'avant dans ce contexte ne vient cependant pas limiter le principe de la chose jugée, dont bénéficient les décisions de la Régie. Elle souligne que les décisions de la Régie sont finales et sans appel, sauf par ordonnance de révocation ou de révision de la décision par la Régie[155].

[250] HIVE soumet que les demandes de révision ou de révocation des décisions de la Régie doivent être déposées dans un délai de 30 jours de la décision attaquée, sauf circonstances exceptionnelles. Dans le cadre de la révision d'une décision, la Régie n'est pas appelée à reconsidérer le fondement de la décision pour apprécier à nouveau les faits et rendre une décision plus appropriée. Il ne s'agit pas non plus d'un moyen par lequel la formation en révision substituerait sa propre appréciation des faits à celle de la première formation.

---

153 Pièce C-GRAME-0034, p. 3 et 4.
154 Pièce C-HIVE-0069, p. 2 et 3.
155 Pièce C-HIVE-0072, p. 6 et 7.

[251] HIVE note que le Distributeur n'allègue aucun des cas d'ouverture de l'article 37 de la Loi, ni n'explique en quoi des circonstances exceptionnelles justifient le délai pour entreprendre sa demande de révision.

[252] De plus, HIVE est d'avis que le Distributeur n'a pas démontré le bien-fondé d'être relevé de l'obligation d'allouer le solde du Bloc réservé, « *ceci considérant l'impact réel de l'allocation du solde du Bloc réservé sur ses bilans en tenant compte des outils de gestion de puissance et considérant l'entrée en vigueur de la Loi sur le plafonnement, laquelle limite l'obligation du Distributeur de desservir sa clientèle en vertu de l'article 76 de la Loi* »[156].

[253] D'ailleurs, HIVE soutient que la décision D-2021-148 prenait déjà en considération le bilan énergétique « très serré » du Distributeur à compter de 2025 et que l'allocation complète du Bloc réservé augmenterait les achats de court terme. L'intervenante soumet qu'aucun fait nouveau n'est invoqué au soutien de la demande du Distributeur de sursoir à l'ordonnance de la Régie, au contraire, le Distributeur a réitéré à plusieurs reprises son engagement d'allouer le solde du Bloc réservé malgré des bilans énergétiques « très serrés ».

[254] Dans son mémoire, la PNCW se dit d'accord avec le fait de réévaluer à la baisse l'actuel solde de 267,6 MW restant sur le Bloc réservé de 300 MW, mais s'oppose à sa suppression totale.

[255] L'intervenante propose une réduction du Bloc réservé à 100 MW de puissance et d'énergie associée destiné exclusivement à un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs remplissant les conditions suivantes :

1. La récupération d'au moins 50 % de la chaleur émise par l'usage cryptographique aux fins de chauffer une serre ou un autre bâtiment;
2. La création d'au moins un emploi par MW (pour l'usage de chauffe combiné à l'usage cryptographique);
3. La participation financière à au moins 50 % plus un par les autorités locales (municipalité, MRC ou conseil de bande ou autorité de Première Nation).

156 Pièce C-HIVE-0072, p. 2.

[256] La PNCW affirme que sa proposition s'inscrit dans le cadre de la transition énergétique du Québec, permet d'économiser le chauffage qui serait autrement requis et est alignée avec les stratégies sectorielles du Gouvernement et l'intérêt public[157].

[257] L'intervenante soumet que le bloc restreint à 100 MW proposé ne constitue pas un minimum à atteindre mais plutôt un maximum qui ne sera peut-être jamais atteint, étant donné les restrictions sévères imposées aux clients qui seraient admissibles à l'attribution d'une part de ce bloc[158].

[258] Selon la PNCW, l'autofinancement par les revenus de minage de cryptomonnaies de projets stratégiques, d'intérêt public et de développement durable serait alors rendu possible[159].

[259] En argumentation, le RNCREQ rappelle que depuis les débuts du dossier R-4045-2018, il soutient que le tarif CB a un impact significatif sur les bilans et qu'il y aurait lieu de limiter autant que possible l'allocation d'énergie aux usages de cryptomonnaies. Au cours de la phase 3 du dossier R-4045-2018, l'intervenant signalait notamment que « *dans le contexte actuel, il devient inévitable que la charge au tarif CB, si elle n'est pas limitée dans le temps, mènera à l'acquisition de volumes additionnels d'approvisionnements en énergie à long terme, et ce, malgré l'effacement obligatoire selon le tarif CB* »[160].

[260] Le RNCREQ partage donc la position du Distributeur à l'effet qu'une allocation du solde du Bloc réservé créerait une pression inopportune sur les bilans et il réitère qu'une telle allocation n'est pas souhaitable dans les circonstances. Pour ces motifs, il recommande de maintenir la suspension de l'allocation du solde du Bloc réservé pour l'usage cryptographique, voire de retirer l'obligation du Distributeur de pourvoir à cette charge.

[261] En ce qui a trait à toute réattribution de MW abandonnés, il s'en remet aux arguments du Distributeur, notamment celui de la cohérence avec le Décret.

---

157 Pièce C-PNCW-0016, p. 4 et 5.
158 Pièce C-PNCW-0023, p. 15.
159 Pièce C-PNCW-0023, p. 28.
160 Pièce C-RNCREQ-0025, p. 7.

Réplique du Distributeur

[262] En réplique, le Distributeur rappelle que tout bloc réservé à un secteur spécifique, et de surcroît non stratégique, est contraire aux préoccupations énoncées au Décret. Son interprétation du Décret est à l'effet que le Ministre a voulu mettre fin à un tel bloc dans sa totalité et non seulement en partie et sans discrimination quant à la taille des projets. Ce qui n'empêche pas, par ailleurs, les clients de participer au processus gouvernemental prévu pour les blocs de 5 MW et plus[161].

[263] Dans un tel cas, le Ministre pourra déterminer au cas par cas les projets qu'il considère porteurs en fonction des critères applicables à ce processus. La discrétion lui appartient donc de choisir les projets les plus porteurs. Ainsi, un bloc appliqué aux projets de 5 MW et plus ne lierait d'aucune façon le Ministre ni ne pourrait venir encadrer sa discrétion.

[264] Le Distributeur est également d'avis que le fait de maintenir un bloc pour le secteur des chaînes de blocs reviendrait aussi à privilégier ce secteur par rapport à toutes les autres filières stratégiques déterminées par le Gouvernement qui, elles, ne bénéficient pas de blocs dédiés et dont les projets devront être analysés au mérite par le Gouvernement.

[265] Le Distributeur confirme également que le tarif applicable aux éventuels projets de 5 MW et plus retenus, le cas échéant, serait le tarif dissuasif. Il rappelle que par le Décret, le secteur des chaînes de blocs n'est pas considéré comme un secteur stratégique par le Gouvernement, et que lorsque le Décret a été édicté, au mois de novembre, il visait toutes les demandes, sans discrimination quant au seuil. Dorénavant, par l'effet de la Loi sur le plafonnement, il ne reste que la question des projets inférieurs à 5 MW à traiter[162].

[266] Le Distributeur rappelle aussi que peu importe ce qui est greffé à un projet de cryptomonnaie, celui-ci demeure assujetti au risque inhérent à ce secteur et est influencé par les caractéristiques et les aléas du marché, dont le phénomène de la réduction planifiée dans le protocole Bitcoin du taux de rétribution, communément appelé « *halving* » et la fluctuation du cours du Bitcoin. Il réitère que le *halving* est un élément important, propre à ce secteur, qu'il ne faut pas minimiser[163].

---

161 Pièce A-0064, NS volume 8, p. 108.
162 Pièce A-0064, NS volume 8, p. 111.
163 Pièce A-0064, NS volume 8, p. 112 à 114.

[267] Quant à l'irrecevabilité de la demande, tel que plaidé par Bitfarms et HIVE, le Distributeur rappelle que sa demande a été présentée suivant les paragraphes 1 et 5 du premier alinéa de l'article 31 de la Loi, devant une formation de trois régisseurs, tel que l'exige la Loi pour ce genre de demande de modification des Conditions de service.

[268] Il réitère qu'il s'agit d'une demande de modification des Conditions de service, et non des Tarifs. Il n'est aucunement nécessaire de modifier les Tarifs afin de mettre fin au Bloc réservé, le processus d'attribution étant clairement inscrit dans les Conditions de service, et non dans le texte les Tarifs. Si l'article 1.3 des Conditions de service était retiré, le paragraphe d de l'article 7.2 des Tarifs deviendrait simplement sans objet[164].

[269] De plus, la demande du Distributeur ne constitue pas une demande de révision et elle n'a pas été déposée en vertu de l'article 37 de la Loi. Il rappelle que c'est la nature de la réglementation économique et du domaine de l'énergie que les choses évoluent[165]. Ainsi, la Régie a régulièrement reconsidéré certains éléments de ses décisions passées, certaines de ses ordonnances, ce qui est demandé par le Distributeur.

[270] En audience, le Distributeur s'exprime comme suit :

> « *À titre d'exemple, les Conditions de service évoluent régulièrement, elles ne sont certainement pas fixés à tout jamais. Puis je dirais surtout, ici, on n'est pas dans un « lis inter partes », on n'est pas... ou effectivement la notion de chose jugée s'applique d'une façon, je dirais, avec une application... une application rigide. Mais on n'est pas, ici, dans un litige entre deux parties, on est en réglementation économique, on est dans un autre cadre. Puis je souligne également ici que le décret est un élément important à considérer qui confirme l'évolution du contexte, puis qui justifie aussi cette demande du Distributeur* »[166].

[271] En terminant, le Distributeur souligne que les intervenants du secteur « chaîne de blocs » semblent toujours oublier de considérer les bilans en énergie, se concentrant sur les bilans en puissance. Or, les bilans en énergie sont serrés et l'ajout d'une charge liée au Bloc réservé apporterait une pression supplémentaire sur ces derniers.

---

164 Pièce A-0064, NS volume 8, p. 114 et 115.
165 Pièce A-0064, NS volume 8, p. 116.
166 Pièce A-0064, NS volume 8, p. 117.

Opinion de la Régie

[272] Le Distributeur demande à la Régie de devancer le suivi prévu au prochain dossier tarifaire afin de réévaluer à la baisse la quantité du Bloc réservé prévu pour l'alimentation des Clients CB. Il invoque un resserrement marqué des bilans en énergie et en puissance.

[273] La Régie constate effectivement que le bilan en énergie est très serré, avant même l'ajout de la charge associée aux chaînes de blocs. Selon le Distributeur, l'attribution du solde du Bloc réservé, peu importe la quantité, ajoute encore plus de risques à l'équilibre des bilans et pourrait impliquer le besoin de volumes d'énergie excédant la capacité d'achat maximale en provenance des marchés de court terme.

[274] La Régie considère important de rappeler d'abord le contexte dans lequel il a été décidé, dans le cadre de la décision D-2019-052, d'autoriser un bloc d'énergie réservé à hauteur de 300 MW pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

[275] En raison de la présence d'importants surplus d'énergie disponibles[167], au moment de l'étape 2 de la phase 1 du dossier R-4045-2018[168], tel qu'indiqué au tableau 15, la Régie a autorisé la création d'un bloc de 300 MW d'énergie, ce qui permettait de conserver suffisamment d'énergie afin de ne pas compromettre le développement économique de secteurs d'activités au Québec, conformément aux préoccupations du décret 646-2018[169]. La Régie s'exprimait alors comme suit :

> « *[175] La création d'un bloc dédié permet, en le limitant à 300 MW et en prévoyant un effacement de 300 heures, d'éviter le besoin pour un approvisionnement supplémentaire en puissance ainsi que des achats d'énergie aux heures les plus chargées. Ce faisant, cette proposition permet de limiter l'impact sur les coûts d'approvisionnement du Distributeur et de sa clientèle, tout en conservant une marge de manœuvre suffisante pour répondre à la croissance de la demande attribuable aux autres secteurs d'activités, le tout dans le respect du critère de fiabilité en énergie* »[170]. [nous soulignons]

[167] Décision D-2019-052, p. 43 (par. 170).
[168] Au IVe trimestre de 2018.
[169] Dossier R-4045-2018, pièce B-0004, p. 4.
[170] Dossier R-4045-2018, décision D-2019-052, p. 44-45.

TABLEAU 15
BILAN EN ÉNERGIE

En TWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	182,1	183,8	185,9	185,5	187,3	188,5	190,3	190,6	191,6
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements postpatrimoniaux	16,7	17,0	17,5	17,8	18,1	18,5	19,0	19,3	19,7
• Base et cyclable - HQP	3,1	3,1	3,1	3,2	3,4	3,7	4,2	4,4	4,5
• Énergie rappelée - HQP	-	-	-	-	0,1	0,4	0,8	0,9	0,9
• Appel d'offres de long terme - HQP	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
• Éolien	11,2	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,3
• Biomasse et petite hydraulique	2,3	2,5	2,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Achats d'énergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,6
Surplus	(13,4)	(12,1)	(10,4)	(11,1)	(9,7)	(8,9)	(7,6)	(7,6)	(7,0)

Source : Suivi du Plan d'approvisionnement 2017-2026 au 31 octobre 2017, p. 10.

[276] Les surplus d'énergie considérables prévus au plan d'approvisionnement 2017-2026 et dans les états d'avancement qui ont suivi, ont fait place à des surplus plus modestes au plan d'approvisionnement 2020-2029.

[277] Cette réduction des surplus, selon l'État d'avancement 2020 connu au moment du dépôt de la proposition du Distributeur lors de la phase 3 du dossier R-4045-2018, permettait à ce dernier d'affirmer être en mesure d'approvisionner une charge additionnelle correspondant à la portion non allouée du Bloc réservé :

> « *En énergie, l'attribution complète du Bloc dédié de 300 MW augmenterait les achats de court terme et l'utilisation des approvisionnements existants pourrait devoir être modifiée. Toutefois, malgré un bilan d'énergie très serré à partir de 2025, et selon les prévisions actuelles, le Distributeur considère que cela n'entraînerait pas le devancement du besoin pour de nouveaux approvisionnements de long terme en énergie* »[171]. [nous soulignons]

[278] La Régie constate, au Tableau 16 - Évolution des surplus, qu'avant même l'intégration de la quantité du solde du Bloc réservé, les surplus de 6 ou 7 TWh prévus pour 2026 lorsque le bloc a été fixé à 300 MW sont à toute fin pratique disparus dès l'année 2026 du Plan.

171 Dossier R-4045-2018, pièce B-0290, p. 6.

TABLEAU 16
ÉVOLUTION DES SURPLUS[172]

TWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Plan 2017-2026	**13,2**	**13,3**	**12,6**	**11,3**	**12,2**	**11,4**	**10,8**	**9,6**	**9,6**	**9,1**	**n.d.**	**n.d.**	**n.d.**	**n.d.**	**n.d.**	**n.d.**
État d'avancement 2017	s.o.	13,4	12,1	10,4	11,1	9,7	8,9	7,6	7,6	7,0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
État d'avancement 2018*	s.o.	s.o.	9,8	5,1	4,6	3,9	3,6	2,5	5,7	6,1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Plan 2020-2029	s.o.	s.o.	s.o.	6,3	3,9	2,5	2,0	1,2	1,7	3,1	1,5	0,4	0,6	n.d.	n.d.	n.d.
État d'avancement 2020	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	7,6	6,2	5,1	3,7	3,6	3,7	0,9	-	-	n.d.	n.d.	n.d.
État d'avancement 2021	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	5,1	3,8	2,2	2,1	2,2	-	-	-	n.d.	n.d.	n.d.
Plan 2023-2032 [1]	**s.o.**	**s.o.**	**s.o.**	**s.o.**	**s.o.**	**s.o.**	**3,7**	**2,1**	**1,1**	**0,2**	**0,1**	**1,4**	**1,0**	**0,3**	**-**	**-**
DDR no. 2 de la Régie [2]	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	3,7	2,1	1,1	0,2	-	-	-	-	-	-

(*) Inclus le bloc réservé de 300 MW pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs sur la période 2020 à 2024.

(1) Tient compte des contributions de l'A/O 2021-01 (480 MW d'énergie renouvelable), de l'A/O 2021-02 (300 MW d'énergie éolienne), de l'A/O 2022-01 (1 300 MW d'énergie renouvelable) et de l'A/O 2022-02 (1 000 MW d'énergie éolienne)

(2) Tient compte de l'annulation des A\O 2022-01 et 2022-02, des contributions des A/O 2021-01 et 2021-02 et de l'A/O 2023-01 (1 500 MW d'énergie éolienne)

Sources : Dossier R-3986-2016, pièce B-0006, tableau 6, p. 17, État d'avancement 2017, tableau 6, p. 10, État d'avancement 2018, tableau 6, p. 11; Dossier R-4110-2019, pièce B-0009, tableau 3.1, p. 17, État d'avancement 2020, tableau 3.1, p. 21, État d'avancement 2021, tableau 3.1, p. 21; Pièces B-0020, tableau 3.2 révisé, p. 13 et B-0077, tableau R-1.1, p. 7.

[279] La Régie convient, à l'instar de Bitfarms et HIVE, que la nature serrée du bilan en énergie était déjà présente au moment de la phase 3 du dossier R-4045-2018. Cependant, la Régie est d'avis que l'attribution du solde du Bloc réservé aura un impact contribuant au devancement du besoin pour de nouveaux approvisionnements de long terme en énergie, ce qui constitue un changement important par rapport à la situation prévalant au moment de la phase 3 du dossier R-4045-2018.

[280] La Régie partage le constat de Bitfarms et HIVE à l'effet qu'en raison de l'effacement prévu aux heures de pointe, l'impact du Bloc réservé est limité sur le bilan en puissance du Distributeur.

[281] La Régie juge cependant que l'information actuellement disponible au bilan en énergie diffère de celle disponible lors de la phase 3 du dossier R-4045-2018. Le bilan en énergie s'avère davantage serré qu'il ne l'était lors de l'examen du plan d'approvisionnement 2020-2029, avant même l'attribution de la charge associée aux chaînes de blocs. L'addition du solde du Bloc réservé ajoute encore plus de risques à l'équilibre des bilans.

[282] **À la lumière de l'évolution du contexte énergétique présentée dans le cadre du présent dossier, la Régie est d'avis qu'il est opportun de revoir dès à présent le volume du Bloc réservé.** La Régie rappelle que l'approbation d'un plan d'approvisionnement et la

[172] Tableau compilé par la Régie à partir des tableaux Bilan en énergie déposés aux différents plans d'approvisionnement et leurs états d'avancement depuis le plan 2017-2026.

fixation de tarifs et de conditions de service conduisent, en vertu de leur nature prospective, à des décisions qui sont sujettes à évoluer en fonction d'un contexte énergétique changeant.

[283] La Régie a examiné la proposition de la PNCW de réduire le solde du Bloc réservé à 100 MW destiné exclusivement aux projets de minage de cryptomonnaies permettant, notamment, de récupérer au moins 50 % de la chaleur émise pour le chauffage d'une serre et la création d'au moins un emploi par MW. Un des projets mis de l'avant par l'intervenante nécessite une consommation d'environ 8 MW d'électricité[173].

[284] Bien qu'elle soit favorable à la récupération de chaleur, la Régie partage l'opinion du Distributeur à l'effet que peu importe ce qui est greffé à un projet de cryptomonnaies, celui-ci demeure assujetti aux caractéristiques et aux risques inhérents à ce secteur[174].

[285] La Régie rappelle également qu'elle s'est prononcée sur une question similaire dans le cadre de la décision D-2019-052[175], soit une demande d'exemption agricole lorsque la chaleur récupérée constituait la source primaire de chaleur pour des serres agricoles.

[286] Reprenant un passage d'une décision de la Commission de protection des terres agricoles de 2018 stipulant que « *la chaleur générée par l'activité de minage n'est aucunement en lien avec les besoins agricoles réellement nécessaires à l'exploitation des serres puisque celle-ci serait invariablement produite de façon constante lors des opérations de calculs effectuées par les modules informatiques, qu'elle soit réutilisée ou non* »[176], la Régie rejette alors la demande d'exemption agricole, après analyse d'un rapport d'agronome comparant la consommation énergétiques de différentes sources de chaleur pour le chauffage d'une serre maraîchère.

[287] Selon la Régie, en l'absence de surplus, il importe d'utiliser le tarif approprié et de n'utiliser que l'énergie réellement nécessaire au chauffage d'un projet de serre maraîchère et uniquement lorsqu'un tel chauffage est requis. D'autant plus que depuis 2020, la Régie a approuvé un nouveau tarif avantageux spécifiquement pour le secteur serricole, soit l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse ou le chauffage d'espaces destinés à la culture de végétaux, également disponible aux clients LG.

---

173 Pièce A-0058, NS volume 5, p. 173.
174 Pièce A-0064, NS volume 8, p. 111.
175 Dossier R-4045-2018, décision D-2019-052, p. 80 à 82.
176 Dossier R-4045-2018, pièce B-0118, p. 36.

[288] **En conséquence, la Régie ne retient pas la recommandation de modification des Conditions de service proposée par la PNCW.**

[289] Tel qu'indiqué précédemment, le bilan en énergie s'avère davantage serré qu'il ne l'était au plan d'approvisionnement 2020-2029, avant même la charge associée à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. L'addition du solde du Bloc réservé ajoute encore plus de risques à l'équilibre des bilans.

[290] La Régie rappelle que, même en ramenant à zéro la quantité associée au solde du Bloc réservé, la quantité d'énergie autorisée pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs au Québec demeure considérable, soit de 190,6 MW sur le réseau d'Hydro-Québec et de 250,7 MW au sein des réseaux municipaux, pour un total de 441,3 MW[177].

[291] Le Gouvernement indique notamment à la Régie par le Décret la préoccupation suivante, soit qu'elle doit s'assurer que le Distributeur dispose d'énergie propre en quantité suffisante afin de favoriser la transition énergétique et l'électrification de l'économie, de même que l'atteinte des cibles de réduction de GES et d'accroître la prospérité collective du Québec en s'alignant avec les besoins des filières stratégiques identifiées notamment au Plan pour une économie verte 2030.

[292] La Régie juge également qu'il est dans l'intérêt public de favoriser la transition énergétique et de répondre aux besoins des filières stratégiques.

[293] **Conséquemment, la Régie approuve la demande du Distributeur de ramener à zéro MW la quantité associée au solde du Bloc réservé prévu pour l'alimentation des Clients CB.**

[294] Le Distributeur demande également à la Régie de mettre fin à la réattribution des quantités détenues actuellement par des clients retenus au terme de l'A/P 2019-01. Au soutien de sa demande, le Distributeur invoque le fait que si cette obligation de réattribution des quantités d'énergie rendue disponible devait être maintenue, il faudrait également maintenir le guichet unique et la liste d'attente, ce qui impliquerait de mettre en ligne et tenir à jour la page Web dédiée au guichet unique et à ladite liste d'attente.

---

[177] Communiqué de la Régie de l'énergie du 28 janvier 2021 : Cryptomonnaies : la Régie de l'énergie rend une décision.

[295] La Régie considère que la réattribution potentielle des quantités détenues actuellement par les clients retenus au terme de l'A/P 2019-01, à savoir 32,6 MW, comporte un risque faible d'impact sur l'équilibre des bilans du Distributeur, cette consommation étant par ailleurs déjà intégrée dans le bilan en énergie du Plan. Elle considère aussi que la réattribution potentielle des 32,6 MW ne compromet pas sérieusement la capacité de desservir les filières stratégiques.

[296] Par ailleurs, s'il advenait que des clients issus de l'A/P 2019-01 abandonnent leur demande ou résilient leur abonnement, le maintien d'un Bloc réservé de 32,6 MW pour la clientèle CB pourrait permettre à certaines entreprises de poursuivre leur développement ou à quelques nouveaux clients CB d'être desservis, contribuant ainsi au maintien d'un certain équilibre entre les besoins individuels et collectifs, comme nous y convie l'article 5 de la Loi.

[297] **Par conséquent, la Régie rejette la demande du Distributeur de mettre fin à la réattribution des quantités détenues actuellement par les clients retenus au terme de l'A/P 2019-01. Ainsi, la Régie maintient un Bloc réservé de 32,6 MW pour la clientèle CB.**

[298] Par ailleurs, la Régie est d'avis qu'il n'est pas justifié de modifier l'ordonnance rendue dans sa décision D-2021-148 dans le cadre du dossier R-4045-2018 Phase 3 à l'égard du processus de réattribution, par le Distributeur, selon le principe du « *premier arrivé, premier servi* », des mégawatts du Bloc réservé rendus disponibles en raison de l'abandon d'un projet ou en raison de la résiliation d'un abonnement au tarif CB dont les mégawatts sont issus du Bloc réservé.

[299] **Toutefois, si le Distributeur souhaite un allègement au processus de réattribution des quantités d'énergie rendues disponibles, et donc obtenir une modification aux Conditions de service, il pourra présenter cette demande dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.**

[300] **La Régie demande au Distributeur de déposer le texte modifié des Conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs conforme aux ordonnances contenues dans la présente décision, pour approbation, dans leur version française et anglaise, au plus tard le 4 octobre 2023, à 12 h.**

6. FERMETURE AUX NOUVELLES DEMANDES D'ADHÉSION AU TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

[301] Le Distributeur soutient que le contexte énergétique actuel justifie le recours à l'article 6.44 *in fine* du texte des Tarifs et demande à la Régie d'approuver sa demande de refuser toute nouvelle demande d'adhésion au Tarif de développement économique (TDÉ).

[302] Le Distributeur précise qu'il honorera les ententes déjà signées avec les clients au TDÉ selon leur durée restante[178].

[303] Le Distributeur rappelle qu'au moment de la création du TDÉ, cette proposition tarifaire s'inscrivait dans un contexte marqué par les surplus énergétiques dont il disposait sous la forme d'une réduction temporaire par rapport aux tarifs applicables, incluant une période de transition.

[304] La Régie a approuvé le TDÉ dans sa décision D-2015-018 :

> « *[1028] La Régie note que cette offre tarifaire s'inscrit dans un contexte de surplus énergétique et que sa durée dépend directement de l'existence de ces surplus. Ainsi, le tarif est octroyé pour une période de temps limitée, une période durant laquelle des surplus d'électricité patrimoniale sont prévus et qui, autrement, risquent de demeurer largement invendus.*
>
> *[1029] La Régie note également qu'une révision annuelle est prévue, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, afin de modifier l'offre et sa date de terminaison en fonction de l'évolution du contexte énergétique québécois et des coûts marginaux du Distributeur* »[179].

[305] Pour gérer le risque lié aux changements possibles du contexte énergétique, le tarif proposé comportait une clause permettant au Distributeur d'y mettre fin en tout temps, à la suite de l'approbation de la Régie, en annonçant qu'à partir d'une certaine date toute nouvelle adhésion serait refusée :

---

178 Pièce B-0002, p. 11.

179 Dossier R-3905-2014, décision D-2015-018, p. 245 (par. 1028 et 1029) et p. 248 (par. 1043 à 1045).

> « *6.44* […] *Sous réserve de l'approbation de la Régie de l'énergie, Hydro-Québec peut cesser d'accepter de nouvelles demandes d'adhésion au tarif de développement économique si le contexte énergétique le justifie* »[180].

[306] Le contexte de surplus énergétiques importants, à l'origine de la création du TDÉ, ne prévaut plus. Pour cette raison, le Distributeur demande donc de fermer l'adhésion au TDÉ en date de la décision que la Régie rendra.

[307] L'AHQ-ARQ**,** après avoir analysé le dernier bilan en énergie, recommande d'approuver la demande du Distributeur visant à cesser d'accepter de nouvelles adhésions au TDÉ[181].

[308] La FCEI appuie également la demande du Distributeur, rappelant qu'elle formulait cette même recommandation dans le cadre du dernier plan d'approvisionnement 2020-2029 puisque le TDÉ n'est plus rentable en raison de la situation actuelle des approvisionnements[182].

[309] Le GRAME appuie également la demande du Distributeur, laquelle s'inscrit dans l'intérêt public[183].

[310] Pour sa part, la PNCW recommande de rejeter cette demande du Distributeur. Elle soumet que le Distributeur n'a pas démontré que le contexte énergétique actuel ne laisse plus aucune place à l'exercice raisonnable de sa discrétion d'accorder le TDÉ à des nouveaux abonnements qui feraient partie des secteurs stratégiques et prioritaires porteurs de développement économique, lorsque le client a réellement besoin de ce tarif préférentiel pour réaliser son projet, avec la discrétion additionnelle du Ministre (prévue dans la Loi) de refuser tout nouvel abonnement de 5 MW ou plus[184].

Opinion de la Régie

[311] La Régie rappelle que le TDÉ a été approuvé dans un contexte et selon des conditions précisées dans la décision D-2015-018. Cette dernière stipulait notamment que la réduction

---

180 Tarifs d'électricité, p. 141.
181 Pièce C-AHQ-ARQ-0023, p. 95.
182 Pièce C-FCEI-0018, p. 11.
183 Pièce C-GRAME-0013, p. 13.
184 Pièce C-PNCW-016, p. 74.

de 20 % offerte a été établie de façon à ce que le prix moyen facturé à un client au tarif L, après réduction, permette de couvrir l'ensemble des coûts à la marge du Distributeur[185].

[312] En conformité avec la décision D-2015-018, le Distributeur dépose le suivi du TDÉ, dont le tableau 17 présentant la simulation de la neutralité du TDÉ. Il précise :

> « *L'analyse de rentabilité montre que le coût à la marge du Distributeur est désormais supérieur au prix offert au TDÉ pour les clients au tarif L. Ce résultat s'explique par l'épuisement de l'électricité patrimoniale et la hausse du prix des achats de court terme* »[186].

TABLEAU 17
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ TARIFAIRE DU TDÉ (¢/KWH)

Année	Tarif	Coût à la marge (Tarif L)						Tarif de développement économique			
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total	Écart	Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,2	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,3	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,0	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	2,9	0,0	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2019	TDE	3,0	0,1	0,2	3,3	0,2	3,5	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2020	TDE	3,0	0,2	0,2	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2021	TDE	3,1	0,2	0,2	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2022	TDE	3,1	0,3	0,2	3,7	0,2	3,9	0,2	4,1	-20,0%	5,1
2023	TDE	3,6	1,0	0,2	4,8	0,2	5,0	(0,7)	4,2	-20,0%	5,3
2024	TDE + transition	3,6	1,4	0,2	5,3	0,2	5,5	(0,9)	4,6	-15,0%	5,4
2025	TDE + transition	3,7	1,6	0,2	5,6	0,2	5,8	(0,9)	4,9	-10,0%	5,5
2026	TDE + transition	3,8	1,7	0,3	5,8	0,2	6,0	(0,7)	5,2	-5,0%	5,5
Annuité 2023-2026		3,5	1,4	0,2	5,1	0,2	5,3	(0,8)	4,5	-12,7%	5,1
4,927%	*2,870%*										
Tx nominal	*Tx réel*										

Source : Pièce B-0020, tableau 12.8, p. 78.

[313] L'octroi du TDÉ à de nouveaux clients compromettrait la garantie que le tarif couvre intégralement les frais de fourniture d'électricité, les frais découlant du tarif de transport et autres frais, tel que stipulé à l'article 52.1 de la Loi. Autrement dit, la Régie juge que l'offre tarifaire ne permet plus de respecter le critère de neutralité tarifaire.

185 Dossier R-3905-2014, décision D-2015-018, p. 239 et 248, par. 1001 et 1044.
186 Pièce B-0020, p. 78.

[314] **Compte tenu de l'article 6.44 *in fine du texte des Tarifs et* du contexte énergétique actuel, la Régie approuve la demande du Distributeur de refuser toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ.**

7. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

7.1 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE

7.1.1 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE APPLICABLE À L'ENSEMBLE DES APPROVISIONNEMENTS DU DISTRIBUTEUR

[315] L'aléa de la demande amène le Distributeur à se doter d'un critère de fiabilité en énergie afin d'assurer la sécurité des approvisionnements de sa clientèle.

[316] Le critère est basé sur le calcul de l'aléa global, qui se définit comme la combinaison probabiliste de l'aléa climatique et de l'aléa sur la demande prévue. Le critère utilise une période de cinq ans afin de laisser un délai adéquat et raisonnable entre le lancement d'un appel d'offres de long terme et le début des livraisons. Un tel délai favorise également une plus grande participation de fournisseurs potentiels.

[317] Le Distributeur reprend le critère de fiabilité en énergie, tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2022-062[187] et formulé comme suit :

> « *Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 6 TWh par année* »[188].

[187] Dossier R-4110-2019 Phase 1, décision D-2022-062, Section 6.1.1, p. 123 à 125.
[188] Pièce B-0020, Section 4.1, p. 27.

[318] Le Distributeur présente l'évaluation du critère pour les années 2023 à 2027 suivante :

« […]

TABLEAU 4.1 :
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027
Achats d'énergie (scénario de référence)	**1,6**	**2,3**	**3,1**	**3,9**	**11,1**
+ Aléa d'un écart type	3,4	3,7	3,9	4,5	5,2
Achats + 1 écart type (scénario de référence)	**3,3**	**4,4**	**5,4**	**7,4**	**16,2**
Achats + 1 écart type (avec A/O 2021 et 2022)	**3,3**	**4,4**	**5,4**	**7,0**	**10,0**

L'ajout d'un aléa d'un écart type représente plus de 5 TWh en 2027. En considérant le scénario intégrant les nouveaux approvisionnements découlant des appels d'offres lancés en 2021 et ceux qui seront lancés en 2022, les achats d'énergie prévus atteignent alors 10 TWh sur une base annuelle en 2027. Le Distributeur estime que, de ce 10 TWh, un volume d'au moins 4 TWh pourrait être acquis auprès du Producteur. En conséquence, le volume qui devrait alors être acquis sur les marchés hors Québec se situe sous les 6 TWh établis dans le critère de fiabilité »[189]. [nous soulignons]

[319] En réponse à la DDR nº 2 de la Régie, le Distributeur met à jour son critère de fiabilité en énergie après avoir intégré les résultats des A/O 2021-01 et 2021-02 et le *Règlement sur un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne*.

[189] Pièce B-0025, tableau 4.1, p. 27.

TABLEAU 18
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027
Achats d'énergie (scénario tableau R-2.1)	**1,6**	**2,3**	**3,1**	**3,4**	**6,0**
+ Aléa d'un écart type	3,4	3,7	3,9	4,5	5,2
Achats + 1 écart type	**3,3**	**4,4**	**5,4**	**7,0**	**11,2**

Source : Pièce B-0077, tableau R-2.2, p. 13.

[320] L'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ et le RNCREQ ont demandé un réexamen du critère de fiabilité en énergie du Distributeur. Dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie retenait uniquement le sujet nº 12 de la demande d'intervention de l'AHQ-ARQ, qui a pour objet l'interprétation du critère de fiabilité qui diverge, par rapport à la dépendance maximale des marchés de court terme, de celle proposée dans le plan d'approvisionnement 2020-2029[190].

[321] Tout comme la Régie, l'AHQ-ARQ observe que le Distributeur propose d'avoir recours au marché du Québec pour au moins 4 TWh en cas de scénario fort de la demande.

[322] L'AHQ-ARQ avance que le Distributeur pourrait compter sur 7 TWh d'énergie annuelle en provenance du Producteur en cas de scénario fort de la demande, soit environ la moitié de la production annuelle non engagée de ce dernier entre 2023 et 2026 selon son estimé. Par conséquent, l'intervenant recommande de demander au Distributeur de proposer une refonte de son critère de fiabilité en énergie, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, en se prononçant d'une part, sur les quantités à considérer au Québec et hors Québec et en envisageant d'autre part, la possibilité de distinguer entre la période de l'hiver et le reste de l'année. Dans l'intervalle, l'AHQ-ARQ recommande de considérer un potentiel de 7 TWh en provenance du Québec dans le calcul du respect du critère[191].

190 Décision D-2023-011, p. 20 et 21.
191 Pièce C-AHQ-ARQ-0023, p. 80 à 84.

Opinion de la Régie

[323] La Régie prend acte que l'ajout d'un aléa d'un écart type, représentant plus de 5 TWh en 2027, entraine une dépendance vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec qui excède 6 TWh à partir de 2026. Le critère de fiabilité traduit ainsi la fin des surplus énergétiques du Distributeur à partir de 2026.

[324] La Régie réitère son avis, émis dans le cadre du dernier plan, qu'une trop grande dépendance envers les marchés de court terme, en particulier en incluant d'importants achats en énergie en provenance du Québec, irait à l'encontre du principe de recherche d'approvisionnements à prix compétitifs. En effet, le Producteur est le seul fournisseur qui pourrait approvisionner le Distributeur pour de telles quantités d'énergie au Québec. L'esprit de la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres ou la recherche d'approvisionnements à des prix concurrentiels par appel d'offres de court terme ne pourraient être respectés.

[325] La Régie rappelle que le Distributeur ne peut pas planifier ses approvisionnements en fonction de la situation énergétique du Producteur. Ce dernier est libre de définir sa stratégie de ventes et le Distributeur ne peut pas et ne doit pas présumer de ses intentions. De plus, le Producteur ne peut pas et ne doit pas recevoir un traitement privilégié du Distributeur.

[326] La Régie tient également à rappeler que le Producteur n'est pas réglementé par la Régie. Ses seules obligations envers le Distributeur résident dans la fiabilité des approvisionnements destinés à ce dernier, incluant l'électricité patrimoniale.

[327] **Pour les motifs invoqués aux paragraphes précédents, la Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de compter sur 7 TWh d'énergie annuelle en provenance du Producteur en cas de scénario fort de la demande.**

[328] **La Régie ne retient pas non plus la recommandation de l'intervenant de demander au Distributeur de proposer une refonte de son critère de fiabilité en énergie dans le cadre de la phase 2.**

[329] **La Régie maintient le critère de fiabilité en énergie qu'elle a approuvé dans le cadre du plan d'approvisionnement 2020-2029.**

[330] **La Régie constate que les ressources du Distributeur s'avèrent cependant insuffisantes pour assurer le respect du critère de fiabilité à partir de 2026. La Régie ordonne donc au Distributeur d'aborder ce sujet dans le cadre de sa stratégie d'approvisionnement additionnel prévue à la phase 2.**

7.1.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU PRODUCTEUR

[331] Le critère de fiabilité en énergie aux approvisionnements fournis par le Producteur consiste à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apports naturels d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives[192].

[332] Le suivi administratif établi par la Régie consiste à déposer et à rendre publique, en novembre, en mai et en août de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité applicable aux approvisionnements fournis par le Producteur est respecté. Les informations présentées à l'annexe B de la décision D-2005-178, ainsi que l'attestation du président-directeur général d'Hydro-Québec de la fiabilité énergétique du parc de production, sont les minimums requis pour cette démonstration. Lors de situations critiques, le Distributeur devra en rendre compte, à la demande de la Régie[193].

[333] Sur la base des attestations déposées par la présidente-directrice générale d'Hydro-Québec en 2022[194] et en 2023[195], la Régie constate que le Producteur dispose d'une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apports naturels d'eau selon les critères approuvés.

[334] **La Régie maintient le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014.**

---

192 Dossier R-3986-2016, décision D-2017-140.
193 Dossier R-3550-2004, décision D-2005-178, p. 39, annexe B.
194 Attestation au 31 mai 2022, attestation au 31 août 2022 et attestation au 30 novembre 2022.
195 Attestation au 31 mai 2023.

7.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

[335] Dans le cadre du plan d'approvisionnement 2011-2020, la Régie a approuvé le critère de fiabilité en puissance, tel qu'amendé par le NPCC le 1er décembre 2009, lequel exige que l'espérance de délestage dans une zone d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année[196].

[336] Afin d'assurer la fiabilité en puissance de l'alimentation de sa clientèle, une réserve suffisante est requise pour faire face à l'aléa de la demande et au risque d'indisponibilité des ressources déployées par le Distributeur. Cette réserve, inscrite au bilan en puissance du Distributeur, est établie de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC.

[337] Le taux de réserve correspond au ratio entre la réserve en puissance requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe. En cours d'audience, le Distributeur explique que le taux de réserve est calculé pour les cinq premières années et la dernière année et qu'il résulte d'une interpolation pour les autres années[197].

[338] Le 6 juin 2023, le Distributeur dépose une version révisée des tableaux 3.3, 3.4 et 4.2 afin de corriger l'impact d'une erreur de saisie dans le modèle MARS utilisé pour établir la réserve en puissance[198].

[339] Le tableau suivant présente l'évolution des taux de réserve depuis le dépôt du plan d'approvisionnement 2017-2026.

---

196 Source : Regional Reliability Reference Directory # 1 Design and Operation of the Bulk Power System.
197 Pièce A-0051, NS volume 2, p. 131 (ligne 14) à p. 138 (ligne 6).
198 Pièce B-0121.

TABLEAU 19
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE EN PUISSANCE
DEPUIS LE DÉPÔT DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026

	Année Courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2017-2026	9,5 %	9,9 %	10,1 %	10,4 %
Plan d'approvisionnement 2020-2029	9,4 %	9,5 %	9,5 %	9,7 %
Plan d'approvisionnement 2023-2032	9,6 %	10,1 %	10,2 %	10,5 %

Source : Pièce B-0121, p. 4.

[340] Le Distributeur indique que la méthode d'établissement de la réserve requise est la même que celle utilisée dans le cadre des plans d'approvisionnement précédents.

[341] Le Distributeur utilise le modèle MARS[199] depuis 2005 pour évaluer la réserve en puissance et pour produire l'attestation de fiabilité en puissance déposée à la Régie. Ce modèle permet aux planificateurs d'évaluer avec précision la capacité d'un système électrique, composé de zones interconnectées, de répondre de façon adéquate à la demande.

[342] Dans sa décision D-2020-062, la Régie demandait au Distributeur de déployer les efforts nécessaires afin de disposer, dans le cadre du Plan, d'une nouvelle version du modèle MARS qui tiendra compte :

- De l'ensemble des modalités des moyens de gestion[200];
- Des caractéristiques propres aux approvisionnements du Distributeur.

[343] La Régie proposait également que les discussions techniques en lien avec le modèle de fiabilité, les délais d'appel et les taux de diffusion fassent l'objet, après le dépôt du Plan, d'une séance de travail regroupant les représentants des intervenants intéressés par le sujet ainsi que ceux du Distributeur et de la Régie.

199 MARS : *Multi-Area Reliability Simulation Software Program.*

200 Le nombre d'appels par jour et par semaine, les durées minimales et maximales d'un appel, le nombre d'heures d'appel par jour et par année, la plage horaire d'appel et le délai entre chaque appel, la disponibilité en fin de semaine et pendant les jours fériés, le préavis d'appel.

[344] Le 23 mars 2023, le Distributeur tient cette séance de travail où sont conviés l'AHQ-ARQ et le personnel de la Régie afin de présenter la nouvelle version du modèle MARS. Le Distributeur indique que la nouvelle version du modèle intègre :

- Les modalités des moyens de gestion dans les analyses de fiabilité;
- Les modalités propres à chaque moyen tel que le nombre d'heures et la durée des appels;
- Le préavis d'appel pour chaque moyen de gestion;
- La modélisation du stockage d'énergie[201].

[345] Le Distributeur annonce que les prochaines versions du modèle permettront :

- D'intégrer le préchauffage et la reprise des moyens de gestion de la puissance;
- De modéliser l'ensemble des courbes climatiques au lieu d'une seule courbe ou de quelques courbes climatiques[202].

[346] Dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie retient le sujet n° 8 de la demande d'intervention de l'AHQ-ARQ, en le limitant à l'évolution des conclusions tirées par le Distributeur et aux impacts sur les résultats de l'utilisation d'une nouvelle version du modèle MARS[203].

[347] L'AHQ-ARQ recommande de demander au Distributeur[204] :

- De recalculer les taux de réserve des moyens de gestion de la demande en puissance lors de chaque Plan et de fournir un tableau des résultats sous la forme du tableau R-6.1 de la pièce B-0082[205];
- De calculer un taux de réserve pour les contrats de puissance liant le Distributeur au Producteur et de l'inclure dans un tableau des résultats sous la forme du tableau R-6.1 de la pièce B-0082 et ce, dès l'État d'avancement 2023;
- De présenter, dès l'État d'avancement 2023, un taux de réserve de l'Interruption des chaînes de blocs des réseaux municipaux qui tienne compte de la coïncidence entre les heures les plus chargées des réseaux municipaux avec les heures les plus chargées des besoins du Distributeur.

---

201 Pièce B-0051, p. 7.
202 *Ibid.*
203 Décision D-2023-011, p. 20 (par. 55).
204 Pièce C-AHQ-ARQ-0023, p. 63 à 66.
205 Pièce B-0082, tableau R-6.1.

[348] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de :

- Faire preuve de prudence dans l'interprétation des réserves requises présentées dans le bilan de puissance et de ne pas retenir les valeurs de taux de réserve des moyens de gestion proposées par le Distributeur et ce, tant que le développement du modèle MARS n'est pas complété de façon satisfaisante;
- Demander au Distributeur de produire une preuve technique lors du prochain Plan où celui-ci démontrerait, avec des exemples de résultats probants provenant du modèle, que la nouvelle version à venir du modèle MARS rencontre toutes les fonctions nécessaires pour évaluer la réserve requise et le taux de réserve des moyens de gestion de façon adéquate, en plus de répondre à ses préoccupations (recommandation 14);
- Demander au Distributeur de tenir une séance de travail avant le dépôt des demandes de renseignements dans le cadre du prochain Plan avec une présentation à déposer au moins 24 heures avant la tenue de la séance de travail (recommandation 15)[206].

[349] L'AHQ-ARQ estime tout à fait déplorable que le Distributeur veuille réinventer la roue et développer avec GE un modèle, aux frais des consommateurs, qui ferait le même travail qu'un modèle déjà existant chez Hydro-Québec[207].

[350] Le 1er juin 2023 le Distributeur avise la Régie qu'il demande, à titre de moyens préliminaires, la radiation de la section 4.3.3 portant sur l'examen du modèle MARS et sur l'utilisation qu'il en fait, des recommandations 14 et 15 du document C-AHQ-ARQ-0023 et du document C-AHQ-ARQ-0024 qui est en lien direct avec la section 4.3.3.

[351] Le Distributeur invoque le paragraphe 55 de la décision procédurale D-2023-011 qui limite l'intervention à l'évolution des conclusions présentées en preuve et aux impacts sur les résultats de l'utilisation d'une nouvelle version du modèle MARS. Il souligne également la décision de la Régie en lien avec la contestation de l'AHQ-ARQ de ses réponses aux questions portant sur le modèle MARS. Le Distributeur soutient que l'intervenant ne se limite pas à l'évolution des conclusions qu'il tire et aux impacts de l'utilisation d'une nouvelle version du modèle MARS, mais cherche plutôt à examiner la description du modèle et l'utilisation qui en est faite. Ainsi, le Distributeur soutient que la section 4.3.3 de la preuve de l'AHQ-ARQ dépasse le cadre d'intervention décidé par la Régie.

---

206 Pièce C-AHQ-ARQ-0023, Section 4.3.3, p. 66 à 68.
207 Pièce C-AHQ-ARQ-0023, p. 69.

[352] De même, le Distributeur soutient que la pièce C-AHQ-ARQ-0024, qui présente une description d'un modèle de simulation développé au début des année 90, est en lien direct avec la section 4.3.3 et devrait également être radié.

[353] Lors de la journée d'audience du 12 juin 2023, après avoir entendu les arguments du Distributeur[208] et de l'AHQ-ARQ[209], la Régie accueille la demande de radiation du Distributeur[210].

Opinion de la Régie

[354] La Régie note que le Distributeur maintient son critère de fiabilité en puissance, tel que défini par le NPCC le 30 septembre 2015.

[355] La Régie observe que le modèle MARS est utilisé largement au sein de l'industrie électrique et que le Distributeur déploie les efforts nécessaires pour faire évoluer ce modèle. La Régie ne partage pas l'avis de l'AHQ-ARQ en ce qui a trait à l'utilisation du modèle qui existait chez Hydro-Québec avant l'implantation du modèle MARS. Ainsi, la Régie juge que l'utilisation du modèle MARS par le Distributeur pour évaluer la réserve en puissance et pour produire l'attestation de fiabilité en puissance déposée à la Régie constitue une approche prudente, efficace et efficiente.

[356] **La Régie prend acte des améliorations apportées au modèle MARS et de la volonté du Distributeur de continuer à le faire évoluer en fonction de ses besoins.**

[357] **La Régie demande au Distributeur de déposer un suivi des améliorations apportées au modèle MARS et des résultats lors des états d'avancement du Plan et lors du prochain plan.**

[358] La Régie note que les modifications apportées par le Distributeur, lors du dernier plan, à la modélisation de l'approvisionnement provenant des centrales à la biomasse et des petites centrales hydrauliques sont toujours en vigueur.

---

208 Pièce A-0051, NS volume 2, p. 12 (ligne 21) à p. 17 (ligne 22) et p. 88 (ligne 18) à p. 91 (ligne 18).
209 Pièce A-0051, NS volume 2, p. 34 (ligne 19) à p. 55 (ligne 4).
210 Pièce A-0051, NS volume 2, p. 97 (ligne 21) à p. 98 (ligne 19).

[359] Le contrat de base, le contrat cyclable et les contrats de puissance liant le Distributeur au Producteur ne sont pas affectés par des taux de réserve puisque l'approvisionnement n'est pas associé à des sites de production précis de ce dernier, mais plutôt à son système de production. Le Distributeur procède ainsi depuis l'approbation des contrats d'approvisionnement avec le Producteur par la Régie. Contrairement à l'AHQ-ARQ, la Régie est d'avis que cette façon de faire est justifiée. **La Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de définir un taux de réserve pour les contrats d'approvisionnement liant le Distributeur au Producteur.**

[360] **La Régie demande au Distributeur d'examiner la faisabilité et la pertinence d'évaluer un taux de réserve de l'interruption de la charge des chaînes de blocs des réseaux municipaux qui tiendrait compte de la coïncidence entre les heures les plus chargées des réseaux municipaux avec les heures les plus chargées des besoins du Distributeur.**

[361] La Régie reconnait que, pour l'instant, la comparaison des taux de réserve des moyens de gestion avec les résultats précédents est difficile puisque le Distributeur a délaissé la méthodologie d'utilisation de deux modèles complémentaires pour évaluer ces taux de réserve pour adopter un modèle qui intègre les caractéristiques des moyens de gestion. **La Régie ne retient toutefois pas la recommandation de l'AHQ-ARQ de ne pas retenir les valeurs de taux de réserve des moyens de gestion proposées par le Distributeur tant que le développement du modèle MARS n'est pas complété de façon satisfaisante.**

[362] La Régie est d'avis que l'évaluation de la réserve de fiabilité a été faite conformément aux directives du NPCC.

[363] **La Régie demande au Distributeur de faire un suivi des résultats des taux de réserve et des taux de réserve des moyens de gestion dans les États d'avancement du Plan et dans le prochain plan.**

[364] **La Régie invite le Distributeur à mettre en place les validations nécessaires afin de minimiser les erreurs de saisie ou de manipulation qui pourraient éventuellement entacher les résultats générés par le modèle MARS.**

7.3 CRITÈRE DE CONCEPTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

[365] Le réseau de transport est conçu pour être en mesure d'acheminer des besoins prévus correspondant à une pointe supérieure de 4 000 MW à la pointe des besoins réguliers du Distributeur (BRD) à conditions climatiques normales.

[366] Le Distributeur souligne que l'évolution de la situation depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement n'exige aucun changement à l'égard de ce critère.

[367] Tout comme dans sa décision D-2022-062[211], la Régie se déclare satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur à l'égard des 4 000 MW permettant d'évaluer la fiabilité du système de transport à la pointe du réseau, en considérant un scénario de demande en puissance exceptionnel qui reflète des conditions climatiques extrêmes[212].

[368] **La Régie adopte à nouveau l'approche prudente de maintenir le critère de conception du réseau de transport proposé par le Distributeur.**

8. COÛTS ÉVITÉS

[369] Le Distributeur présente une mise à jour des coûts évités en énergie et en puissance[213], soit une actualisation des coûts évités approuvés par la Régie dans sa décision D-2022-062[214].

Coûts évités en énergie

[370] Le bilan en énergie du Distributeur montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme suffisent à combler les besoins en énergie qui surviennent essentiellement en hiver. Ainsi :

---

211 Dossier R-4110-2019, décision D-2022-062, Section 6.3, p. 128 et 129.
212 Pièces B-0020, Section 4.9, p. 35 et dossier R-4058-2018, pièce B-0031.
213 Pièce B-0020, p. 53 et 54.
214 Dossier R-4110-2019, décision D-2022-062, Section 7, p. 129 à 146.

- Pour les mois de décembre à mars, le coût évité est de 6,9 ¢/kWh ($ 2022), indexé à l'inflation. Il s'agit d'une annuité en dollars actualisés de 2022, reflétant les prix à terme des marchés de court terme de New York;
- Pour les mois d'avril à novembre, le coût évité de 3,3 ¢/kWh ($ 2022), indexé à l'inflation, est un signal de prix correspondant au prix de l'électricité patrimoniale.

[371] À compter de 2027, des approvisionnements additionnels de long terme seraient requis[215]. Dans ce cas, le coût évité en énergie reflète le prix de référence de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les ajustements indiqués au dossier R-4057-2018[216]. Ainsi le signal de prix est de 8,7 ¢/kWh ($ 2022), indexé à l'inflation, soit 6,5 ¢/kWh pour la fourniture, à laquelle s'ajoutent les coûts de transport et d'équilibrage de 2,3 ¢/kWh.

Coûts évités en puissance

[372] Pour les hivers 2022-2023 à 2025-2026, le signal de coût évité est de 20 $/kW-hiver ($ 2022), indexé à l'inflation, ce qui reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP[217].

[373] Dans sa preuve initiale, le Distributeur annonçait que le signal de coût évité de long terme en puissance, basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01, s'appliquerait à compter de l'hiver 2026-2027 et serait de 122 $/kW-an ($ 2022) indexé à l'inflation[218]. Le bilan en puissance mis à jour par le Distributeur pour considérer les contributions des contrats résultant des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02, la contribution anticipé des contrats qui résulteront de l'appel d'offres A/O 2023-01 et celle des marchés de court terme prévoit le recours à un approvisionnement de long terme à compter de l'hiver 2027-2028[219].

---

215 Pièce B-0077, R-2.2, p. 13.

216 Dossier R-4057-2018 Phase 1, décision D-2019-027, p. 75 à 77 (par. 331 à 340). « *Le Distributeur précise que ce signal a cependant fait l'objet d'une révision depuis le dernier dossier tarifaire, notamment en ce qui a trait à son indexation, afin de refléter la baisse constatée et anticipée du coût des projets éoliens, tant en Amérique du Nord qu'ailleurs dans le monde* ».

217 UCAP : *Unforced capacity*

218 Pièce B-0020, p. 53 et 54.

219 Pièce B-0077, tableau R-1.4, p. 9.

Coûts évités horaires

[374] Dans sa décision D-2022-062, la Régie acceptait la méthode, proposée par le Distributeur, permettant d'établir des coûts évités sur une base horaire[220]. Elle lui demandait cependant de tenir compte des observations de l'AHQ-ARQ et du RNCREQ dans l'examen de certaines pistes qui pourraient constituer des éléments d'amélioration de sa méthode[221].

[375] Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur présente la mise à jour des coûts évités horaires suivante[222] :

TABLEAU 20
PROFILS ET COÛTS ÉVITÉS HORAIRES

	Profils horaires (profil=ratio)		Coûts évités horaires (¢/kWh)	
	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver
h1	1,1	0,8	7,5	5,5
h2	1,0	0,7	6,9	5,0
h3	1,0	0,7	6,7	4,9
h4	1,0	0,7	6,8	4,9
h5	1,0	0,7	7,2	5,1
h6	1,2	0,8	8,3	5,7
h7	1,7	1,1	11,6	7,4
h8	1,9	1,2	13,1	8,3
h9	1,9	1,2	13,2	8,5
h10	1,8	1,2	12,3	8,2
h11	1,7	1,1	11,7	7,8
h12	1,5	1,0	10,3	7,2
h13	1,4	1,0	9,5	6,7
h14	1,3	0,9	8,9	6,4
h15	1,2	0,9	8,5	6,1
h16	1,3	0,9	8,9	6,3
h17	1,6	1,1	11,2	7,5
h18	2,2	1,4	15,4	9,7
h19	2,1	1,4	14,5	9,7
h20	1,8	1,3	12,7	8,9
h21	1,6	1,1	11,4	7,9
h22	1,4	1,0	9,8	6,9
h23	1,1	0,9	7,9	6,0
h24	1,1	0,8	7,7	5,6

Source : Pièce B-0020, tableau 10.1, p. 54.

[376] Le Distributeur présente également des éléments de réponse aux différentes demandes exprimées par la Régie dans sa décision D-2022-062[223].

220 Dossier R-4110-2019, pièce B-0021.
221 Dossier R-4110-2019, décision D-2022-062, p. 142 (par. 544 à 546).
222 Pièce B-0020, p. 54.
223 Pièce B-0020, p. 55 (section 10.2.1) à p. 58 (section 10.2.3).

Revue de littérature (Balisage)

[377] Ces derniers mois, le Distributeur a établi des contacts avec des distributeurs d'électricité canadiens pour obtenir des informations sur leurs méthodologies de calcul des coûts évités en énergie à court terme. Seules trois entreprises, à savoir NB Power, BC Hydro et Newfoundland et Labrador Hydro, ont répondu. Les approches diffèrent : NB Power réalise des analyses de sensibilité pour déterminer les coûts évités liés aux ajouts de charge, BC Hydro calcule les coûts évités saisonnièrement ou mensuellement en fonction du prix de l'énergie sur le marché Mid-C majoré par les frais de sortie, tandis que Newfoundland and Labrador Hydro élabore des courbes horaires de prix à partir de données historiques, les mensualise et les applique aux marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre pour estimer les coûts évités.

Quantités et prix horaires des achats de court terme

[378] Le Distributeur dépose des fichiers contenant les quantités et les prix horaires des achats d'électricité à court terme pour les années 2019 à 2021. Cependant, le Distributeur soumet qu'il ne possède pas les données historiques requises pour les années 2014, 2015 et 2016. Ces informations ont été compilées et mises à disposition uniquement à partir du suivi de l'accord global à partir du 1er janvier 2017 jusqu'au 31 janvier 2017.

Avantages et inconvénients des approches des intervenants

[379] Dans le cadre du dossier R-4110-2019, l'AHQ-ARQ recommandait de fixer des coûts évités horaires en utilisant l'historique des prix des achats de court terme pendant les heures de pointe, en particulier en se basant sur les cinq hivers les plus récents. Le Distributeur rappelle toutefois que le coût évité, ou coût marginal, représente les coûts futurs à la marge et que déterminer les coûts évités en se basant sur un historique de prix reflétant une situation passée n'est pas approprié, étant donné que les achats de court terme du Distributeur dépendent de ses stratégies d'optimisation de l'utilisation de l'électricité patrimoniale. Le Distributeur indique qu'il maintient son avis selon lequel il est préférable d'utiliser le ratio des prix constatés sur le marché de New York pour moduler le coût évité de court terme. Cette approche demeure neutre par rapport à la stratégie du Distributeur. Ce dernier réitère qu'il n'y a aucun bénéfice à adopter une méthodologie basée sur les prix

passés. Il est d'avis que cette méthode pourrait même donner lieu à une interprétation incorrecte du signal de coût évité[224].

[380] Dans le cadre de ce même dossier, le RNCREQ présentait une méthodologie similaire à celle suggérée par le Distributeur, impliquant l'utilisation du signal de coût évité d'hiver approuvé par la Régie, mais en modulant ce coût par un indice basé sur une régression linéaire liant les besoins réguliers du Distributeur aux achats de court terme sur les marchés. Le Distributeur réfute cette approche en soulignant que l'indice de modulation proposé par le RNCREQ est également biaisé par la stratégie d'utilisation du bloc patrimonial, et insiste sur la préférence d'utiliser le ratio des prix du marché de New York pour cette modulation. Le Distributeur considère que l'approche du RNCREQ manque de validité en raison de ce biais, et qu'il n'y a pas d'avantage à l'adopter[225].

[381] De plus, le RNCREQ soumettait que la méthode du Distributeur avait sous-estimé les coûts évités de l'hiver 2017-2018 en raison des conditions climatiques exceptionnelles. Le Distributeur explique que ses prévisions se basent sur des conditions climatiques normales en mode planification, ce qui explique la sous-estimation rétrospective. Cependant, le Distributeur estime que malgré les lacunes méthodologiques de l'approche du RNCREQ, si elle était appliquée à un échantillon plus représentatif couvrant plusieurs hivers, ses résultats pourraient se rapprocher des siens. En réponse à la préoccupation du RNCREQ sur le profil horaire et le taux de change, le Distributeur précise que le coût évité des heures de pointe dépend du coût évité d'hiver et du profil horaire, sans influence du taux de change car il s'agit d'un rapport entre les prix pour une heure donnée et le prix moyen de l'hiver. Enfin, le Distributeur n’estime pas approprié de réaliser une analyse complète des approches des intervenants, considérant qu'elles comportent toutes deux des lacunes méthodologiques et qu'un tel effort ne serait pas bénéfique à ce stade du débat.

Améliorations possibles à l’approche du Distributeur

[382] Dans la décision D-2019-027[226], la Régie demandait au Distributeur de soumettre une proposition de coûts évités en énergie à court terme pour les 100 et 300 heures de pointe, dans le but de refléter la valeur énergétique durant les périodes de demande élevée. Le Distributeur soumet que, bien que la méthode qu’il propose ne reproduise pas de manière exacte la valeur accrue de l'énergie pendant les moments de forte demande, elle donne

224 Pièce B-0020, p. 56 et 57.
225 Pièce B-0020, p. 57 et 58.
226 Dossier R-4057-2018, décision D-2019-027 (par. 329).

néanmoins un signal approprié et fidèle à cette valeur. Le Distributeur réaffirme que son approche constitue une alternative beaucoup plus flexible que celle générant des coûts évités pour un nombre fixe d'heures (tel que 100 ou 300 heures). En effet, les coûts évités horaires résultant de sa méthode pourront s'appliquer à une variété d'analyses de produits présentant différentes caractéristiques, incluant diverses plages horaires et disponibilités en heures. Cette méthode permettra aussi de refléter la valeur liée au décalage d'un kilowattheure d'une heure à une autre, améliorant ainsi l'évaluation de stratégies comme la gestion de la demande de puissance, en prenant en compte la valeur associée aux interruptions et aux profils de reprise ou de préchauffage, le cas échéant.

[383] En conclusion, le Distributeur estime que sa proposition répond clairement à l'intention de la Régie d'établir des coûts évités en énergie pour les heures de pointe. Il souligne la souplesse accrue de son approche, qui permettra une évaluation plus fine des diverses caractéristiques des produits analysés. En conséquence, le Distributeur considère pertinent de maintenir l'approche qu'il a initialement proposée au dossier R-4110-2019[227] sans y apporter de modification.

[384] Par sa décision D-2023-011, la Régie encadrait les interventions des personnes intéressées au sujet des coûts évités[228]. De plus, elle précisait le cadre d'intervention en matière de coûts évités dans sa décision D-2023-051[229].

[385] Dans le cadre du présent dossier, l'AHQ-ARQ[230] recommande de retenir les signaux de coûts évités en puissance proposés par le Distributeur en décalant toutefois d'un an le début de la période de long terme à l'hiver 2027-2028.

[386] L'intervenant recommande de demander au Distributeur de mettre à jour le signal de coût évité de long terme en puissance et en énergie en utilisant les prix des approvisionnements découlant des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02[231].

[387] Cette recommandation de l'intervenant a fait l'objet d'une demande de radiation du 2e paragraphe de la recommandation 23 et du 2e paragraphe de la recommandation 24 de la pièce C-AHQ-ARQ-0023 de la part du Distributeur. La Régie rappelle qu'elle n'a pas

227 Dossier R-4110-2019, pièce B-0021.
228 Décision D-2023-011, p. 21 et 22.
229 Pièce B-0036, Section « Coût évité » du tableau 2, p. 18.
230 Pièces C-AHQ-ARQ-0023, p. 96 à 101, C-AHQ-ARQ-0037, p. 20.
231 Pièce C-AHQ-ARQ-0023, p. 96 à 99.

approuvé les contrats d'approvisionnement en électricité découlant des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 lorsqu'elle a débuté son délibéré. À la suite de la présentation des moyens préliminaires, la Régie a accueilli[232] la demande de radiation du Distributeur.

[388] Finalement, l'AHQ-ARQ recommande d'exiger du Distributeur un plan de travail avec les principales tâches et dates prévues pour les activités du comité technique formé d'experts d'Hydro-Québec et chargé d'analyser l'impact des différents moyens de gestion sur les besoins d'investissement des réseaux de transport et de distribution[233].

[389] Compte tenu que l'application des coûts évités de transport et de distribution fait toujours l'objet d'études internes chez Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur) et le Distributeur, l'AQCIE-CIFQ est d'avis que la position du Distributeur, soit de ne pas accorder, pour l'instant, de valeur au report d'investissements, se reflète dans la justification du budget requis pour le service fourni par Hilo lors de la demande tarifaire 2025-2026.

[390] L'intervenant présente une preuve à l'effet que le coût évité de transport est surévalué. En effet, il estime ce coût à 44,4 $/kW (annuité sur 57 ans) alors que la valeur présentée par le Distributeur est de 58,6 $/kW. Cette surévaluation serait causée notamment par le calcul de la valeur actuelle nette (VAN) des capacités et le pourcentage des frais d'entretien et d'exploitation par rapport aux investissements. Par conséquent, l'AQCIE-CIFQ recommande que la valeur pour le coût évité de transport, présentée par le Distributeur, soit revue[234].

[391] Le RNCREQ a mandaté un analyste externe pour commenter la méthodologie employée par le Distributeur pour établir les coûts évités horaires en la comparant à la méthode de régression linéaire segmentée (RLS)[235] qui avait déjà fait l'objet d'un rapport déposé par l'intervenant dans le dossier R-4110-2019[236].

[392] À la suite de la comparaison des coûts évités horaires établis selon la méthode proposée par le Distributeur aux coûts évités horaires réels, l'intervenant conclut que la

232 Pièce A-0051, NS volume 2, p. 99.
233 Pièce C-AHQ-ARQ-0037, p. 20.
234 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 12.
235 Pièce C-RNCREQ-0026, p. 20 à 49 (section 3).
236 Dossier R-4110-2019, pièce C-RNCREQ-0046.

méthode du Distributeur surestime les coûts évités réels quand la charge du réseau est faible, et les sous-estime quand la charge est très élevée.

[393] Le RNCREQ recommande :

> « *4) De conclure que les données historiques démontrent que les coûts évités horaires établis selon la méthode proposée par HQ ne ressemblent aucunement aux coûts évités horaires réels, et que cette méthode devrait donc être rejetée* »[237].

[394] Dans sa planification de l'audience[238], le Distributeur annonce son intention de demander la radiation des sections 3.1, 3.2, 3.6, 3.7, 3.8 et 3.9 et des recommandations 1, 2, 3, 5, 6 et 7 du mémoire du RNCREQ[239].

[395] Le Distributeur justifie cette demande de radiation aux motifs que ces extraits traitent de sujets pour lesquels l'intervenant n'a pas été autorisé à intervenir et qui sont hors cadre du présent dossier. Il cite à cet effet le paragraphe 68 de la décision D-2023-011 :

> « *[68] La Régie retient les sujets no 15 et no 4 des demandes d'intervention de l'AHQ-ARQ et du RNCREQ respectivement, afin, notamment, de permettre à ces intervenants de commenter la preuve du Distributeur en réponse aux demandes formulées par la Régie dans sa décision D-2022-062 afin d'identifier « les améliorations qu'il estime souhaitable d'apporter à la méthodologie proposée dans le présent dossier et d'en évaluer l'impact, le cas échéant, sur les rentabilités et les offres des programmes ou options tarifaires ». La Régie rappelle toutefois qu'elle a accepté la méthode proposée par le Distributeur dans le cadre du plan précédent. En conséquence, elle ne juge pas opportun de refaire le débat sur cette méthodologie, ni de proposer une nouvelle méthode. Dans ce contexte, la Régie exclut l'examen d'une nouvelle méthode par le RNCREQ et juge que le recours aux services d'un témoin expert est inutile* ».[240] [nous soulignons]

[396] Le Distributeur souligne que, bien la Régie a permis au RNCREQ de commenter la preuve du Distributeur à l'égard des coûts évités, elle n'a pas jugé opportun de lui demander de déposer une preuve complémentaire à cet effet.

---

237 Pièce C-RNCREQ-0026, p. 49.
238 Pièce B-0117, p. 4 à 6.
239 Pièce C-RNCREQ-0026, p. 49.
240 Décision D-2023-011, p. 22 (par. 68).

[397] Le Distributeur met de l'avant que la Régie a confirmé la portée autorisée de l'intervention du RNCREQ sur ce sujet dans sa décision portant sur les demandes d'ordonnances de certains intervenants relatives à certaines de ses réponses à leurs DDR[241].

[398] Dans le cadre de la journée d'audience tenue le 12 juin 2023, le Distributeur soutient que « *les conclusions recherchées par l'intervenant confirment par ailleurs que celui-ci n'est pas uniquement en mode « commenter la preuve du Distributeur », mais tente de refaire le débat ayant eu lieu lors du dernier plan d'approvisionnement* »[242].

[399] En réponse au Distributeur, le RNCREQ s'oppose à la demande de radiation pour les raisons suivantes:

- Le RNCREQ remet en cause la nature de la demande en irrecevabilité de sa preuve par le Distributeur. L'intervenant soutient que la Régie de l'énergie, qui est un tribunal administratif doit avoir, d'ordinaire, des règles plus souples en matière de preuve et de procédure, que celles qu'on retrouverait devant des tribunaux de droits communs. Il qualifie l'argument que fait valoir le Distributeur de « *très procédural* » et soumet à la Régie qu'il n'y a pas lieu de faire preuve d'un tel rigorisme. Le RNCREQ affirme « *qu'on s'écarterait de tous les principes de droit administratif* […] *si on accordait une exclusion de la preuve à cette étape très préliminaire du dossier, sans avoir entendu les parties* ». Il suggère que la Régie sera à même de décider ce qu'elle croit utile et pertinent à son délibéré ou au débat[243];
- Le RNCREQ soumet que *« le Distributeur erre dans son interprétation du cadre défini par la Régie et qu'il en fait une interprétation beaucoup trop restrictive. Selon la logique du Distributeur, le RNCREQ pourrait commenter la méthode utilisée par le Distributeur et pourrait même en démontrer les faiblesses, mais il ne pourrait pas le faire en comparant cette méthode à une autre* »[244];
- En demandant la radiation de toutes les recommandations du RNCREQ, sauf la quatrième[245], le Distributeur reconnaît que l'intervenant peut demander le rejet de sa méthode parce que les coûts évités horaire ne ressembleraient pas aux coûts évités horaire réels, mais qu'il ne pourrait pas l'« *améliorer ou aller plus loin* ».

---

241 Décision D-2023-051, p. 18.

242 Pièce A-0051, NS volume 2, p. 32 (lignes 10 à 15).

243 Pièce A-0051, NS volume 2, p. 67 (ligne 4) à 68 (ligne 8).

244 Pièce A-0051, NS volume 2, p. 81 (ligne 22) à 82 (ligne 5).

245 « *De conclure que les données historiques démontrent que les coûts évités horaire établis selon la méthode proposée par Hydro-Québec ne ressemblent aucunement aux coûts évités horaire réels et que cette méthode devrait donc être rejetée* ».

Conséquemment, le RNCREQ affirme que « *c'est à l'intervenant de déterminer de quelle façon il souhaite commenter la méthode du Distributeur pour que ses commentaires soient utiles afin d'éclairer la Régie* »[246];

- Le RNCREQ soutient que la décision D-2022-062[247] est une décision finale et exécutoire que nul ne peut ignorer et qui ne peut pas être renversée par des décisions interlocutoires subséquentes et encore moins de façon unilatérale par le Distributeur. Il soutient également que la décision procédurale dans le présent dossier doit être interprétée « *comme étant en ligne et pas contraire à la décision sur le fond de la formation dans le dossier 4110-2019* »;
- Le RNCREQ soutient que la décision D-2022-062 « *lie toujours les parties, a toujours une force exécutoire* ». Il ajoute que « *puisque la décision interlocutoire ne peut pas réviser la décision sur le fond, en fait, c'est plutôt l'inverse, même là, c'est en fait la décision procédurale D-2023-011 qui pourrait être modifiée par la présente formation, si tant est que cela devait être nécessaire* »[248];
- Le RNCREQ soutient que son analyste ne propose pas une nouvelle méthode et que son exercice va dans le sens du paragraphe 545 de la décision D-2022-062, où la Régie avait ordonné au Distributeur de déposer dans le présent dossier, « *une évaluation des avantages et des inconvénients de la proposition du RNCREQ de fixer les coûts évités horaires en fonction de la charge totale prévue dans le plan d'approvisionnement, en utilisant les données historiques des années 2014 à 2021 et en apportant des ajustements si requis* ». Bien que, selon l'intervenant, le Distributeur n'ait pas fait cette évaluation, il conclut que la Régie n'a jamais interdit au RNCREQ de se livrer à un tel exercice[249].

[400] Pendant l'examen des moyens préliminaires au cours de la journée d'audience du 12 juin 2023, le Distributeur répond aux arguments de l'intervenant en assimilant la démarche de ce dernier à une demande de révision des décisions procédurales D-2023-011 et D-2023-051 rendues par la Régie dans le présent dossier.

[401] Le Distributeur évoque l'article 19 du *Règlement sur la procédure*[250] qui permet à la Régie de déterminer, si elle le juge nécessaire, le cadre de participation d'un intervenant en

246 Pièce A-0051, NS volume 2, p. 82 (ligne 6) à 83 (ligne 11).
247 Dossier R-4110-2019, décision D-2022-062, p. 141 (par. 543) à 141 (par. 546).
248 Pièce A-0051, NS volume 2, p. 83 (ligne 20) à 85 (ligne 12).
249 Pièce A-0051, NS volume 2, p. 84 (ligne 7) à 85 (ligne 3).
250 Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie, article 13 : « *Lorsque la Régie accorde à la personne intéressée le statut d'intervenant, elle détermine, si elle le juge nécessaire, le cadre de sa participation en fonction de son intérêt, de la nature et de l'importance des enjeux qu'elle aborde, des sujets que la Régie estime pertinents ainsi qu'en fonction de l'intérêt public* ».

fonction de son intérêt, de la nature et de l'importance des enjeux qu'il aborde, des sujets que la Régie estime pertinents ainsi qu'en fonction de l'intérêt public. Il soutient ainsi que cet article prévoit très clairement la prérogative de la Régie de s'assurer qu'un dossier puisse être mené de façon efficiente et efficace[251].

[402] Séance tenante, la Régie accueille la demande de radiation du Distributeur portant sur les sections 3.1, 3.2, 3.6, 3.7, 3.8 et 3.9 du mémoire C-RNCREQ-0026 et les recommandations 1, 2, 3, 5, 6 et 7. Elle juge que « *les représentations et les recommandations du RNCREQ visent davantage à remplacer la méthode proposée par le Distributeur plutôt que de l'améliorer* ». La Régie souligne alors qu'au *« paragraphe 24 de son plan d'argumentation déposé ce matin, le RNCREQ mentionne d'ailleurs souhaiter offrir une solution alternative* »[252].

[403] Le 15 juin 2023, l'analyste mandaté par le RNCREQ a présenté les grandes lignes de la preuve de l'intervenant portant sur les coûts évités pour les heures de plus grande charge. À la suite de cette présentation, le RNCREQ conclut que pour améliorer la méthode proposée par le Distributeur, il serait nécessaire d'y intégrer un facteur qui reflète les conditions du réseau québécois et que la charge totale (Besoins réguliers domestiques) en serait le meilleur indicateur. En l'absence d'une telle amélioration, l'intervenant recommande de rejeter la méthode proposée par le Distributeur[253].

[404] Concernant les coûts évités de transport et de distribution, le Distributeur confirme qu'une preuve de concept permettra de tester le recours aux moyens de gestion de la demande pour les fins des besoins du réseau. Cette preuve de concept vise à préciser ce qui est requis d'un contrôle local des moyens de gestion. Dans l'intervalle et par prudence, il n'attribue pas de valeur au report d'investissements dans ses analyses économiques des différents moyens de gestion de la demande[254].

[405] Dans sa réplique au recalcul des coûts évités de transport par l'AQCIE-CIFQ, le Distributeur comprend que l'intervenant a utilisé les données fournies en réponse à la question 22.2 de la DDR numéro 1 de l'AHQ-ARQ. Il constate que l'intervenant a intégré les données des investissements des mégawatts de l'année 2022 alors que ces coûts ne pouvaient pas être évités. Le Distributeur soumet que si l'intervenant reprenait ses calculs avec les données excluant l'année 2022, il reconstituerait le coût unitaire de transport calculé par le Distributeur, soit 1 213 $/kW installé. De plus, il réitère aussi que l'utilisation

---

251 Pièce A-0051, NS volume 2, p. 86 (ligne 17) à 88 (ligne 17).
252 Pièces A-0051, NS volume 2, p. 100 (lignes 12 à 23) et C-RNCREQ-0040, p. 6 (par. 24).
253 Pièce C-RNCREQ-0045, p. 12 à 26.
254 Pièce B-0140, p. 9 (par. 34).

du taux de 1,55 % sur une base annuelle pour les frais d'entretien, peu importe la durée de vie utile des équipements est conforme à l'utilisation d'un taux de 19 % sur une durée de vie de vingt (20) ans des équipements[255].

[406] Le Distributeur rappelle que sa planification s'effectue à conditions climatiques normales. De ce fait, en mode planification, l'exercice de prévision des coûts évités des heures de plus fortes charges doit notamment s'effectuer à conditions climatiques normales. Il ajoute qu'il est attendu que les coûts d'approvisionnement réels dans un hiver particulièrement froid soient supérieurs aux coûts évités évalués à conditions climatiques normales :

> « […] *L'hiver 2017-2018 ayant été un hiver particulièrement rigoureux, cela explique pourquoi le Distributeur sous-estime effectivement a posteriori les coûts évités horaires de l'hiver 2017-2018. À cet égard, le Distributeur souligne que, malgré la lacune méthodologique de l'approche du RNCREQ, l'utilisation de cette approche appliquée à un échantillon plus représentatif (couvrant plusieurs hivers) générerait des résultats se rapprochant de ceux du Distributeur* »[256].

[407] En réplique, aux améliorations à la méthode du Distributeur proposées par le RNCREQ, le Distributeur mentionne ce qui suit :

> « *À nouveau, le RNCREQ suggère pour améliorer finalement la méthode du Distributeur d'intégrer un facteur qui reflète les conditions du réseau québécois comme la charge totale du réseau, ou d'autres facteurs comme les conditions météorologiques ou conditions ponctuelles des marchés externes. En fait, intégrer la charge justement dans ces éléments dans la méthode du Distributeur revient à un changement d'approche de méthodologie. Puis je dirais de philosophie aussi. En fait, la proposition du RNCREQ d'améliorations... des propositions pour améliorer la méthode du Distributeur revient en quelque sorte à proposer la méthode du RNCREQ. Et le faire est incompatible avec la méthode du Distributeur qui vise justement à être immunisé de l'impact sur les prix de nos stratégies d'approvisionnement. Donc, en intégrant un facteur qui reflète les conditions du réseau québécois, c'est totalement à l'encontre des prémisses de la méthode du Distributeur. Donc, il faudrait vraisemblablement, pour intégrer les ajustements proposés par le RNCREQ, y aller d'une méthode de régression, ce qui reviendrait à une nouvelle méthode* »[257].

---

255 Pièce A-0064, NS volume 8, p. 118 (lige 5) et 119 (ligne 19), A-0051, NS volume 2, p. 200 (ligne 14) à p. 201 (ligne 3).

256 Pièce B-0140, p. 8 et 9 (par. 32).

257 Pièce A-0064, NS volume 8, p. 104 et 105.

Opinion de la Régie

[408] **La Régie approuve les coûts évités en énergie de court terme proposés par le Distributeur, soit 6,9 ¢/kWh ($ 2022) pour les mois de décembre à mars et de 3,3 ¢/kWh ($ 2022) pour les mois d'avril à novembre. La Régie approuve aussi les coûts évités en énergie de long terme proposé par le Distributeur, soit 8,7 ¢/kWh ($ 2022).**

[409] **La Régie approuve le coût évité en puissance de court terme proposé par le Distributeur, soit 20 $/kW-hiver ($ 2022) et le coût évité de long terme, soit 122 $/kW-an ($ 2022).**

[410] **Sur la base du bilan en puissance mis à jour par le Distributeur[258], la Régie retient la recommandation de l'AHQ-ARQ de décaler d'un an le début de la période d'application du signal de coût évité de long terme à l'hiver 2027-2028**. Cette recommandation pourra être revue, si nécessaire, lors du dépôt de la preuve du Distributeur dans le cadre de la phase 2 ou lors du dépôt de l'État d'avancement 2023 du Plan.

[411] La Régie a pris acte de l'analyse de l'AQCIE-CIFQ portant sur le calcul du coût évité de transport. Elle est satisfaite des explications offertes par le Distributeur dans le cadre de sa réplique, reconnait les coûts évités de transport et de distribution proposés par ce dernier et l'application qu'il en fait.

[412] En ce qui a trait au RNCREQ, la Régie tient à apporter un correctif à sa décision en radiation rendue séance tenante le 12 juin 2023. En effet, la Régie constate qu'une erreur s'est glissée dans l'énumération, lors de l'audience, des sections faisant l'objet de la demande de radiation du Distributeur.

[413] Le Distributeur a énoncé sa demande comme suit : « Donc*, le Distributeur demande également de retirer, justement, du dossier, de radier ces deux documents, 0027 et 0028. Finalement, les sections 3.1, 3.2, 3.6, 3.7, 3.8 et 3.9 du mémoire, toujours du même mémoire, C-RNCREQ-0026 et les recommandations 1, 2, 3, 5, 6 et 7* »[259].

---

258 Pièce B-0121, p. 3.

259 Pièce A-0051, NS volume 2, p. 27.

[414] La décision a été exprimée ainsi : « *Pour ces motifs et ceux soulevés par le Distributeur, la Régie accueille la demande de radiation du Distributeur portant sur les sections 22 3.1, 3.2, 3.6, 3.7, 3.8 et 3.9 du mémoire C-RNCREQ-0026 et les recommandations 1 à 7* »[260].

[415] En énonçant les recommandations 1 à 7 dans sa décision en radiation de preuve, la Régie a mentionné par erreur la recommandation 4 du RNCREQ, alors qu'elle ne faisait pas partie de la demande de radiation du Distributeur. **La Régie rectifie donc sa décision de la façon suivante :**

> **Pour ces motifs et ceux soulevés par le Distributeur, la Régie accueille la demande de radiation du Distributeur portant sur les sections 3.1, 3.2, 3.6, 3.7, 3.8 et 3.9 du mémoire C-RNCREQ-0026 et les recommandations *1, 2, 3, 5, 6 et 7*.**

[416] Malgré sa décision en radiation d'une partie de la preuve du RNCREQ, la Régie constate, qu'au cours de l'audience du 15 juin 2023, l'intervenant a été en mesure de présenter les grandes lignes de sa preuve portant sur les coûts évités pour les heures de plus grande charge dans l'optique d'améliorer la méthode du Distributeur ou de la rejeter. La Régie note que cette intervention respecte ses décisions D-2023-001 et D-2023-062.

[417] La Régie note que la recommandation principale du RNCREQ consiste à intégrer à la méthode de calcul des coûts évités des heures de fortes charges, un facteur qui reflète les conditions du réseau québécois qui sont tributaires des conditions météorologiques au Québec alors que l'exercice de prévision des coûts évités des heures de plus fortes charges du Distributeur s'effectue à conditions climatiques normales.

[418] La Régie rappelle que l'objectif visé par le signal de coûts évités pour les heures de plus grandes charges vise à refléter la valeur de l'énergie pour les périodes où la demande est la plus forte.

[419] La Régie rappelle aussi que, dans sa décision D-2022-062, elle acceptait la méthode proposée par le Distributeur, permettant d'établir des coûts évités sur une base horaire[261]. Bien qu'elle lui demandât d'examiner certaines pistes qui pourraient constituer des éléments d'amélioration de sa méthode, elle ne remettait pas en question le concept de

---

260 Pièce A-0051, NS volume 2.

261 Dossier R-4110-2019, pièce B-0021.

prospectivité (coût futur) dans la détermination de ce signal de coût. De même, la planification des approvisionnements du Distributeur s'effectuant à conditions climatiques normales, elle reconnaissait que l'exercice de prévision des coûts évités des heures de plus fortes charges devait également s'effectuer à conditions climatiques normales.

[420] D'autre part, la Régie estime qu'il est trop tôt pour conclure à un biais de surestimation ou de sous-estimation du signal de coûts évités pendant les heures de fortes charges. En effet, la méthode proposée par le Distributeur n'est en vigueur que depuis 2019 et la Régie estime qu'un horizon de trois ans est insuffisant pour tirer des conclusions à cet effet.

[421] Enfin, la Régie estime que, par sa simplicité, sa flexibilité et sa capacité à générer un signal de prix représentatif de la valeur de l'énergie pour certaines périodes de forte charge, la méthode proposée par le Distributeur répond aux objectifs visés. **Conséquemment**, **la Régie ne retient pas les recommandations du RNCREQ et réitère son approbation de la méthode proposée par le Distributeur dans le dossier R-4110-2019[262].**

II. RÉSEAUX AUTONOMES

9. PRÉVISION DE LA DEMANDE

[422] Certains territoires du Québec ne sont pas raccordés au réseau principal d'Hydro-Québec. Ces clients sont desservis par 22 réseaux autonomes. Le Distributeur produit l'électricité, le plus souvent au moyen de groupes électrogènes fonctionnant au diesel, pour répondre aux besoins de ces réseaux.

[423] Dans le cadre du Plan, le Distributeur maintient la stratégie adoptée lors du plan d'approvisionnement 2017-2026, soit d'assurer la fiabilité des approvisionnements, tout en respectant certains critères établis. Cette stratégie implique d'agir d'abord sur la demande, en mettant de l'avant les IEÉ, suivies de moyens de conversion vers des énergies plus propres et du déploiement de moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance[263].

---

262 Dossier R-4110-2019 Phase 1, pièce B-0021.

263 Pièce B-0013, p. 10.

9.1 MÉTHODOLOGIE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

[424] Le Distributeur indique que la prévision de la demande des réseaux autonomes en énergie et en puissance :

- Se fonde sur l'analyse des données historiques (ventes, production des centrales et abonnements), la croissance démographique prévue et l'évolution attendue des consommations unitaires;
- S'appuie sur l'analyse des données historiques des voitures en circulation et de leurs caractéristiques (type de carburant ou mode de propulsion), afin de tenir compte de l'impact de la diffusion des véhicules électriques sur les ventes futures;
- Prend aussi en compte l'impact des IEÉ.

[425] En ce qui a trait à la prévision des besoins en énergie et en puissance l'analyse englobe aussi la consommation des centrales, l'usage interne pour les bâtiments d'Hydro-Québec ainsi que le niveau des pertes associées à la distribution et au transport de l'électricité[264].

9.2 PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[426] Les tableaux suivants présentent, respectivement, la prévision des besoins en énergie et en puissance, à la pointe d'hiver ainsi que sur la période du Plan, pour chacun des cinq territoires que le Distributeur dessert.

[264] Pièce B-0013, p. 12.

TABLEAU 21
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE PAR TERRITOIRES

en GWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croissance 2022-2032	
												GWh	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	211,1	213,0	214,6	214,5	211,3	211,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	-210,2	-41,9%
Nunavik	102,8	115,0	127,3	129,4	131,9	134,3	137,2	139,1	141,5	143,9	146,9	44,2	3,6%
Basse-Côte-Nord	72,8	75,8	76,3	76,1	76,2	76,4	76,8	76,7	76,8	77,0	77,5	4,7	0,6%
Schefferville	51,7	51,7	52,3	52,5	52,9	53,3	53,9	54,2	54,6	55,0	55,6	3,9	0,7%
Haute-Mauricie	15,4	15,6	15,9	16,1	16,5	17,0	17,4	17,6	17,9	18,3	18,7	3,4	2,0%

Notes : 1 La prévision des besoins en énergie et en puissance comprend les ventes, l'usage interne, les pertes de distribution et de transport ainsi que les services auxiliaires des centrales.
2 Les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap -aux-Meules et de la Romaine.

Source : Pièce B-0013, tableau 3.1, p. 12.

TABLEAU 22
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR TERRITOIRES

en MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	Croissance 2022-2032	
											MW	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	46,7	47,3	47,6	48,0	47,9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	-46,5	-44,4%
Nunavik	19,4	24,5	25,0	25,5	26,0	26,5	27,0	27,5	27,9	28,5	9,1	4,4%
Basse-Côte-Nord	19,5	19,5	19,6	19,6	19,6	19,7	19,7	19,7	19,8	19,8	0,3	0,2%
Schefferville	11,6	11,7	11,8	11,9	12,0	12,1	12,2	12,3	12,4	12,5	0,9	0,8%
Haute-Mauricie	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3	4,4	4,5	0,7	2,0%

Notes : 1 La prévision des besoins en énergie et en puissance comprend les ventes, l'usage interne, les pertes de distribution et de transport ainsi que les services auxiliaires des centrales.
2 Les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap -aux-Meules et de la Romaine.

Source : Pièce B-0013, tableau 3.2, p. 12.

[427] Comme dans le plan d'approvisionnement 2020-2029, le Nunavik connaît à nouveau la croissance la plus élevée des besoins parmi tous les territoires. Cette augmentation est en partie due à l'accroissement démographique de la région. De plus, une part importante de cette hausse provient de l'utilisation accrue de l'électricité résultant de la conversion des systèmes de chauffage des espaces en biénergie électricité-mazout, ainsi que du passage à l'électricité pour tous les clients résidentiels d'Inukjuak. Également, la mise en service de la centrale hydroélectrique de ce réseau, à partir de 2023, contribue à cette hausse[265].

[428] De la même manière que pour le plan d'approvisionnement 2020-2029, le présent Plan tient compte des impacts du raccordement au réseau intégré des réseaux de La Romaine et des IDLM, à l'exception du réseau de l'Île-d'Entrée qui demeurera autonome. Cependant, les prévisions tiennent compte du fait que la conversion du réseau de Cap-aux-

265 Pièce B-0013, p. 13.

Meules au réseau intégré se fera en décembre 2027, plutôt qu'en décembre 2025. Cette option de raccordement demeure la solution privilégiée pour ce réseau.

[429] Ainsi, l'augmentation significative des besoins pour le réseau des IDLM jusqu'en 2027 est due à la conversion progressive des systèmes de chauffage au mazout vers l'électricité en vue de son raccordement au réseau intégré. Toutefois, lorsque le réseau des IDLM sera raccordé au réseau intégré, ses besoins seront exclus du plan d'approvisionnement des réseaux autonomes, ce qui explique la baisse observée dans sa demande prévue à partir de 2027.

[430] **La Régie prend acte de la prévision de la demande déposée par le Distributeur pour les réseaux autonomes.**

10. ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

[431] Selon le Distributeur, les équipements actuels suffisent à répondre aux besoins en énergie de la clientèle de chaque réseau autonome.

[432] Le tableau suivant trace un portrait des marges en puissance[266] par réseau après application du critère de planification composé des critères de fiabilité et de stabilité[267].

[266] La marge en puissance est établie en comparant la prévision des besoins en puissance à celle garantie par les équipements permanents à laquelle s'ajoutent, le cas échéant, des génératrices mobiles.

[267] Le critère de planification est présenté à la section 4 de la pièce B-0013.

TABLEAU 23
MARGES EN PUISSANCE PAR RÉSEAUX APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION

Hiver (1er décembre au 31 mars) en kW	2022 - 2023	2023 - 2024	2024 - 2025	2025 - 2026	2026 - 2027	2027 - 2028	2028 - 2029	2029 - 2030	2030 - 2031	2031 - 2032
Îles-de-la-Madeleine										
Cap-aux-Meules [5]	3 784	3 264	2 898	2 569	2 625	3 010	285	(3 790)	(6 541)	(8 983)
L'Île-d'Entrée	509	509	509	509	510	510	510	510	509	509
Nunavik										
Akulivik	423	405	386	366	346	330	316	302	288	274
Aupaluk [1]	767	732	715	706	699	355	349	344	339	334
Inukjuak [2][4]	162	219	1 908	1 821	1 751	1 686	1 626	1 562	1 495	1 422
Ivujivik	465	452	440	427	414	403	392	381	371	361
Kangiqsualujjuaq	183	162	138	114	89	64	39	13	253	227
Kangiqsujuaq [1]	919	894	870	847	823	801	617	596	574	552
Kangirsuk	41	34	27	19	11	4	460	452	445	436
Kuujjuaq	233	151	85	16	1 029	951	868	786	702	615
Kuujjuarapik [1]	1 376	1 341	687	655	631	611	592	574	554	533
Puvirnituq	257	203	151	100	1 784	1 734	1 684	1 635	1 585	1 534
Quaqtaq [1]	658	643	571	559	546	532	518	504	490	473
Salluit [1]	2 593	915	880	846	812	779	744	710	675	639
Tasiujaq [1]	417	467	464	457	446	436	426	416	407	396
Umiujaq	151	134	116	99	81	63	46	29	13	405
Basse Côte-Nord										
Lac-Robertson	1 760	1 726	1 695	1 665	1 636	1 607	1 578	1 547	1 514	1 478
La Romaine [3]										
Port-Menier	370	366	362	358	353	348	342	335	328	322
Schefferville										
Schefferville	1 074	953	856	766	681	595	490	388	294	203
Haute-Mauricie										
Clova [1]	2	1	239	239	238	236	234	232	231	229
Obedjiwan [2]	234	178	102	11	1 351	1 263	1 194	1 129	1 048	959

Notes : 1 Le Distributeur évalue la possibilité d'effectuer un raccordement au réseau intégré pour la pointe 2026-2027. Cette option n'a pas été intégrée au tableau puisqu'elle est encore préliminaire. D'ici là, la génératrice mobile ajoutée dans ce village augmente la fiabilité d'approvisionnement.
2 Inclut l'option d'électricité interruptible.
3 Raccordé au réseau intégré
4 Raccordement de la centrale hydroélectrique privée prévue en 2023
5 Basé sur le statu quo

Source : Pièce B-0013, tableau 5.1, p. 15.

[433] Les équipements planifiés suffisent à répondre aux besoins en puissance de la clientèle de chacun des réseaux autonomes, à l'exception du réseau de Cap-aux-Meules. Le Distributeur explique cette situation ainsi :

> « *Le déficit en puissance apparaissant à l'hiver 2029-2030 est lié à l'impact sur les besoins de puissance de la décision récente de la Régie (D-2022-109), dans laquelle elle rejette la stratégie de conversion proposée par le Distributeur consistant à raccorder le réseau des IDLM au moyen de câbles sous-marins, pour laquelle la puissance garantie se trouvait rehaussée, et maintient la stratégie d'approvisionnement actuelle. La forte*

> *croissance de la demande est principalement liée à la fin graduelle du PUEÉ, ayant pour impact la conversion des systèmes de chauffage du mazout à tout à l'électricité (TAÉ), faisant partie de la solution privilégiée par le Distributeur. Le plan de transition du PUEÉ devra être revu en fonction de la décision de la Régie, afin de continuer à répondre aux besoins en puissance du réseau des IDLM.* […] *La prévision de la demande qui sera présentée dans le cadre de l'État d'avancement 2023 reflétera ce plan adapté* »[268].

11. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

[434] Conformément aux objectifs du Plan, le Distributeur continuera à prioriser les interventions suivantes dans les réseaux autonomes pour équilibrer l'offre et la demande à moindre coût.

11.1 INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET RÉDUCTIONS DE LA PUISSANCE

[435] Bien que la clientèle des réseaux autonomes soit éligible à toutes les interventions en efficacité énergétique, le Distributeur s'efforce d'adapter son offre aux besoins spécifiques de chaque réseau. Afin de favoriser une adhésion maximale, une approche par projet est privilégiée, ce qui signifie qu'une nouvelle intervention en efficacité énergétique peut être déployée dans un seul réseau pour une période définie. Le Distributeur prévoit maintenir cette approche dans les années à venir car elle permet d'accompagner les clients dans leurs démarches du début à la fin, de concentrer les efforts et d'atteindre un grand nombre de clients[269].

[436] Le tableau suivant brosse le portrait des interventions en efficacité énergétique dans les différents réseaux autonomes.

---

[268] Pièce B-0013, p. 16.

[269] Pièce B-0013, tableau 6.1, p. 18.

TABLEAU 24
STATUT DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES

Interventions en efficacité énergétique			Anticosti	La Romaine*	Îles-de-la-Madeleine	Schefferville	Nunavik	Haute Mauricie
Interventions en efficacité énergétique								
Tous les programmes offerts en réseau intégré étaient aussi disponibles en réseaux autonomes lorsque la rentabilité le permettait.								
Tarification dissuasive							✓	
Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ)			✓		✓	Non applicable	✓	✓
Interventions adaptées en efficacité énergétique								
Résidentiel	**Sensibilisation**	Trousse éducative			Valise 00Watt	✓	✓	✓
		Campagne de sensibilisation à l'efficacité énergétique	✓		✓	✓	✓	✓
		Campagne de sensibilisation à la pointe hivernale	✓		✓	✓	✓	✓
		Concours « Cet hiver, j'adapte mes habitudes! »	✓		✓	✓	✓	✓
	Diagnostic résidentiel	Diagnostic résidentiel Mieux consommer (DRMC)	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
		Service "Comparez-vous"	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
	Mieux consommer	Produits économiseurs d'eau et d'énergie	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
		Éclairage LFC	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
		Éclairage DEL - extérieur	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
		Minuteries pour chauffe-moteur (existant et nouv-const.)					PP complété	
		Thermostats	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
		Thermopompes efficaces			PP en cours			
		Laveuses à haut rendement d'essorage et sécheuses à condensation					PP en cours	
	Rénovation énergétique	Portes et fenêtres	Ce programme est disponible dans sa forme actuelle à tous les réseaux autonomes					
		Social - MFR	Ce programme est disponible dans sa forme actuelle à tous les réseaux autonomes					
		Isolation de l'entretoit (propriétaires et locataires)	Non offert (non rentable)	Non offert (non rentable)	Complété	2/3 complétés (non rentable pour le 1/3)	Non applicable	Complété
		Audits énergétiques	Complété	Complété	Complété (CAM)	Complété	Complété	Complété
		Formation Construction	Non applicable	Complété	Non applicable	Complété	Non applicable	Complété
	Chauffe-eau à trois éléments		✓	Non applicable	✓		Non applicable	
Affaires	**Programme spécifique éclairage efficace**		Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
	Éclairage public		Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
	Éclairage bâtiments publics (incluant Centrales)			Complété	Complété		Complété	Complété
	Thermostats			Complété				
	Programme OIEÉB ET OIEÉSI (Solutions efficaces)		✓		✓ Plus d'un projet en cours	✓	✓ Audits énergétiques en cours à Kuujjuaq	✓ 1 projet à Obedjiwan
	Génératrices d'urgence						PP complété	
	Option d'électricité interruptible							✓

Notes : ✓ Programme en continu
PP Projet pilote
* Le réseau de La Romaine est maintenant raccordé au réseau intégré

Source : Pièce B-0013, tableau 6.1, p. 18.

[437] La stratégie du Distributeur pour limiter la croissance de la demande en électricité dans les réseaux autonomes se poursuivra, orientant ainsi les futures interventions. Les efforts seront renforcés en sensibilisation et formation en efficacité énergétique pour les clients résidentiels et commerciaux dans certains réseaux. Des études de potentiel et projets pilotes seront également lancés dans d'autres réseaux afin de maximiser les retombées d'éventuelles nouvelles interventions[270].

[438] Le tableau suivant présente les impacts prévus au cours des prochaines années des programmes d'économie d'énergie et de réduction de puissance du Distributeur dans les réseaux autonomes :

270 Pièce B-0013, p. 20.

TABLEAU 25
IMPACT CUMULATIF DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Réseaux autonomes											
Ventes en énergie (GWh)	35,8	37,9	41,1	44,4	50,8	54,9	20,8	21,6	22,4	23,2	23,9
Besoins en puissance à la pointe (MW) [1]	8,2	8,7	9,4	10,2	11,8	12,7	4,4	4,6	4,8	4,9	

Note : les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.
1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

Source : Pièce B-0013, tableau 8.8, p. 65.

11.2 UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE

[439] Dans le but d'encourager la clientèle des réseaux autonomes à opter pour une source d'énergie autre que l'électricité produite par les centrales thermiques pour le chauffage des espaces, le Distributeur utilise deux leviers importants afin de réduire sa charge en période hivernale et diminuer le coût des approvisionnements en combustible pour les centrales thermiques:

- Le tarif dissuasif pour les clients situés au nord du 53e parallèle;
- Le Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ).

[440] Le PUEÉ est offert dans les réseaux admissibles où il demeure pertinent. Le Distributeur valide régulièrement la rentabilité économique du programme en fonction du mode de production de l'électricité de chaque réseau.

[441] Le PUEÉ continue d'être proposé dans les réseaux admissibles où il reste pertinent. Cependant, pour le réseau d'Inukjuak, le PUEÉ et la tarification dissuasive deviendront obsolètes en raison de l'utilisation d'une source d'énergie renouvelable via la nouvelle centrale hydroélectrique et l'introduction du Tarif domestique biénergie-Réseau d'Inukjuak. Pour le réseau des IDLM, le Distributeur précise que la décision de la Régie impliquant de nouvelles études reporte la conversion du réseau à des sources d'énergie renouvelable, ce qui nécessite une révision du plan de transition du PUEÉ[271]. Le PUEÉ dans le réseau de La Romaine s'est terminé à la suite du raccordement au réseau principal du village de La Romaine à l'automne 2022.

[271] Dossier R-4110-2019 Phase 2, décision D-2022-109, p. 67 (par. 244).

[442] Pour ce qui est du réseau des IDLM, la réalisation de nouvelles études reporte à une date ultérieure la conversion du réseau à des sources d'énergie renouvelable. Afin d'éviter de surcharger la centrale thermique de Cap-aux-Meules, cette situation exige de revoir le rythme de remplacement des systèmes de chauffage au combustible des clients participant au PUEÉ par des équipements à l'électricité.

[443] Afin de favoriser une utilisation efficace de l'énergie, des ententes avec le Centre intégré de santé et de services sociaux (CISSS) des Îles et la Résidence Plaisance ont permis la récupération de chaleur de la centrale thermique de Cap-aux-Meules pour le chauffage des espaces en 2018 et 2021.

[444] Le tableau suivant présente le statut du PUEÉ.

TABLEAU 26
PUEÉ AU 1ER AVRIL 2022

Territoire	Programme	Clientèle	Combustible	Compensation en % / Contribution du client en ¢/litre (1)	Entretien & dépannage		Subvention			
					Entretien annuel	Dépannage réparation	Remplacement	Conversion	Agrandissement	Nouvelle construction
Îles-de-la-Madeleine	IDLM	Résidentiel	Mazout	30% - 57,85 ¢/litre	Inclus	Inclus	Si équipement non fonctionnel : remplacé par équipement à l'électricité. Montant maximum déterminé. (2)	N/A	N/A	N/A
			Propane	30% - 43,56 ¢/litre	Inclus	Inclus		N/A	N/A	N/A
		Affaires	Mazout	10% - 69,57 ¢/litre	90% des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement		Traité au cas le cas Programmes EE affaires	N/A	N/A	N/A
			Propane	10 % - 59,11 ¢/litre	90% des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement		Traité au cas le cas Programmes EE affaires	N/A	N/A	N/A
Nunavik	Cri	Résidentiel	Mazout	30% - 50,77 ¢/litre						
		Affaires		N/A						
	Makivik	Résidentiel	Mazout	30% - 50,77 ¢/litre	Inclus	Inclus				
		Affaires		30% - 53,58 ¢/litre	Inclus	Inclus				
Basse Côte-Nord	La Romaine (3)	Résidentiel	Mazout	30% - 51,26 ¢/litre				max : 8 500$ S : 1000$ CE : 500$ 16$/m² - 4 500$	max : 4 000$ S : 1000$ CE : 500$ 16$/m²	max : 6 000$ CE : 500$ 10$/m² - 4 000$
		Affaires								
	Anticosti	Résidentiel	Mazout	30% - 51,26 ¢/litre	Inclus	Inclus	Inclus	max : 8 500$ S : 1000$ CE : 1 000$ 16$/m² - 4 500$	max : 4 000$ S : 1000$ CE : 1 000$ 16$/m²	max : 6 000$ CE : 1 000$ 10$/m² - 4 000$
		Affaires	Mazout	30% - 54,11 ¢/litre	Inclus	Inclus	Système : 20 ¢/kWh Réservoir : 10 ¢/kWh Max. 80% CT	Système complet : 42 ¢/kWh Max. 90% CT		
Haute-Mauricie	Clova	Résidentiel						max : 8 500$ S : 1000$ CE : 500$ 16$/m² - 4 500$	max : 4 000$ S : 1000$ CE : 500$ 16$/m²	max : 6 000$ CE : 500$ 10$/m² - 4 000$
		Affaires								
	Opitciwan	Résidentiel	Mazout	30% - 51,26 ¢/litre	Inclus	Inclus				9 588,33 $
		Affaires		30% - 54,11 ¢/litre	Inclus	Inclus				

Notes : 1 Contribution est déterminée selon le tarif d'électricité en vigueur au 1er avril de chaque année.
2 Plan de transition en révision
3 Le réseau de La Romaine est maintenant raccordé au réseau intégré

Légende : S Supplément maximum
CE Chauffe-eau
CT Coûts totaux

Source : Pièce B-0013, tableau 6.2, p. 19.

11.3 CONVERSION DES RÉSEAUX AUTONOMES

[445] Le Distributeur a entrepris de convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité des réseaux autonomes vers des sources d'énergie plus propres. En poursuivant les efforts entrepris dans le plan d'approvisionnement 2020-2029, cette stratégie de conversion est adaptée au contexte de chaque communauté desservie et peut prendre l'une des formes suivantes :

- Entente de gré à gré avec les communautés;
- Partenariats avec les communautés;
- Raccordement au réseau intégré d'Hydro-Québec;
- Production et stockage chez le client.

[446] Le Distributeur veillera à ce que les projets de conversion privilégiés soient en accord avec les quatre orientations approuvées par la Régie, garantissant ainsi la cohérence et l'efficacité des initiatives mises en œuvre[272]. Ces quatre orientations sont :

- La fiabilité de l'approvisionnement;
- La réduction des coûts d'approvisionnement;
- La réduction des GES;
- L'acceptabilité sociale et environnementale.

[447] Cette approche permettra de concilier les besoins énergétiques des communautés desservies avec une vision durable et respectueuse de l'environnement.

[448] Le Distributeur évaluera, au moment opportun, le coût des différentes options d'alimentation spécifiques à chacun des réseaux.

[449] Conformément à la décision D-2022-062 de la Régie, le tableau suivant présente le suivi du plan d'action demandé au Distributeur relatif à la transition énergétique des réseaux autonomes :

[272] Approuvée par la Régie dans sa décision D-2017-140 et réitérée par ses décisions D-2022-062 et D-2022-109.

TABLEAU 27
SUIVI DU PLAN D'ACTION RELATIF À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES

Réseau	Plan d'action
Nunavik	• Développement des projets d'énergie renouvelable en partenariat avec des organisations inuites régionales. • Dans le modèle d'affaires envisagé, les organisations inuites posséderaient et opéreraient des parcs de production d'énergie renouvelable et le Distributeur achèterait l'électricité produite en vertu de contrats d'approvisionnement en électricité. • Maintien de cette approche partenariale par le Distributeur qui juge qu'elle demeure la mieux adaptée au contexte d'affaires particulier du Nunavik. • Partenariat exclusif avec Les Énergies Tarquti inc (Tarquti) qui devient ainsi le partenaire privilégié du Distributeur pour les projets d'énergie renouvelable au Nunavik qui n'étaient pas déjà en négociation ou en réalisation • Déploiement des projets de conversion planifié en visant à approvisionner globalement les réseaux autonomes en énergie propre à hauteur de 80 % à l'horizon 2030.
Quaqtaq (Nunavik)	• Installation d'une tour de mesure de vent en 2021, de même que dans quatre autres communautés du Nunavik par Tarquti • Discussions entre Tarquti et Hydro-Québec visant à déterminer la faisabilité d'un projet éolien en cours. • Le lancement d'un projet conditionnel au succès des démarches d'acceptabilité sociale et à la résolution des enjeux technico-économiques que de tels projets peuvent présenter, en cours de réalisation par Tarquti.
Tasiujaq (Nunavik)	• Construction de la nouvelle centrale au diesel, qui intégrera de l'énergie solaire dont la mise en service est prévue en 2023. • Intégration plus importante d'énergie renouvelable en partenariat avec Tarquti inc. dans ce réseau possible dans un deuxième temps.
Inukjuak (Nunavik)	• Début de la construction de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau à l'été 2020 par le promoteur. • Début des livraisons retardé au printemps de 2023 étant donné les restrictions de déplacement dans les villages du Nunavik engendrées par la pandémie de la COVID-19.
Kuujjuarapik-Whapmagoostui (Nunavik)	• Dépôt par le Distributeur, le 3 mai 2023, auprès de la Régie, d'une demande d'approbation du contrat d'approvisionnement en électricité conclu de gré à gré avec la Société d'énergie renouvelable Kuujjuarapik-Whapmagoostui pour l'achat de l'énergie produite par un nouveau parc éolien de 2 MW qui sera construit et exploité par cette société qui est une corporation détenue à parts égales par les communautés voisines inuite et crie de Kuujjuarapik et Whapmagoostui. • Les livraisons d'énergie du contrat, d'une durée de 25 ans, à partir du 1er décembre 2025.
IDLM	• Plan d'action et échéancier préliminaires pour la stratégie de conversion du réseau des IDLM. • Exclusion du présent dossier de l'examen de la nouvelle stratégie de conversion des IDLM et report de cet examen au prochain plan d'approvisionnement.
La Romaine	• Raccordement au réseau intégré du village de La Romaine et de la communauté d'Unamen Shipu complété à l'automne 2022.
Obedjiwan	• Poursuite des discussions avec la communauté concernant un projet de biomasse avec pour but de conclure un contrat d'approvisionnement en électricité qui devait être déposé pour approbation auprès de la Régie en décembre 2022.
Clova	• Évaluation de la possibilité d'effectuer un raccordement au réseau intégré pour la pointe 2026-2027.

Sources : Pièces B-0013, p. 23 à 25, B-0074, A-0036, p. 22 (par. 52), et dossier R-4230-2023, pièce B-0004.

[450] Le Distributeur présente le suivi des différents moyens planifiés pour assurer la fiabilité en puissance, au tableau 6.4 de la pièce B-0013[273].

11.4 MOYENS PERMETTANT D'ASSURER LA FIABILITÉ EN PUISSANCE

[451] Pour intégrer de l'énergie renouvelable variable dans un réseau autonome, une deuxième source de production disponible en tout temps est requise. C'est pourquoi le Distributeur procède principalement à des ajouts ou des remplacements de groupes diesel dans ses installations pour répondre à la demande énergétique. Dans les situations où l'ajout de moyens permanents permettant de combler le déficit en puissance ne peut être réalisé à brève échéance, le Distributeur déploie des groupes électrogènes mobiles.

11.5 POSITION DES INTERVENANTS

[452] L'AHQ-ARQ recommande que le Distributeur dépose, dans l'État d'avancement 2023, un plan d'action (en termes de tarification, technologies chez les clients, etc.) visant à réduire les impacts de l'électrification des transports sur ses activités, principalement sur la demande en puissance en réseaux autonomes. L'intervenant demande également que le Distributeur fournisse une prévision de la puissance qui peut être déplacée des heures de forte charge vers les heures de moindre charge et ainsi limiter les besoins pour de nouveaux approvisionnements[274].

[453] L'AHQ-ARQ recommande de demander au Distributeur de proposer, lors de l'État d'avancement 2023, une refonte du critère de fiabilité en puissance en réseaux autonomes qui tient compte du nouveau contexte avec l'avènement des productions de source renouvelable[275].

[454] Le GRAME souligne l'objectif du Plan pour une économie verte 2030 de réduire de 40 % la consommation de produits pétroliers d'ici 2030 et insiste sur l'importance de l'efficacité énergétique en complément du déploiement d'énergies renouvelables. Il encourage le Distributeur à prendre des mesures significatives dans les réseaux autonomes pour réduire l'empreinte environnementale liée à l'utilisation de groupes diesel. Cependant,

---

273 Pièce B-0013, tableau 6.4, p. 26 et 27.
274 Pièce C-AHQ-ARQ-0023, p. 102 et 103.
275 Pièce C-AHQ-ARQ-0023, p. 103 à 105.

le GRAME observe que les offres financières en efficacité énergétique n'ont pas été adaptées à tous les réseaux autonomes.

[455] Le GRAME recommande au Distributeur de déployer des mesures d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes en utilisant le Test du Coût Total en Ressources (TCTR), tout en prenant en compte les coûts évités spécifiques à ces réseaux. Il suggère également que l'ensemble des aides financières de ces programmes soit adaptées en conséquence pour refléter les économies de coûts réalisées dans ces réseaux.

[456] Afin de permettre un suivi de l'évolution de la réduction des émissions de GES découlant des mesures en efficacité énergétique offertes en réseaux autonomes, le GRAME recommande que soit déposée, dans le prochain État d'avancement, l'information relative à la réduction des émissions de GES découlant du PGEÉ en réseaux autonomes sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032[276].

[457] Le GRAME est d'avis que l'ensemble des mesures en efficacité énergétique devrait être évalué en fonction des coûts évités au Nunavik, non seulement dans le but de ne pas impacter les tarifs à la hausse, mais également en considérant l'objectif de décarbonation.

[458] Le GRAME recommande que l'information relative à la réduction des émissions de GES découlant du PGEÉ des réseaux autonomes soit fournie sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032.

[459] Le GRAME note que Les Énergies Tarquti inc. a signé en 2022 un partenariat d'envergure avec Hydro-Québec dans le but de faire progresser les projets d'énergie propre initiés par les communautés du Nunavik. Le GRAME est d'avis qu'une telle entente permettra des avancées probantes en ce qui a trait à la conversion vers des énergies propres dans les réseaux du Nunavik.

[460] En ce qui a trait à la stratégie de conversion des réseaux autonomes, le GRAME souligne que le Distributeur n'a atteint que 30 % de l'objectif énoncé dans son Plan stratégique 2022-2026 visant à approvisionner les réseaux autonomes en énergie propre à hauteur de 80 % d'ici 2030. Pour remédier à cette situation, le GRAME recommande que le Distributeur fixe des objectifs de conversion vers des énergies propres pour chaque

[276] Pièce C-GRAME-0034, p. 11.

réseau autonome et qu'il présente régulièrement les résultats de ces conversions dans les États d'avancement et le prochain Plan d'approvisionnement.

[461] Le GRAME suggère également que la Régie exige du Distributeur un tableau détaillé pour chaque réseau, incluant les scénarios envisagés, les dates prévues pour leur réalisation, les consultations en cours ou à venir, ainsi que les réductions potentielles des émissions de GES résultant des conversions envisagées. Cette approche transparente permettrait d'évaluer les progrès réalisés dans la conversion vers des sources d'énergie plus propres et de mesurer leur impact sur la réduction des émissions de GES[277].

[462] Le RNCREQ recommande donc d'indiquer dès à présent au Distributeur que la stratégie de conversion des IDLM, à être déposée en 2025, devra inclure une comparaison des scénarios de GNL-R à un éventail d'autres scénarios, tout comme le scénario de raccordement par câble sous-marin était comparé à d'autres scénarios dans le document B-0204 du dossier R-4110-2019 Phase 2.

[463] Le RTIEÉ recommande de :

- Poursuivre la progression actuelle de la mise en œuvre des IEÉ en réseaux autonomes, incluant ses programmes d'utilisation efficace de l'énergie;
- Maximiser la collaboration avec les communautés de ces réseaux pour la livraison de ces programmes afin d'accroître l'efficience et la pénétration de ces interventions et en réduire le coût.

[464] Le RTIEÉ recommande :

- D'étendre les programmes du PUEÉ afin qu'ils soient tous offerts aux clients résidentiels et affaires du Distributeur dans tous les réseaux autonomes alimentés au diesel;
- De garder à l'esprit que, lorsqu'un réseau autonome sera converti à une énergie renouvelable, la configuration de sa demande deviendra différente. En effet, si la source renouvelable produit un surplus d'énergie mais ne produit pas suffisamment de puissance, de nouvelles charges en énergie pourront s'ajouter, alors que les PUEÉ et autres mesures de réduction de la puissance, dont la bi-énergie, auront à être maintenues, voire accrues ou complétées par des batteries sur les réseaux ou chez les clients[278].

277 Pièce C-GRAME-0034, p. 15.
278 Pièce C-RTIEÉ-0032, p. 27 à 37.

[465] Le RTIEÉ recommande d'indiquer au Distributeur d'encourager la conversion à la biénergie s'il y a production d'énergie électrique renouvelable excédentaire mais sans puissance correspondante, en s'inspirant éventuellement du cas d'Inukjuak.

[466] Le RTIEÉ recommande que le Plan prévoie l'implantation de micro-réseaux dans tous les réseaux autonomes, ainsi que l'encouragement à la conversion à la biénergie s'il y a production d'énergie électrique renouvelable excédentaire mais sans puissance correspondante. À ce dernier propos, le RTIEÉ souligne que des tarifs biénergie résidentiel, commercial et industriel existants pourraient au besoin être adaptés lors du prochain dossier tarifaire en s'inspirant du cas d'Inukjuak au Dossier R-4091-2019. Une aide financière devrait également être incluse aux équipements de conversion à la biénergie et de toute autre solution d'effacement du chauffage électrique en pointe.

[467] Le RTIEÉ recommande que soit déposé, dans le cadre du présent dossier, un calendrier de la conversion aux énergies renouvelables et de la décarbonation de tous les réseaux autonomes. Ce calendrier ferait notamment état, pour chaque réseau, de l'évolution de la prévision de croissance de la demande, des investissements requis pour moderniser ces réseaux afin de les adapter à la production d'électricité renouvelable, du stockage, ainsi que des moyens pour répondre aux nouveaux usages de l'électricité.

11.6 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[468] Contrairement à l'opinion du GRAME, le Distributeur affirme que des projets de conversion d'envergure et structurants ont été mis en œuvre depuis les audiences du plan d'approvisionnement précédent. Parmi ceux-ci figurent les projets de conversion suivants :

- Kuujjuarapik-Whapmagoostui;
- Opitciwan;
- Parc éolien de Grosse-Île (PEDGI) dans le réseau des IDLM;
- Entente avec Les Énergies Tarquti Inc.

[469] Selon le Distributeur, ces initiatives témoignent des progrès accomplis dans ses efforts pour promouvoir l'utilisation d'énergies alternatives et propres dans les réseaux autonomes[279]. Néanmoins, il réitère que la réalisation d'un projet de conversion d'un réseau

[279] Pièce B-0140, p. 27.

autonome est un processus complexe qui requière du temps. Chaque projet doit être adapté aux spécificités de la communauté concernée, ce qui implique notamment de recueillir l'adhésion du milieu[280].

[470] Le Distributeur considère que l'élaboration d'un calendrier précis des projets de conversion ne constitue pas une approche efficace ni adaptée à la réalité des réseaux éloignés. Il rappelle qu'il est primordial, pour chaque projet de conversion, de s'assurer de l'acceptabilité sociale, étant donné que de nombreux projets découlent de contrats conclus de gré à gré. Par conséquent, divulguer prématurément des informations, comme celles que certains intervenants réclament, pourrait entraver ou compliquer la réalisation des projets et ainsi compromettre l'acceptabilité sociale de ces initiatives[281].

[471] Le Distributeur continue de prendre des mesures pour promouvoir l'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes et rendre davantage de mesures accessibles à ces communautés. Il souligne que le programme LogisVert, le plus ambitieux jamais déployé par Hydro-Québec au niveau résidentiel, sera disponible pour cette clientèle. De plus, un projet spécifique de thermopompes efficaces a été lancé en 2022 pour le réseau des ÎDLM[282].

[472] Le Distributeur souligne également que tous les programmes d'efficacité énergétique offerts dans le réseau intégré sont également disponibles dans les réseaux autonomes lorsque leur rentabilité le permet. Pour la clientèle commerciale, le Distributeur attend les résultats d'un audit à Kuujjuaq, qui pourrait entraîner la mise en place de mesures supplémentaires adaptées, si ces dernières répondent aux critères de rentabilité. En ce qui a trait aux interventions prévues au Nunavik, le Distributeur a l'intention d'étudier une nouvelle approche de sensibilisation ciblant spécifiquement les familles ou les communautés.

Opinion de la Régie

[473] La Régie se déclare satisfaite des projets et investissements prévus à ce jour dans les réseaux autonomes pour répondre à la demande.

[474] La Régie partage l'avis du Distributeur voulant que la concrétisation des projets de conversion dans les réseaux autonomes s'avère complexe et requiert du temps, en raison de l'adaptation nécessaire au contexte spécifique de chaque communauté et de la nécessité

280 Pièce B-0140, p. 27 et 28.
281 Pièce B-0140, p. 28.
282 Pièce B-0140, p. 28 et 29.

d'obtenir l'adhésion du milieu. Elle n'est pas convaincue qu'un échéancier précis des projets de conversion soit l'approche appropriée compte tenu de la réalité des réseaux éloignés.

[475] La Régie encourage le Distributeur à poursuivre le développement de projets d'énergie renouvelable en partenariat avec les communautés locales. Elle estime que ce modèle d'affaires est prometteur.

[476] La Régie reconnaît que, malgré la conversion vers des énergies plus propres et moins chères, des investissements continueront à être requis dans les installations diesel pour maintenir la fiabilité de l'alimentation énergétique.

[477] Dans ce contexte, la Régie encourage le Distributeur à poursuivre le déploiement de mesures d'économie d'énergie et de campagnes de sensibilisation afin que les clientèles des réseaux autonomes adoptent et maintiennent des comportements écoénergétiques.

[478] **La Régie approuve le plan d'action du Distributeur ainsi que ses orientations relatives à la conversion des réseaux autonomes. La Régie demande au Distributeur de déposer un suivi de ce plan d'action dans le cadre des États d'avancement du Plan.**

12. DEMANDE D'ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

Cadre juridique

[479] Les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel sont présentées en vertu de l'article 30 de la Loi, qui se lit comme suit :

> « *La Régie peut interdire ou restreindre la divulgation, la publication ou la diffusion de renseignements ou de documents qu'elle indique, si le respect de leur caractère confidentiel ou l'intérêt public le requiert* »[283].

[480] Cet article constitue une exception à la règle générale du caractère public des débats devant la Régie. Selon cette règle, il incombe à celui qui demande une ordonnance de

283 RLRQ c. R-6.01.

traitement confidentiel de faire la preuve que les renseignements visés par sa demande ont un caractère confidentiel qui doit être respecté.

[481] Tel qu'elle l'a indiqué à plusieurs reprises dans des décisions antérieures, la Régie réfère aux critères énoncés par la Cour suprême du Canada dans l'arrêt *Sierra Club du Canada c. Canada (ministre des Finances)*[284] (Sierra Club) aux fins de l'examen des demandes de cette nature[285].

[482] L'examen des demandes d'ordonnances de traitement confidentiel, selon ces critères, implique que la Régie doit déterminer si les renseignements visés par ces demandes ont un caractère commercial et stratégique important dont la divulgation publique pourrait menacer l'intérêt commercial en cause.

[483] Tel qu'il ressort de l'arrêt Sierra Club, cet intérêt commercial « *ne doit pas se rapporter uniquement et spécifiquement* » à la personne qui requiert l'ordonnance et il doit pouvoir « *se définir en termes d'intérêt public à la confidentialité* ». De plus, le risque associé à la divulgation des renseignements qui s'y rattachent « *doit être réel et important, en ce qu'il est bien étayé par la preuve et menace gravement l'intérêt commercial en question* ».

[484] Si la Régie en vient à la conclusion que les renseignements visés revêtent un caractère commercial et stratégique justifiant de conclure qu'il est dans l'intérêt public de les traiter confidentiellement, elle doit ensuite évaluer si les effets bénéfiques d'une ordonnance à cet égard l'emportent sur ses effets préjudiciables à l'égard de la liberté d'expression qui, dans le contexte du présent dossier, comprend l'intérêt du public dans la publicité du processus suivi par la Régie pour l'examen de la Demande.

[485] C'est dans ce cadre que la Régie se prononce sur les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel formulées au cours de la présente phase.

---

284 *Sierra Club du Canada* c. *Canada (ministre des Finances)*, 2002 CSC 41, [2002] 2 R.C.S. 522.

285 Voir notamment les décisions suivantes : Dossier R-3708-2009, décision D-2009-163 (par. 11 à 13); Dossier R-3740-2010, décision D-2010-151 (par. 17 et 18); Dossier R-3956-2015, décision D-2016-086 (par. 60 à 70 et 82); Dossier R-3960-2016, décision D-2016-091 (par. 43 à 48 et 55); Dossier R-3984-2016, décision D-2021-114 (par. 33 et 34).

Demande du Distributeur

[486] Le Distributeur demande[286] à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, et d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus à la pièce B-0010, et caviardés à la pièce B-0009, soit les prévisions économiques du *Conference Board du Canada*[287]. Le Distributeur demande que cette ordonnance soit rendue pour une période de trois ans.

[487] Au soutien de cette demande, le Distributeur dépose une déclaration sous serment de Monsieur Pedro Antunes, économiste en chef du *Conference Board du Canada*[288].

[488] Monsieur Antunes mentionne que le *Conference Board du Canada* est un organisme de recherche indépendant et entièrement privé, qui vend et distribue ses produits de prévisions économiques au secteur privé et à plusieurs ministères et organismes gouvernementaux. Hydro-Québec est l'un de ses clients et a accès aux données et rapports d'analyse de prévisions économiques.

[489] Monsieur Antunes précise que la prévision provinciale de long terme du *Conference Board du Canada* ne peut être diffusée publiquement par ses clients, les médias et les autres utilisateurs de données, puisque l'organisme vend ce produit et que la base de clients potentiels pour ce type de produit est restreinte. Il ajoute que le travail à cet égard est fait une seule fois par an et qu'afin de couvrir les frais encourus, les résultats ne sont pas divulgués publiquement.

[490] La Régie est d'avis que les motifs invoqués par M. Antunes font état d'un intérêt commercial important d'intérêt public en ce qui a trait au service fourni relatif aux renseignements visés et les conditions auxquelles ces derniers sont transmis à ses clients. Par ailleurs, les avantages pour l'intérêt public de la confidentialité de ces renseignements l'emportent sur ses effets préjudiciables à l'égard de l'intérêt du public dans la publicité du processus suivi par la Régie pour l'examen de la Demande, compte tenu notamment du fait que les intervenants qui ont signé un engagement de confidentialité ont eu accès à ces renseignements et que la durée d'application de l'ordonnance demandée est raisonnable.

---

286 Pièce B-0002, p. 3.
287 Pièce B-0010 (déposée sous pli confidentiel).
288 Pièce B-0033.

[491] **Par conséquent, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur et interdit la divulgation, la publication et la diffusion de la pièce B-0010, et des renseignements qu'elle contient, caviardés à la pièce B-0009, pour une durée de 3 ans à compter de la déclaration de Monsieur Antunes, soit jusqu'au 16 novembre 2025.**

[492] Le 27 mars 2023, le Distributeur dépose, en réponse à une DDR du RNCREQ, la pièce B-0066 sous pli confidentiel, soit le plan marketing 5 ans d'Hilo. Toutefois, le 24 mai 2023, il avise la Régie qu'il renonce à en demander le traitement confidentiel[289]. Ainsi, il dépose une version révisée de la pièce, soit la pièce B-0112[290].

Demande de Bitfarms

[493] Bitfarms demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, et d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus à la pièce C-Bitfarms-0073, caviardés à la pièce C-Bitfarms-0075[291] relatifs à la portion des dépenses d'opération au Canada représentant les dépenses associées à l'approvisionnement en électricité. Bitfarms demande que cette ordonnance soit rendue sans restriction quant à sa durée.

[494] Le 18 juillet 2023, au soutien de cette demande, Bitfarms dépose une déclaration sous serment de Monsieur Philippe Fortier, vice-président principal - développement des affaires[292]. Ce dernier mentionne notamment que la pièce C-Bitfarms-0073 contient des renseignements traités de façon confidentielle par tout employé, dirigeant ou tout représentant de Bitfarms et que la divulgation de ces informations risquerait de procurer un avantage indu aux compétiteurs de Bitfarms, et de porter sérieusement atteinte aux intérêts économiques de celle-ci.

[495] La Régie est d'avis que les effets bénéfiques d'une ordonnance de traitement confidentiel à l'égard des renseignements visés l'emportent sur les effets préjudiciables de leur non-divulgation publique à l'égard de la publicité du processus suivi par la Régie, et que les motifs invoqués par Monsieur Fortier dans sa déclaration sous serment justifient l'octroi de l'ordonnance de traitement confidentiel demandée

289 Pièce B-0109.
290 Pièce B-0112.
291 Pièce C-Bitfarms-0075.
292 Pièce C-Bitfarms-0088.

[496] **Par conséquent, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel de Bitfarms et interdit la divulgation, la publication et la diffusion de la pièce C-Bitfarms-0073 et des renseignements qu'elle contient, caviardés à la pièce C-Bitfarms-0075, pour une période d'une durée indéterminée.**

13. FRAIS DES INTERVENANTS

[497] Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut, notamment, ordonner au Distributeur de payer en tout ou en partie des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger de l'utilité et du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus.

[498] *Le Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie* et le *Guide de paiement des frais 2020*[293] (le Guide) encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer.

[499] La Régie évalue l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations en tenant compte des critères prévus à l'article 12 du Guide. Elle évalue également le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés par les intervenants en tenant compte des critères prévus à l'article 11 du Guide.

[500] Tel que précisé dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie reportait à la phase 2 l'étude de la stratégie du Distributeur pour l'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance et demandait aux intervenants de tenir compte des sujets qu'elle avait retenus, encadrés ou non retenus :

> « *Le budget global de participation des intervenants s'élève à 1 073 849 $, sans les taxes. La Régie juge que ce budget est élevé. Par souci d'allègement administratif, la Régie ne demande pas le dépôt de budgets révisés mais les intervenants devront considérer que les budgets présentés ne sont pas approuvés et que la Régie s'attend à ce qu'ils soient revus en fonction du cadre*

[293] Guide de paiement des frais 2020.

> *d'intervention défini à la section 3 de la présente décision en vue des demandes de remboursement* »[294]. [nous soulignons]

[501] La Régie invitait les intervenants à se coordonner afin d'éviter les chevauchements ou la répétition des tâches entre eux et qu'elle allait porter, à cet égard, une attention particulière à l'application des critères de l'article 11 du Guide[295] au moment de l'examen des demandes de remboursement de frais[296].

[502] Dans sa décision procédurale D-2023-051[297], la Régie reportait au prochain plan d'approvisionnement l'examen de la stratégie de conversion des IDLM.

Frais réclamés et admissibles

[503] Les frais réclamés par les intervenants pour leur participation au présent dossier, avant taxes, s'élèvent à 708 707,93 $ et sont tous jugés admissibles par la Régie.

[504] Les frais réclamés par les intervenants pour leur participation au présent dossier, avec les taxes, s'élèvent à 732 153,89 $. Les frais admissibles s'élèvent à 732 251,25 $. L'écart entre les frais admissibles et les frais réclamés résulte de la correction des taxes admissibles pour certains intervenants.

[505] À moins d'avis contraire, les montants cités dans les paragraphes suivants incluent les taxes.

Opinion de la Régie

ACEFQ

[506] Le 19 avril 2023, l'ACEFQ avisait la Régie qu'elle ne déposerait pas de preuve pour la phase 1 du dossier présent. L'intervenante fait valoir dans sa demande de paiement de

---

294 Décision D-2023-011, p. 25 (par. 79).

295 « *Dans le cadre de l'examen d'un budget ou d'une demande de paiement de frais, la Régie, pour juger du caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés ou du budget présenté par un intervenant, tient notamment compte des critères suivants :* […] *le chevauchement ou la répétition des tâches avec les autres intervenants* ».

296 Décision D-2023-011, p. 25 (par. 80).

297 Décision D-2023-051, p. 22 (par. 52).

frais, que sa participation a tout de même été utile aux délibérations de la Régie en tenant compte de sa DDR à laquelle le Distributeur a répondu.

[507] L'ACEFQ réclame des frais de 9 001,28 $. La Régie évalue les frais admissibles à 9 078,40 $ afin de corriger les taxes pour les frais réclamés pour les services de l'avocate de l'intervenante. La Régie estime que sa participation a tout de même été utile et estime que le montant réclamé est raisonnable. **En conséquence, elle octroie à l'ACEFQ le montant de 9 078,40 $.**

AHQ-ARQ

[508] L'AHQ-ARQ réclame des frais de 108 023,00 $. Les frais réclamés sont supérieurs aux frais budgétés de 2 %.

[509] Compte tenu de l'avis de la Régie exprimé au paragraphe 79 de sa décision D-2023-011 et du fait que des sections de preuve ont été radiées conformément à la décision de la Régie rendue oralement le 12 juin 2023, le Distributeur s'étonne que l'intervenant réclame des frais légèrement supérieurs à son budget de participation.

[510] L'AHQ-ARQ soutient que les frais réclamés demeurent raisonnables et alignés avec le budget de participation déposé en début de dossier, et ce, malgré une séance de travail, un débat sur la demande d'intervention de l'AHQ-ARQ et la contestation du statut d'expert.

[511] L'AHQ-ARQ affirme avoir tenu compte de la radiation d'une courte partie de la preuve de son expert et avoir ajusté à la baisse les heures réclamées à cet égard afin de respecter la décision rendue par la Régie.

[512] De façon générale, la Régie estime que l'intervention de l'AHQ-ARQ a été utile à ses délibérations. À l'instar du Distributeur, elle rappelle cependant que dans sa décision D-2023-011, elle avait écarté un sujet présenté par l'intervenant et en avait encadré quatre autres.

[513] **Étant donné ce qui précède, la Régie considère qu'il est raisonnable d'octroyer un montant total de 100 000,00 $ à l'AHQ-ARQ pour son intervention dans le cadre de la phase 1 du présent dossier.**

AQCIE-CIFQ

[514] L'ACIE-CIFQ réclame des frais de 68 551,65 $, qui sont inférieurs aux frais budgétés de 36 %.

[515] Le Distributeur est d'avis que les frais réclamés par l'intervenant demeurent élevés en regard des sujets traités. Il soulève que la preuve de l'intervenant est succincte et ne concerne que deux sujets, dont un consiste essentiellement à tenter de reproduire les calculs du Distributeur.

[516] L'AQCIE-CIFQ soutient que la réduction très importante des frais réclamés par rapport à son budget de participation, démontre bien la raisonnabilité de ceux-ci en fonction des enjeux analysés, des questions abordées dans sa DDR et des sujets traités dans sa preuve.

[517] L'intervenant soutient également que le Distributeur est totalement mal fondé d'évaluer la raisonnabilité des frais réclamés en fonction seulement du nombre de sujets traités dans la preuve de l'AQCIE-CIFQ, alors que la raisonnabilité des frais réclamés doit s'apprécier non pas à la seule lumière de la preuve présentée à l'audience, mais plutôt en prenant en compte le nombre et la complexité des sujets analysés par un intervenant dans le cadre de l'ensemble des étapes d'un dossier. L'AQCIE-CIFQ a jugé approprié, pour une gestion efficace de sa participation à l'audience, de produire une preuve se limitant aux seuls sujets pour lesquels son analyse a révélé des éléments justifiant d'être traités dans la preuve soumise à la Régie.

[518] La Régie rappelle que dans sa décision D-2023-011, elle avait retenu six des 11 sujets proposés par l'intervenante et qu'elle en avait encadré deux autres.

[519] À l'instar du Distributeur, la Régie estime que l'intervention de l'AQCIE-CIFQ a été partiellement utile à ses délibérations. De plus, elle juge que les frais réclamés sont élevés en regard des sujets traités.

[520] **En conséquence, la Régie considère qu'il est raisonnable d'octroyer un montant total de 58 500,00 $ à l'AQCIE-CIFQ pour son intervention dans le cadre de la phase 1 du présent dossier.**

AQPER

[521] Le 14 avril 2023, l'AQPER informait la Régie qu'elle mettait fin à son intervention en phase 1 du présent dossier.

[522] **La Régie octroie à l'AQPER le montant réclamé de 5 459,00 $.**

Bitfarms

[523] Bitfarms réclame des frais de 57 532,71 $. Les frais réclamés sont inférieurs aux frais budgétés de 9 %.

[524] Le Distributeur constatait que Bitfarms utilise, dans sa demande de paiement de frais, le taux horaire de 300 $ prévu pour un témoin expert pour calculer les honoraires réclamés pour l'intervention de leur témoin. Le Distributeur rappelait que la Régie avait déterminé, au paragraphe 78 de sa décision procédurale D-2023-011, qu'il n'était pas utile, pour cet intervenant, d'avoir recours à un témoin expert dans le présent dossier.

[525] Le 1er août 2023, Bitfarms déposait une demande de paiement de frais modifiée corrigeant le taux horaire de son témoin afin de refléter celui d'un analyste externe sénior.

[526] La Régie estime que la participation de Bitfarms a été utile à ses délibérations et que le montant des frais réclamés est raisonnable**. En conséquence, elle lui octroie le montant réclamé de 57 532,71 $.**

FCEI

[527] La FCEI réclame des frais de 75 859,50 $ qui sont inférieurs aux frais budgétés de 12 %.

[528] La Régie estime que la participation de la FCEI a été utile à ses délibérations en apportant un éclairage original notamment sur la prévision de la demande, les moyens de GDP et l'enjeu du TDÉ. Le montant des frais réclamés est raisonnable. **En conséquence, la Régie lui octroie le montant réclamé de 75 859,50 $.**

GRAME

[529] Le GRAME réclame des frais de 68 746,86 $ qui sont inférieurs aux frais budgétés de 6 %.

[530] La Régie estime que la contribution de l'intervenant a été utile à ses délibérations et que le montant réclamé est raisonnable. **En conséquence, la Régie lui octroie le montant réclamé de 68 746,86 $.**

HIVE

[531] HIVE réclame des frais de 40 222,53 $ qui sont inférieurs aux frais budgétés de 31 %.

[532] Le Distributeur est d'avis que les 175 heures de préparation pour les procureurs de l'intervenant sont particulièrement élevées, notamment en comparaison avec le nombre d'heures de préparation pour les procureurs de l'intervenant Bitfarms (soit 50 heures), lequel avait des intérêts semblables. Le Distributeur est d'avis que ce nombre d'heures devrait être revu à la baisse.

[533] HIVE souligne que les frais réclamés dans sa demande de paiement de frais sont 31 % en dessous du budget annoncé en décembre 2022 et qu'ils représentent la plus basse somme réclamée parmi les intervenants ayant maintenu leur intervention jusqu'à la fin du dossier. Dans ces circonstances, et considérant les commentaires de la Régie aux paragraphes 79 et 80 de sa décision procédurale D-2023-011, HIVE soumet qu'elle n'avait pas à limiter davantage les frais réclamés dans le présent dossier.

[534] HIVE soumet qu'elle et Bitfarms ont collaboré pour la conduite du dossier, résultant en une répartition des heures de préparation entre les avocats de HIVE et de Bitfarms.

[535] La Régie estime que la contribution de l'intervenant a été utile à ses délibérations et que le montant réclamé est raisonnable. **En conséquence, la Régie lui octroie le montant réclamé de 40 222,53 $.**

PNCW

[536] PNWC réclame des frais de 57 036,46 $. Les frais admissibles sont supérieurs aux frais budgétés de 137 %.

[537] Le Distributeur estime que les frais réclamés par la PNCW sont démesurés par rapport à ceux réclamés par les autres intervenants, dans le contexte où son intervention était circonscrite avec un nombre très limité de sujets à traiter.

[538] La PNCW avance s'être retrouvée à être la seule participante au dossier à défendre une position intermédiaire quant au maintien du bloc réservé pour usage cryptographique En outre elle est la seule à avoir favorisé le maintien de la capacité du Distributeur d'accepter de nouvelles adhésions au TDÉ en insistant sur la vaste marge discrétionnaire que ce tarif offre, afin de le réserver aux seuls clients dont l'activité ferait partie des secteurs stratégiques et prioritaires porteurs de développement économique, comme souhaité par le Gouvernement. Ainsi, la PNCW prétend avoir effectué des recherches poussées afin de fournir à la Régie une vaste quantité d'exemples de cas d'usage cryptographique permettant la récupération de la chaleur à des fins socialement, économiquement et environnementalement utiles.

[539] Le Distributeur souligne que le fait que la PNCW soit la seule intervenante à défendre une position particulière ne peut constituer un argument valable pour justifier les dépassements observés.

[540] La Régie juge que la participation de la PNCW a été utile à ses délibérations. Elle constate cependant que les frais réclamés par l'intervenant sont supérieurs aux frais budgétés de 137 %. La Régie constate que le temps de préparation de l'avocat et de l'analyste est passé de 59 hres à 157,80 hres, soit une augmentation de 167 %. Elle ne souscrit pas à l'argument de l'intervenante qui tente de justifier cet écart par le fait d'être la seule participante au dossier à défendre une position intermédiaire quant au maintien du bloc réservé pour usage cryptographique et à favoriser le maintien de la capacité du Distributeur d'accepter de nouvelles adhésions au TDÉ.

[541] La Régie ne voit aucun changement au cours du dossier qui justifierait une telle inflation dans la demande de paiement de frais en regard du budget initial et à l'instar du Distributeur, juge que le montant réclamé est démesuré en comparaison des autres intervenants. **En conséquence, la Régie juge raisonnable d'octroyer à la PNCW un montant de 29 000,00 $.**

RNCREQ

[542] Le RNCREQ réclame des frais de 97 376,20 $. Les frais admissibles sont inférieurs aux frais budgétés de 23 %.

[543] Le Distributeur est d'avis que les frais réclamés demeurent élevés en regard des sujets traités par le RNCREQ et du cadre d'intervention déterminé par la Régie dans ses décisions procédurales. En particulier, le Distributeur estime élevé le nombre d'heures réclamées pour la participation de l'analyste externe de l'intervenant, plus particulièrement en regard des heures consacrées à la préparation.

[544] Le Distributeur évoque également la décision de la Régie d'accueillir sa demande de radiation sur les sections 3.1, 3.2, 3.6, 3.7, 3.8 et 3.9 du mémoire du RNCREQ, ainsi que ses recommandations 1, 2, 3, 5, 6 et 7, en lien avec le sujet des coûts évités, pour confirmer le cadre d'intervention de l'intervenant.

[545] Le Distributeur est également d'avis que le RNCREQ, contrairement à ce qu'il prétend, n'a pas respecté les instructions de la Régie au paragraphe 68 de sa décision procédurale D-2023-011, qui excluait de refaire le débat sur la méthodologie des coûts évités ni de proposer l'examen d'une nouvelle méthode.

[546] Étant donné la décision de la Régie de radier de façon préliminaire une partie de la pièce C-RNCREQ-0026, le RNCREQ précise que l'analyste externe a pris soin d'isoler dans sa facture les 30 heures de travail qui ont été requises pour préparer les sections ultimement radiées.

[547] L'intervenant invite la Régie à prendre en considération que bien qu'une partie du rapport de l'analyste externe sur les coûts évités ait été radiée, son travail demeure tout de même pertinent et utile, notamment en ce qui a trait à sa présentation.

[548] De façon générale, la Régie estime que la participation du RNCREQ a été relativement utile à ses délibérations. Elle rappelle cependant que dans sa décision D-2023-011, elle avait écarté cinq sujets proposés par l'intervenante et en avait encadré trois autres. En outre, le nombre d'heures de préparation pour ses analyses demeure élevé en comparaison des autres intervenants.

[549] **Compte tenu de ce qui précède, la Régie juge raisonnable d'octroyer a RNCREQ un montant de 88 000,00 $.**

ROEÉ

[550] Le ROEÉ réclame des frais de 58 422,89 $, avant taxes. La Régie évalue les frais admissibles, avec taxes, à 66 943,44 $ afin de corriger les taxes admissibles pour l'avocate et l'analyste de l'intervenant.

[551] Les frais admissibles sont inférieurs aux frais budgétés de 7 %.

[552] La Régie estime que la contribution de l'intervenant a été utile à ses délibérations et que le montant réclamé est raisonnable. **En conséquence, la Régie lui octroie le montant réclamé de 66 943,44 $.**

RTIEÉ

[553] Le RTIEÉ réclame des frais de 77 421,50 $. Les frais admissibles sont inférieurs aux frais budgétés de 19 %.

[554] Le Distributeur est d'avis que les frais réclamés par le RTIEÉ sont élevés considérant notamment que la très grande majorité des questions posées dans sa DDR ont été jugées hors cadre par la Régie, que le nombre de sujets sur lesquels l'intervenant pouvait intervenir était limité et encadré et, finalement, que les recommandations de l'intervenant visent essentiellement à exiger du Distributeur des suivis et des mises à jour.

[555] En réplique aux commentaires du Distributeur, le RTIEÉ fait valoir qu'il a réussi à éviter ce qu'il craignait, à savoir que le Distributeur ne loge ultérieurement des demandes de radiation de preuve comme il en a logé à l'endroit des preuves d'autres intervenants.

[556] Le RTIEÉ souligne qu'il n'a pas réclamé de frais pour le travail accompli à l'occasion de ses demandes préliminaires sauf pour la seule partie qui fut accueillie par la Régie, à savoir le sujet de la planification des ajouts techniques au réseau de distribution de nature à réduire la demande en énergie ou en puissance.

[557] Finalement, le RTIEÉ indique que sa demande de paiement de frais est substantiellement inférieure au budget soumis.

[558] La Régie estime que la participation du RTIEÉ a été partiellement utile à ses délibérations dans la mesure où six des 14 recommandations présentées portaient sur des enjeux de programmes d'efficacité énergétique pour lesquels elle n'a pas de pouvoir d'ordonnance.

[559] La Régie rappelle en outre que dans sa décision D-2023-011, elle avait retenu trois des sept sujets proposés par l'intervenant et en avait encadré deux autres.

[560] **Compte tenu de ce qui précède, la Régie juge raisonnable d'octroyer à RTIEÉ un montant de 50 000,00 $.**

[561] Le tableau suivant résume les frais réclamés par les intervenants et les frais octroyés par la Régie.

TABLEAU 28
FRAIS RÉCLAMÉS ET OCTROYÉS
(AVEC TAXES)

Intervenants	Frais réclamés	Frais octroyés
ACEFQ	9 001,28 $	9 078,40 $
AHQ-ARQ	108 023,00 $	100 000,00 $
AQCIE-CIFQ	68 551,65 $	58 500,00 $
AQPER	5 459,00 $	5 459,00 $
Bitfarms	57 532,71 $	57 532,71 $
FCEI	75 859,50 $	75 859,50 $
GRAME	68 746,86 $	68 746,86 $
HIVE	40 222,53 $	40 222,53 $
PNCW	57 036,46 $	29 000,00 $
RNCREQ	97 376,20 $	88 000,00 $
ROEÉ	66 923,20 $	66 943,44 $
RTIEÉ	77 421,50 $	50 000,00 $
Total	**732 153,89 $**	**649 342,44 $**

[562] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

PREND ACTE de la prévision de la demande déposée par le Distributeur pour le réseau intégré;

PREND ACTE des bilans révisés en puissance et en énergie déposés par le Distributeur et lui demande de les mettre à jour en fonction des informations les plus contemporaines à sa disposition au moment du dépôt de sa preuve en phase 2;

APPROUVE la demande du Distributeur de ramener à zéro la quantité associée au solde du Bloc réservé prévu pour l'alimentation des Clients CB;

REJETTE la demande du Distributeur de mettre fin à la réattribution des quantités détenues actuellement par les clients retenus au terme de l'A/P 2019-01. Ainsi, la Régie maintient un Bloc réservé de 32,6 MW pour la clientèle CB;

DEMANDE au Distributeur de déposer le texte modifié des Conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs conforme aux exigences contenues dans la présente décision, pour approbation, dans leur version française et anglaise, au plus tard le 4 octobre 2023, à 12 h;

APPROUVE la demande du Distributeur lui permettant de cesser d'accepter toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ;

PREND ACTE de la prévision de la demande déposée par le Distributeur pour les réseaux autonomes;

APPROUVE le plan d'action du Distributeur ainsi que ses orientations relatives à la conversion des réseaux autonomes;

ACCUEILLE la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur à l'égard de la pièce B-0010, caviardée à la pièce B-0009, et **INTERDIT** la divulgation, la publication ou la diffusion des renseignements qu'elle contient, jusqu'au 16 novembre 2025;

ACCUEILLE la demande d'ordonnance de traitement confidentiel de Bitfarms à l'égard de la pièce C-Bitfarms-0073, caviardée à la pièce C-Bitfarms-0075, et **INTERDIT** la divulgation, la publication ou la diffusion des renseignements qu'elle contient, sans restriction quant à la durée;

OCTROIE aux intervenants les montants indiqués dans la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les montants octroyés par la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à tous les éléments décisionnels de la présente décision.

Jocelin Dumas
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Pierre Dupont
Régisseur

ENTENTE DE RACCORDEMENT
EN MOYENNE TENSION

intervenue à Montréal, province de Québec.

ENTRE : **ÉNERGIE FLUMEN INC.**, personne morale légalement constituée, domiciliée au 2009, 1er Rang, dans la ville de Saint-Antonin, province de Québec, G0L 2J0,

(ci-après désignée le « **Requérant** »),

ET : **HYDRO-QUÉBEC**, personne morale de droit public constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, Montréal (Québec), H2Z 1A4, dans ses activités de distribution d'électricité,

(ci-après désignée « **Hydro-Québec** »),

(le Requérant et Hydro-Québec étant ci-après désignés collectivement les « **Parties** » ou individuellement une « **Partie** »)

ATTENDU QUE :

A. suite à l'appel de propositions A/P 2019-01 d'Hydro-Québec visant l'attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie associée en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, la soumission du Requérant a été retenue par Hydro-Québec ;

B. le Requérant a demandé à Hydro-Québec le raccordement d'une nouvelle installation électrique, pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ;

C. l'appel de puissance prévu pour l'Installation électrique est de 17 500 kW et que la puissance disponible prévue est de 18 421 kVA ;

D. la tension d'alimentation prévue est de 25 kV;

E. l'Installation électrique sera permanente et que le Requérant convient avec Hydro-Québec de mettre la charge électrique sous tension à la Date prévue de mise sous tension initiale;

PRÉLIMINAIRE

F. la demande en électricité est en croissance au Québec ce qui entraîne notamment des modifications au réseau d'électricité d'Hydro-Québec ainsi que des besoins soutenus en énergie et en puissance additionnelle;

G. Hydro-Québec devra notamment prendre des engagements auprès de producteurs d'électricité pour approvisionner en électricité le Projet d'affaires du Requérant à la hauteur de la puissance demandée par celui-ci;

H. le Requérant a fourni une prévision précise de sa consommation d'électricité en énergie et en puissance, au meilleur de sa connaissance, afin qu'Hydro-Québec puisse planifier ses approvisionnements en électricité requis pour répondre à ces besoins et à ceux de l'ensemble de sa clientèle;

I. en contrepartie des engagements du Requérant dont celui de payer tous les coûts des travaux indiqués à la présente Entente, Hydro-Québec accepte de prolonger ou modifier son réseau de distribution d'électricité;

EN CONSÉQUENCE, LES PARTIES CONVIENNENT DE CE QUI SUIT :

1 DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION

1.1 Lorsqu'ils sont employés dans la présente *Entente* et ses annexes, les mots et expressions suivants ont, à moins d'incompatibilité avec le contexte, la signification suivante :

a) « **Abandon** » signifie l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 14;

b) « **Abonnement** » signifie tout contrat conclu entre le Requérant et Hydro-Québec pour le service d'électricité fourni à un lieu de consommation, lequel est défini comme étant tout endroit en aval du point de raccordement desservi par Hydro-Québec. « Service d'électricité » signifie la mise et le maintien sous tension du point de raccordement, qu'il y ait ou non utilisation de l'électricité;

c) « **Chaîne de blocs** » signifie une base de données distribuée et sécurisée, dans laquelle sont stockées chronologiquement, sous forme de blocs liés les uns aux autres, les transactions successives effectuées entre ses utilisateurs depuis sa création, selon ses variantes actuelles et futures ;

d) « **Conditions de service** » signifie les Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité fixées par la Régie de l'énergie en vigueur au moment où elles s'appliquent;

e) « **Date prévue de mise sous tension initiale** » signifie la date à laquelle les Parties prévoient mettre sous tension la nouvelle charge électrique, sous réserve des conditions prévues aux présentes;

f) « **Distributeur** » signifie Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;

PRÉLIMINAIRE

g) « **Entente** » signifie la présente entente et les expressions « des présentes », « aux présentes », « en vertu des présentes », « par les présentes » et autres expressions du même genre, réfèrent à cette entente dans son ensemble et non à un article, paragraphe ou alinéa particulier;

h) « **Entente d'avant-projet** » signifie l'entente d'avant-projet intervenue entre les Parties le 30 octobre 2020 pour le *Projet d'affaires*;

i) « **Frais de report** » signifie les frais décrits à l'article 13.1;

j) « **Installation électrique** » signifie l'installation électrique du Requérant située au 90, rue du Parc Industriel à Matane, (coordonnées géographiques du point de raccordement : Latitude. N 48º50'13,2" Longitude. O 67º32'54.6");

k) « **Période de consommation** » signifie une période au cours de laquelle l'électricité est livrée au Requérant et qui est comprise entre les deux (2) dates utilisées par Hydro-Québec dans le calcul de la facture ;

l) « **Projet d'affaires** » signifie le projet du Requérant qui consiste à raccorder une nouvelle *Installation électrique* pour un *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*;

m) « **Service de base** » signifie le service offert par Hydro-Québec pour répondre à la demande d'alimentation du Requérant selon la solution technique la moins coûteuse déterminée par Hydro-Québec et sur lequel l'allocation s'applique;

n) « **Solution retenue** » signifie les modalités d'alimentation de l'Installation électrique décrites à l'article 2.2;

o) « **Service non ferme** » a le sens qui lui est donné à l'article 5 ;

p) « **Tarifs** » signifie les Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité approuvés par la Régie de l'énergie en vigueur au moment où ils s'appliquent.

q) « **Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs »** signifie un usage de l'électricité pour l'exploitation d'équipements informatiques aux fins de calculs cryptographiques permettant notamment de valider les transactions successives effectuées entre utilisateurs de *Chaîne de blocs.* Un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs vise le minage ou le maintien d'un réseau de cryptomonnaie contre rémunération;

1.2 Le préambule et les annexes suivantes font partie intégrante de l'*Entente* :

Annexe 1 : Analyse énergétique (sera annexée à la suite de la signature de cette Entente selon les modalités des présentes);

Annexe 2 : Sommaire des données;

Annexe 3 : Modèle de liste de contacts - demandes d'effacement;

PRÉLIMINAIRE

Annexe 4 : Exigences techniques;

2 OBJET DE L'*ENTENTE* ET SOLUTION RETENUE

2.1 L'*Entente* vise à définir les engagements des Parties pour répondre à la demande d'alimentation du Requérant.

2.2 Pour répondre à cette demande d'alimentation, la *Solution retenue* par les Parties consiste à ajouter une section de 12 mètres de ligne à partir de la ligne MAT-236 d'Hydro-Québec, à installer deux liaisons aérosouterraines avec interrupteurs pour permettre, lorsque possible selon la capacité d'Hydro-Québec, le transfert sur la ligne de relève MAT-235 et démanteler une section de ligne rendue inutile.

2.3 Le Requérant déclare, au meilleur de sa connaissance, que sa demande d'alimentation représente fidèlement les besoins en électricité et en puissance de son *Projet d'affaires* et s'engage à aviser promptement Hydro-Québec par écrit de tout changement à ses besoins.

3 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

3.1 Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec pour approbation une analyse énergétique visant des mesures d'efficacité énergétique et un usage énergétique significatif de la consommation d'électricité du *Projet d'affaires*. Un usage énergétique significatif est un mode ou un type d'utilisation de l'énergie (par exemple, procédé, équipement, chaîne de production ou système auxiliaire) qui représente une part importante de la consommation d'énergie électrique ou qui offre un potentiel considérable d'amélioration de la performance énergétique en matière d'électricité.

3.2 L'analyse énergétique doit minimalement comprendre les éléments suivants :

3.2.1 la description des équipements, des procédés ou des systèmes visé par l'analyse énergétique;

3.2.2 pour les différents scénarios proposés, une description des mesures d'efficacité énergétique déterminées ainsi que des équipements, des procédés, des systèmes du bâtiment (existant ou bâtiment de référence dans le cas d'une nouvelle construction);

3.2.3 les coûts d'investissement des différentes options analysées;

3.2.4 les économies d'énergie et financières (facture d'énergie);

3.2.5 les analyses de rentabilité des mesures d'efficacité énergétique (PRI, TRI ou VAN, etc.); et

3.2.6 les recommandations.

3.3 Dans les 30 jours de sa réception, Hydro-Québec approuve par écrit l'analyse énergétique si celle-ci est conforme aux exigences ou demande au Requérant de corriger l'analyse énergétique dans le délai qu'elle lui indique.

PRÉLIMINAIRE

3.4 Le Requérant devra implanter les mesures d'efficacité énergétique convenues avec Hydro-Québec avant que cette dernière procède à la mise sous tension de la nouvelle charge électrique selon les modalités convenues avec Hydro-Québec.

3.5 L'analyse énergétique approuvée sera ajoutée à l'Annexe 1 de l'*Entente*.

4 TARIFS APPLICABLES

4.1 À compter de la date de mise sous tension initiale, le prix des composantes énergie et puissance pour tout *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* correspond aux prix du tarif prévus à la sous-section 1.1 du chapitre 7 des *Tarifs*.

5 SERVICE NON FERME

5.1 Le service offert pour l'*Abonnement* du Requérant est un *Service non ferme*.

5.2 Moyennant un préavis d'un minimum de deux (2) heures donné par Hydro-Québec au Requérant indiquant la date et l'heure du début et de la fin de toute limitation de puissance, le Requérant s'engage à ce que la puissance maximale appelée de l'*Abonnement* ne dépasse pas 5 % de la valeur maximale enregistrée au cours d'une période de consommation comprise dans les 12 *Périodes de consommation* consécutives précédentes. Les limitations de puissance (demandes d'effacement) peuvent couvrir un maximum de 300 heures par année tarifaire, soit du 1er avril d'une année civile au 31 mars inclusivement de l'année suivante, sans autre restriction quant au nombre ou à la durée de chaque limitation de puissance et sans compensation.

5.3 Hydro-Québec transmettra son préavis par téléphone, par courriel et SMS automatisés aux adresses courriel et numéros de cellulaire des responsables fournis par le Requérant à sa liste de contacts, et par appels automatisés aux numéros de téléphone indiqués à sa liste de contacts. Un modèle de liste de contacts est joint à l'Annexe 3.

5.4 Le préavis donné par courriel, SMS automatisés ou par appels automatisés sera réputé avoir été validement donné par Hydro-Québec. Si aucun responsable ne peut être joint, le Requérant sera réputé avoir refusé de limiter sa consommation pendant la période de restriction visée.

5.5 Au plus tard à la date de signature de l'*Entente*, le Requérant doit fournir sa liste de contacts. Il doit la mettre à jour annuellement ou dès que requis en transmettant une nouvelle liste de contacts indiquant clairement les modifications apportées lesquelles entreront en vigueur sept (7) jours suivant la transmission de la liste.

5.6 Si le Requérant consomme de l'électricité pendant une période visée par une demande d'effacement, toute la consommation d'électricité au-delà de ce seuil de 5 % durant cette période lui est facturée au prix en vigueur au moment où il s'applique prévu aux *Tarifs*.

PRÉLIMINAIRE

6 MESURAGE

6.1 En tout temps, *l'Installation électrique* pour l'*Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* doit faire l'objet d'un *Abonnement* distinct, d'un mesurage distinct et d'une facturation distincte.

7 DATE PRÉVUE DE MISE SOUS TENSION INITIALE

7.1 Conditionnellement au respect de l'article 3.4 par le Requérant, la *Date prévue de mise sous tension initiale* est le 29 mars 2024. Cette date peut être reportée par Hydro-Québec compte tenu notamment des autorisations, ordonnances ou restrictions émises par toute autorité gouvernementale, municipale ou judiciaire, des travaux à être réalisés par la Commission des services électriques de Montréal (si applicable), des restrictions sur les réseaux civil et électrique, de l'interférence de tiers dans la réalisation des travaux et des conditions climatiques.

7.2 Afin de ne pas retarder les travaux d'Hydro-Québec, le Requérant fournira promptement à Hydro-Québec tout intrant que cette dernière requière ou qui serait utile en lien avec la *Solution retenue*.

7.3 Hydro-Québec ne peut être tenue responsable pour tous dommages ou inconvénients résultant d'un report de la *Date prévue de mise sous tension initiale*.

8 DESCRIPTION ET COÛTS DES TRAVAUX

8.1 Le coût des travaux de la *Solution retenue* est estimé à 149 210 $. Le Requérant doit payer à Hydro-Québec le coût de ceux-ci lequel n'est pas remboursable par Hydro-Québec. Ce paiement est dû avant le début des travaux, dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. Aucun *Service de base* ne s'applique à la *Solution retenue*.

8.2 Tout coût estimé des travaux sera révisé par Hydro-Québec au coût réel à la fin des travaux ou en cas d'*Abandon*. Le coût réel des travaux est obtenu en ajoutant les frais financiers à la valeur des dépenses courues et engagées (sauf sur la portion payée d'avance par le Requérant), depuis le début de l'avant-projet jusqu'à la *Date prévue de mise sous tension initiale* ou la date d'*Abandon*. Le coût est calculé selon le coût complet établi par le *Distributeur* conformément aux dispositions du chapitre 9 des *Conditions de service* et comprend, entre autres, le coût de l'avant-projet, des démarches en lien avec l'obtention des autorisations gouvernementales ou municipales, des travaux de modification et/ou d'ajout de ligne et de poste incluant le déboisement, les ouvrages civils ainsi que tout droit de servitude requis par Hydro-Québec, des travaux d'intégration de la charge, des travaux relatifs à une option, des contributions financières ou montants versés au milieu le cas échéant, y compris dans le cadre de processus de consultation ou d'accommodement de communautés autochtones et d'ententes sur les répercussions et les avantages avec ces communautés, des mesures

PRÉLIMINAIRE

d'atténuations environnementales, du démantèlement des installations qui ne seront plus requises à la fin de l'alimentation et de la remise en état du site.

9 CONTRIBUTION DU REQUÉRANT ET PAIEMENT

9.1 En date des présentes, le montant de la contribution du Requérant au coût des travaux est de 134 805 $ (149 210 $ - 14 405 $), dont le détail est présenté au *Sommaire des données* joint à l'Annexe 2 des présentes.

9.2 Le paiement au montant de 14 405 $ versé par le Requérant à l'*Entente d'avant-projet* a été appliqué en réduction de la contribution.

9.3 Le Requérant doit payer à Hydro-Québec le montant de la contribution indiqué à l'article 9.1 dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec émise après la signature des présentes. La réception par Hydro-Québec de ce montant est une condition préalable au début de ses travaux.

9.4 La contribution sera révisée dès que la valeur des dépenses courues et engagées excède celle-ci. La contribution sera également révisée de façon à refléter le coût réel des travaux établi selon l'article 8.2.

10 FRAIS D'ADMINISTRATION ET INTERRUPTION

10.1 Le Requérant s'engage à payer toute facture émise par Hydro-Québec en vertu de la présente *Entente* dans un délai de 30 jours de la date de la facture. Tout montant impayé à l'échéance d'une facture entraîne des frais d'administration sur ce montant, au taux applicable à la date d'échéance de la facture et calculé conformément aux « frais d'administration applicables à la facturation par Hydro-Québec » prévus aux *Conditions de service*.

10.2 En cas défaut de paiement de toute facture émise par Hydro-Québec, celle-ci peut interrompre le service d'électricité de l'*Installation électrique* selon les modalités prévues aux *Conditions de service*.

11 PROPRIÉTÉ

11.1 Hydro-Québec demeure propriétaire des installations et équipements en amont de tout point de raccordement et des plans, devis, dessins et autres études qu'elle a réalisés ou fait réaliser pour répondre à la demande d'alimentation, même si le Requérant a contribué au coût de ceux-ci. Hydro-Québec demeure également propriétaire de l'appareillage de mesure installé en aval de tout point de raccordement. Le point de raccordement représente le point où le branchement d'Hydro-Québec et le branchement de l'*Installation électrique* se rencontrent. S'il n'y a pas de branchement d'Hydro-Québec, le point de raccordement correspond au point de branchement sur la ligne.

PRÉLIMINAIRE

12 AUTORISATIONS PRÉALABLES

12.1 La réalisation des travaux d'Hydro-Québec visés par la présente *Entente* est subordonnée à l'obtention préalable de toutes les autorisations que doit obtenir Hydro-Québec, notamment celles de la Régie de l'énergie relatives au projet d'investissement d'Hydro-Québec, le cas échéant.

13 SUSPENSION ET REPORT

13.1 Le Requérant peut demander par écrit à Hydro-Québec de suspendre ses travaux et de les reporter à condition: i) que le report soit pour une seule période n'excédant pas 12 mois, ii) que les Parties conviennent d'une nouvelle *Date prévue de mise sous tension initiale* et iii) que le Requérant paye à Hydro-Québec, au début de la période de report, une estimation des *Frais de report* déterminés comme suit :

13.1.1 Les frais financiers, calculés sur la période de report, établis selon le taux du *Distributeur* autorisé par la Régie de l'énergie alors en vigueur, appliqués sur la valeur des dépenses courues et engagées par Hydro-Québec depuis le début de l'avant-projet jusqu'à la reprise des travaux; et

13.1.2 Tout autre coût et pénalité découlant le cas échéant de la suspension des travaux et de la reprise à une date ultérieure, y inclus le coût des travaux de conservation des ouvrages réalisés.

13.2 Le Requérant doit payer le montant de l'estimation des *Frais de report* dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. À la fin de la période de report, Hydro-Québec révisera les *Frais de report* au coût réel et émettra, le cas échéant, une facture. Tout solde dû par le Requérant devra alors être payé dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec et tout montant payé en trop par le Requérant lui sera remboursé, le cas échéant.

13.3 Les *Frais de report* ne sont pas remboursables par Hydro-Québec.

13.4 Hydro-Québec maintiendra la *Solution retenue* pour la période de report convenue. Le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation à l'expiration de cette période.

13.5 Malgré ce qui précède, si une demande d'alimentation d'un tiers interfère avec celle du Requérant durant la période de report, Hydro-Québec en avisera par écrit le Requérant qui devra confirmer par écrit à Hydro-Québec l'une des trois options suivantes dans un délai de 30 jours de cet avis d'Hydro-Québec :

13.5.1 Mettre fin à la suspension des travaux pour permettre à Hydro-Québec d'achever ceux-ci selon la *Solution retenue*; ou

13.5.2 Abandonner sa demande d'alimentation; ou

13.5.3 Maintenir la suspension des travaux, auquel cas la *Solution retenue* devient automatiquement caduque. En pareil cas, les Parties tenteront de

PRÉLIMINAIRE

s'entendre sur une nouvelle solution d'alimentation dans un délai de 120 jours. À défaut d'entente, le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation à l'expiration de ce délai de 120 jours.

13.6 Si le Requérant n'avise pas Hydro-Québec selon les modalités prévues à l'article 13.5, le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation.

13.7 Si à la date prévue du début des travaux d'Hydro-Québec, le Requérant n'a pas obtenu les autorisations pour réaliser son *Projet d'affaires,* Hydro-Québec avisera le Requérant par écrit que sa demande d'alimentation est réputée faire l'objet d'une demande de report, auquel cas les modalités du présent article s'appliqueront.

14 ABANDON

14.1 Il y a *Abandon* dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

14.1.1 Lorsque le Requérant avise par écrit Hydro-Québec qu'il abandonne sa demande d'alimentation; ou

14.1.2 Lorsque le Requérant est en défaut relativement à une de ses obligations prévues aux articles 3.4 et 9 et qu'il ne remédie pas à ce défaut au plus tard 30 jours après en avoir été avisé par écrit par Hydro-Québec; ou

14.1.3 Lorsque le Requérant avise Hydro-Québec qu'il modifie sa demande, il y a *Abandon* pour la partie des travaux qui avait été initialement prévue et qui ne servira pas à la demande d'alimentation modifiée; ou

14.1.4 Dans les cas prévus aux articles 13.4,13.5.2,13.5.3 et 13.6; ou

14.1.5 Lorsque le Requérant fait cession de ses biens au bénéfice de l'ensemble de ses créanciers, dépose un avis d'intention de faire une proposition ou une proposition au sens de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité (*L.R.C., c. 1985, ch. B-3); ou

14.1.6 Lorsque le Requérant nomme, consent à ou approuve la nomination d'un syndic, d'un séquestre ou d'un liquidateur relativement au Requérant ou à ses biens; ou

14.1.7 Lorsqu'une procédure judiciaire relative au Requérant ou à ses biens est entreprise en vertu d'une loi relative à l'insolvabilité; ou

14.1.8 Lorsqu'une ordonnance initiale est demandée en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies (*L.R.C., ch. C-36) relativement au Requérant ou à ses biens; ou

14.1.9 Lorsque les autorisations préalables visées à l'article 12.1 ne sont pas émises en faveur d'Hydro-Québec.

14.2 En cas d'*Abandon*, celui-ci doit payer à Hydro-Québec un montant en dédommagement comprenant :

PRÉLIMINAIRE

1° Le coût réel des travaux, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par Hydro-Québec, y compris la main-d'œuvre, les achats et les contrats de services ; et
2° Les compensations à payer découlant de la résiliation de tout contrat relatif à la demande du Requérant ; et
3° Le coût des travaux requis en raison de l'*Abandon* de la demande d'alimentation ; et
4° Le coût du démantèlement des installations et la remise en état du site, le cas échéant ; et
5° Le coût de démobilisation et de remise en état du site, le cas échéant, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par Hydro-Québec ; et
6° Toute autre dépense courue et engagée ; et
7° Les frais financiers capitalisés.

14.3 Le montant de dédommagement prévu à l'article 14.2, basé sur l'estimation des coûts relatifs à l'*Abandon,* doit être payé dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. Après révision par Hydro-Québec selon le coût réel encouru suite à l'*Abandon*, tout solde dû par le Requérant doit alors être payé par celui-ci dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec et tout montant payé en trop par le Requérant lui sera remboursé, le cas échéant.

15 RÉVISION DE COÛTS

15.1 Lorsqu'Hydro-Québec doit réviser tout coût en vertu de l'*Entente,* elle transmet au Requérant un écrit au moins 15 jours avant l'émission de la facture qui en découle, le cas échéant.

16 EXIGENCES TECHNIQUES

16.1 Le Requérant déclare avoir pris connaissance de la Norme F.22-01 – *Mesurage de l'électricité en moyenne tension et en haute tension* et s'engage à la respecter. Celle-ci est disponible à l'adresse internet indiquée à l'Annexe 4.

16.2 Le Requérant déclare avoir pris connaissance des Normes C.22-03, C.25-01 et E.21-12, ainsi que des *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec* et s'engage à s'y conformer. Celles-ci sont disponibles aux adresses internet indiquées à l'Annexe 4.

16.3 Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec, pour approbation, les études qui démontrent qu'il respecte les exigences techniques prévues à l'article 16.2.

PRÉLIMINAIRE

17 TAXES

17.1 Les valeurs indiquées pour les prix, paiements, frais, ou autres montants indiqués à l'*Entente* n'incluent aucune taxe de vente lesquelles taxes devront être ajoutées lorsqu'applicables.

17.2 Toutefois, dans l'éventualité où un montant, peut devenir payable ou devient payable par le Requérant en vertu de la présente *Entente* et qu'il n'est pas taxable en vertu des dispositions générales des régimes fiscaux mais est plutôt réputé inclure la taxe sur les produits et services (« TPS ») et la taxe de vente du Québec (« TVQ »), conformément à des dispositions particulières de la *Loi sur la taxe d'accise* et de la *Loi sur la taxe de vente du Québec*, alors ledit montant devra être majoré pour prendre en considération toute taxe réputée incluse dans un tel paiement, en vertu des dispositions particulières, de telle sorte qu'Hydro-Québec se retrouve avec un montant net équivalent à celui auquel elle aurait eu droit n'eut été de ces dispositions fiscales particulières.

18 DISPOSITIONS GÉNÉRALES

18.1 ***Loi applicable et élection de domicile.*** L'*Entente* est régie par les lois et règlements applicables dans la province de Québec. Toute réclamation ou poursuite relative à la présente *Entente* doit être intentée et poursuivie exclusivement devant les tribunaux de la province de Québec, dans le district judiciaire de Montréal, y compris le recours en appel.

18.2 ***Modification à l'Entente.*** Toute modification à l'*Entente* ne prend effet que lorsqu'elle a été constatée dans un écrit signé par les Parties.

18.3 ***Titres et sous-titres.*** Les titres et sous-titres des articles, paragraphes et alinéas de l'*Entente* y ont été insérés uniquement pour en faciliter la lecture et ne doivent pas servir à son interprétation.

18.4 ***Successeurs.*** L'*Entente* lie les Parties de même que leurs successeurs et ayants droit.

18.5 ***Signature***. Chaque Partie peut apposer une signature manuscrite, numérique ou électronique sur le même exemplaire de l'*Entente* ou sur des exemplaires distincts. Dans ce dernier cas, chacun de ces exemplaires signés constituera un original. La livraison électronique de tels exemplaires signés sera aussi valide que la livraison d'un exemplaire signé de façon manuscrite. Tous les exemplaires assemblés et échangés entre les Parties formeront un seul et même document signé.

18.6 ***Non renonciation.*** Le manquement ou le retard de l'une ou l'autre des Parties à exercer un droit prévu à l'*Entente* ne constitue pas une renonciation à un tel droit, et aucune des Parties ne sera empêchée d'exercer ultérieurement un droit qu'elle n'aurait pas antérieurement exercé, en tout ou en partie.

PRÉLIMINAIRE

19 COMMUNICATIONS

19.1 Tout avis ou toute facture doit, sauf si autrement spécifié, être donné par écrit par la livraison à son destinataire, soit de main à main, soit par courrier ou courriel, aux personnes et coordonnées indiqués ci-dessous.

LE REQUÉRANT :

À l'attention de :

Brian McDougall
Président
16, rue Émilie-Gamelin
Rivière-du-Loup (Québec) G5R 5L8
Téléphone : 418-894-0193
Courriel : brianwmcd@hotmail.com

HYDRO-QUÉBEC :

À l'attention de :

Liana Adornato
Déléguée commerciale
Complexe Desjardins, tour Est, 18e étage
C. P. 10000, succursale place Desjardins
Montréal (Québec) H5B 1H7
Téléphone : 514-757-8146
Courriel : adornato.liana@hydroquebec.com

19.2 Une Partie peut modifier le nom de la personne la représentant et ses coordonnées en transmettant à l'autre Partie un avis écrit à cet effet. La modification entre en vigueur le 15e jour suivant la réception de l'avis écrit ou à la date convenue entre les Parties.

20 AVIS DE MODIFICATION DE DÉNOMINATION SOCIALE ET DE CHANGEMENT DE CONTRÔLE

20.1 Le Requérant ne peut, sans le consentement préalable écrit d'Hydro-Québec, modifier sa dénomination sociale, céder ou transférer une partie ou la totalité de ses droits et obligations précisés à l'*Entente*, ou modifier notamment le changement de contrôle résultant d'une vente d'actifs et/ou d'actions, d'une fusion, acquisition ou autre transaction du même genre. Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec toute information sur la modification lui permettant d'évaluer le niveau de risque de crédit et de fixer les exigences applicables en vue de cette modification et l'amendement de la présente *Entente*.

20.2 Le présent article n'affecte pas les droits d'Hydro-Québec en vertu de l'article 18.4 de l'*Entente.*

PRÉLIMINAIRE

21 FORCE MAJEURE

21.1 L'expression « force majeure » dans l'*Entente* signifie tout événement imprévisible, irrésistible et indépendant de la volonté d'une Partie, qui retarde, interrompt ou empêche l'exécution totale ou partielle par cette Partie de toutes ou partie de ses obligations en vertu de l'*Entente*. Sans restreindre la portée de ce qui précède, l'un ou l'autre des événements suivants constitue un cas de force majeure : guerre, émeute, vandalisme, intervention non sollicitée de tiers, rébellion, foudre, tremblement de terre, grève, inondation, incendie et explosion. La Partie invoquant un cas de force majeure doit en donner avis sans délai à l'autre Partie et indiquer dans cet avis, le plus précisément possible, l'effet de cette force majeure sur sa capacité d'exécuter ses obligations prévues à l'*Entente.*

21.2 La Partie invoquant un cas de force majeure voit ses obligations suspendues seulement dans la mesure où elle est dans l'incapacité d'agir et en autant qu'elle agisse avec diligence afin d'éliminer ou de corriger les effets de cette force majeure. Cependant le règlement d'une grève est laissé à l'entière discrétion de la Partie qui fait face à cette difficulté. Tout cas de force majeure est toutefois sans effet sur l'obligation de payer une somme d'argent qui est due.

21.3 Lorsque l'*Entente* établit une date d'échéance pour la réalisation d'une obligation et que cette date ne peut être respectée en raison d'une force majeure, cette date est reportée d'une période équivalente à celle pendant laquelle la Partie affectée par le cas de force majeure a été dans l'incapacité d'agir.

21.4 Sous réserve de l'avis prévu au premier paragraphe du présent article et nonobstant toute autre disposition de l'*Entente*, l'inexécution d'une obligation en raison d'un cas de force majeure ne constitue pas un cas de défaut de la Partie invoquant le cas de force majeure en vertu des présentes et n'entraîne pas de dommages-intérêts, ni de recours en exécution de l'obligation même ou de quelque autre nature que ce soit.

22 DURÉE

22.1 L'*Entente* entre en vigueur à la date de sa signature par Hydro-Québec.

22.2 Elle se termine à la première des éventualités ci-après décrites, après le paiement des sommes dues par le Requérant en vertu de l'*Entente* :

22.2.1 lorsque l'*Abonnement* prend fin; ou

22.2.2 lors d'un *Abandon*.

[LA PAGE SUIVANTE EST CELLE DES SIGNATURES]

PRÉLIMINAIRE

En foi de quoi, les Parties, représentées par une personne dûment autorisée, ont signé l'*Entente* aux dates indiquées ci-après.

LE REQUÉRANT

par :

_____

Brian McDougall

Président

Date :

HYDRO-QUÉBEC

par :

_____

Geneviève Fournier

Vice-présidente – Marketing et expérience client

Date :

PRÉLIMINAIRE

ANNEXE 1

Analyse énergétique (sera annexée à la suite de la signature de cette Entente selon les modalités des présentes)

PRÉLIMINAIRE

ANNEXE 2
Sommaire des données

DONNÉES DU PROJET		Unité
Appel de puissance prévu	**17 500**	kW
Puissance disponible prévue	**18 421**	kVA
Date prévue de mise sous tension initiale	29 mars 2024	
Coût des travaux	149 210	$
Contribution du Requérant	149 210	$
Paiement versé à l'*Entente d'avant-projet*	14 405	$
Versement exigible suivant signature de l'Entente	134 805	$
Taxes	20 187	$
Versement exigible suivant signature de l'Entente *incluant taxes*	**154 992**	$

PRÉLIM

ANNEXE 3

Modèle de liste de contacts - demandes d'effacement

Nom, Prénom : **McDougall, Brian**

Fonction : **Président**

Ordre de rappel : **1**

Téléphone + ext : **418-894-0193**

Téléphone pour recevoir SMS : **418-894-0193**

Adresse courriel : **brianwmcd@hotmail.com**

PRÉLIMINAIRE

ANNEXE 4

Exigences techniques

1) **Norme F.22-01** : *Mesurage de l'électricité en moyenne et en haute tension*.
https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/norme-f22-01-edition-4.pdf ;

2) **Norme C.22-03** : *Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC*.
https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/raccordement-reseau/c22-03-a1.pdf

3) **Norme C.25-01** : *Exigences techniques relatives au raccordement de charges déformantes au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC*.
https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/raccordement-reseau/c2501-a1.pdf;

4) **Norme E.21-12** (3e édition) – *Service d'électricité en moyenne tension*
http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/livre-rouge.pdf

5) *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec*
https://www.hydroquebec.com/data/affaires/pdf/qualite-tension-fr.pdf

PRÉLIMINAIRE

Entente de raccordement en moyenne tension - Énergie Flumen

Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>

Thu 2023-07-06 4:21 PM

To:Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>

1 attachments (113 KB)

2023-07-06 Entente de raccordement MT_Energie Flumen.docx;

Monsieur McDougall,

Bien vouloir trouver en pièce jointe pour votre validation l'*Entente de raccordement en moyenne tension*. Une fois que vous aurez confirmé votre accord, je vous enverrai une version PDF pour votre signature.

Pour obtenir de plus amples informations concernant le volet *Analyse énergétique* de notre programme *Solution efficaces* (article 3 de l'entente), voici un lien vers le *Guide de participation*.

Merci et salutations,

Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale
Développement des affaires et grandes entreprises III
Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

10 Decembre 2023

Objet : Lettre d'intention pour la collaboration entre Groupe GDS, Flumen Énergie, et First Block

Madame, Monsieur,

Nous, les soussignés, représentants de Groupe GDS, Flumen Énergie, et First Block, par la présente exprimons notre intention commune de collaborer dans un projet innovant de récupération de chaleur.

Groupe GDS, spécialisé dans le séchage de bois, reconnaît le potentiel d'une collaboration avec Flumen Énergie et First Block pour optimiser ses besoins en chaleur élevée. Nous sommes convaincus que l'utilisation de la chaleur générée par les centres de données de Flumen Énergie, en partenariat avec l'expertise en énergies renouvelables de First Block, peut mener à une solution efficace et durable pour notre processus de séchage.

Nous envisageons de travailler ensemble dans les prochaines semaines pour évaluer précisément la quantité de chaleur nécessaire à nos opérations et pour définir les modalités d'une entente commerciale. Cette collaboration représente une opportunité unique de combiner nos expertises respectives dans le but d'améliorer l'efficacité énergétique et de promouvoir une démarche plus écologique dans nos activités.

Cette lettre d'intention n'est pas un contrat et ne crée pas d'obligations juridiques pour aucune des parties. Elle sert uniquement à exprimer un intérêt commun et à définir un cadre de travail pour nos discussions futures.

Nous sommes impatients de débuter cette collaboration et d'explorer toutes les potentialités qu'elle offre.

Veuillez agréer, Madame, Monsieur, l'expression de nos salutations distinguées.

[Signature du représentant de Groupe GDS]

2023-12-11

[Signature du représentant de Flumen Énergie]

Brian McDougall déc. 10 2023

[Signature du représentant de First Block]

Gabriel Angeli déc. 10 2023

Flumen

Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>

Fri 2023-12-15 12:07 PM

To:Liana Adornato <adornato.liana@hydroquebec.com>
Cc:Dejean, Christian <dejean.christian@hydroquebec.com>;Gabriel Angeli <gabriel@firstblock.com>

7 attachments (13 MB)

Matane- Projection Ramp-Up 17.5mw.xlsx.pdf; 2018-02-28 Lettre HQ Winston Hydro - Blockchain.pdf; Scanned from a Xerox Multifunction Printer.pdf; Lettre_intention_MDougall-Sep2023.pdf; 223160 Étude de faisabilité - Centrale Saint-Antonin v0 _En cours.docx; IMG_3957.jpg; IMG_4474.jpg;

Bonjour Madame Adornato,

Pour faire suite au contrat de raccordement version projet du 6 juillet, 2023, nous aimerions vous donner officiellement le feu vert concernant les travaux de raccordement d'Hydro-Québec. La date mentionée au contrat du 29 mars nous convient tout à fait. De plus, vous pouvez voir la proposition de 'ramp up' en pièce jointe.

S'il-vous-plait, envoyez-nous le contrat de raccordement version finale pour que nous puissions vous faire parvenir le contrat signé ainsi qu'en annexe l'étude d'efficacité énergétique préliminaire du projet.

Concernant la mise sous tension, celle-ci pourrait se faire comme suit : 5 mégawatts le 1er septembre 2024, 5 mégawatts le 1er octobre, 2024, 5 mégawatts le 1er novembre, 2024, et enfin le dernier 2.5 mégawatts le 1er décembre, 2024. Ce scénario est bien évidement dans l'optique ou il n'y a pas de décallage dans les travaux et la mise sous tension pourrait même être fait avant cela au besoin.

Aussi, nous sommes très heureux de vous confirmer que nous avons eu le feu vert de la ville de Matane concernant le projet. Ceux-ci supporte grandement le projet considérant qu'il y aura un impact économique énorme sur deux des plus grosses entreprises/employeurs de la région, GDS et Sappi.

Concernant le projet de Matane, il y a eu quand même plusieurs obstacles dans ce dossier depuis le début. Vous verrez ci-jointe une lettre du vice-président d'Hydro Québec Distribution Éric Filion le 28 février, 2018 qui accusait réception de notre demande de 20 mégawatts. Suivant cette lettre Hydro Québec il y a eu la mise en place d'un moratoire. Ensuite toutes les délibérations devant la Régie de l'Énergie (audiences publiques, mémoires, etc.) et une décision par La Régie de l'Énergie d'un appel de propositions dont nous étions presque le seul soumissionnaire. Ensuite les évaluations préliminaires des coûts de raccordements était plus de 7M$ pour l'adresse visé par notre soumission alors Hydro Québec nous a suggéré l'adresse actuel à Matane appartenant à la municipalité de Matane. Ensuite la municipalité de Matane nous a exigé un son maximum de notre projet de 40db. Nous avons fini par trouver une technologie acceptable pour le son soit 'water cooling'. Ensuite après l'ingénierie détaillé des travaux de raccordement ainsi que le 'costing' des travaux de raccordement le contrat de raccordement était blocké. Ensuite Monsieur Déjean a proposé une rencontre à Matane avec tous les intervenants et il nous a présenté les difficultés chez Hydro Québec pour la disponibilité des mégawatts. Il nous a demandé de baisser volontairement la taille de notre projet par 5 mégawatts. J'ai répondu que ça faisait plus de 20 ans que j'essayais sans succès de vendre l'électricité (d'un barrage près de Rivière du Loup de 2.5 mégawatts qui nous appartient) à Hydro Québec. J'ai alors proposé qu'on baisse la taille de projet de 2.5 mégawatts (20 mégawatts à 17.5 mégawatts) et qu'il s'engage à m'aider à vendre et injecter 2.5 mégawatts de notre barrage près de Rivière du Loup dans le réseau d'Hydro Québec. Monsieur Déjean a alors accepté et il nous a même payé le dîner (svp voir photo attachée). Ensuite nous avons alors reçu un contrat de raccordement version projet avec une clause nouvelle au sujet de l'efficacité énergétique. Nous avons compris qu'Hydro Québec veut les projets industriels avec un maximum d'impact positif de développement économique et le minimum d'impact sur le réseau d'Hydro Québec. Pour nous il y a tellement de chaleur générée par notre projet que pour chaque mégawatt de chaleur on élimine un mégawatt de consommation d'électricité.

Pour votre information la municipalité de Matane est victime d'une perte de quelques centaines d'emplois des employeurs majeurs qui a vraiment fait mal à l'économie de Matane. La perte des emplois est à cause que les employeurs n'étaient plus compétitifs. Nous avons donc approché les voisins industriels à Matane soient Groupe GDS (svp voir lettre d'intérêt attaché) et la papetière Sappi. Les deux compagnies sont intéressées à bénéficier de la chaleur générée par notre projet. Ça serait plus que désastreux si jamais il y avait les centaines d'emplois de GDS et/ou Sappi qui quittaient Matane. Comme vous savez, plusieurs usines ferment leurs portes au Québec actuellement dû à la situation économique.

Groupe GDS est sur le point d'investir dans le séchage du bois électrique alors au lieu de demander à Hydro Québec une alimentation additionnelle de 7.5 mégawatts ils seraient intéressés à récupérer 7.5 mégawatts de la chaleur de notre projet.

La papetière Sappi a une chaudière électrique d'une capacité de 20 mégawatts (svp voir photo attachée). Si Sappi pourrait baisser sa consommation électrique de sa chaudière par 10 mégawatts en utilisant 10 mégawatts de la chaleur générée par notre projet c'est une économie de près de 5M$ par année.

Alors si Groupe GDS ne demande pas à Hydro Québec une alimentation additionnelle de 7.5 mégawatts et que la papetière Sappi économise 10 mégawatts de sa consommation électrique de leur chaudière l'impact ultime de notre projet sur le réseau d'Hydro Québec est presque zéro. Dans les deux cas Groupe GDS et Sappi seront plus compétitifs dans leurs domaines respectifs.

Si jamais la papetière Sappi et Groupe GDS ne consommaient pas 100% de la chaleur de notre projet ça va juste ouvrir la porte à la municipalité de Matane d'offrir aux promoteurs de projets industriels zéro frais de chauffage s'ils s'installent sur leur propriété dans le parc

industriel de Matane.

Pour votre information nous avons reçu une lettre d'intention de votre collègue François Morin d'Hydro Québec Production (svp voir copie ci-jointe) pour la vente de la production future de notre barrage près de Rivière du Loup. De plus nous vous annexons une copie de l'étude de faisabilité préliminaire pour la construction et mise en service d'une mini-centrale hydroélectrique de 2.5 mégawatts sur notre propriété près de Rivière du Loup.

À Matane nous avons quand même un projet bien financé, propre, sans pollution, sans bruit (moins de 40db), avec une expertise en récupération de chaleur, une expertise avec les centres de données, une acceptabilité sociale assurée, une création d'emplois d'une vingtaine d'employés et les entreprises importantes comme Groupe GDS et Sappi plus compétitifs.

Enfin à notre avis Hydro Québec pourrait dormir confortablement car notre projet aura un énorme impact positif de développement économique en région rurale et éventuellement aucun impact sur le réseau d'Hydro Québec.

Espérant que ces informations vous soient utiles nous demeurons disponibles pour vous fournir à votre gré toute information additionnelle que vous jugeriez nécessaire.

Salutations,

Brian McDougall
Président
Énergie Flumen Inc.
Tél: 418-894-0193

RE: Flumen

Dejean, Christian <dejean.christian@hydroquebec.com>
Fri 2023-12-22 9:04 AM
To:Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Cc:Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>

Bonjour Mr Mc Dougall,
Est-ce possible de se parler cet après-midi à 16h15 ? je serais accompagné de ma directrice
Si oui je vous ferais parvenir une invitation sur Teams
Merci et bonne journée
Christian
438-869-3789

De : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Envoyé : 15 décembre 2023 12:07
À : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Cc : Dejean, Christian <dejean.christian@hydroquebec.com>; Gabriel Angeli <gabriel@firstblock.com>
Objet : Flumen

ATTENTION ! CE COURRIEL PROVIENT DE L'EXTERNE
Avant d'ouvrir ou de télécharger une pièce jointe ou de cliquer sur un lien, assurez-vous que le courriel provient d'une personne ou une organisation de confiance.
Faites preuve de vigilance, développez les bons réflexes, et ne téléchargez aucune pièce jointe non sollicitée ! Au besoin, **cliquez sur le bouton *Signaler le message* sur votre barre d'outils.**

Bonjour Madame Adornato,

Pour faire suite au contrat de raccordement version projet du 6 juillet, 2023, nous aimerions vous donner officiellement le feu vert concernant les travaux de raccordement d'Hydro-Québec. La date mentionée au contrat du 29 mars nous convient tout à fait. De plus, vous pouvez voir la proposition de 'ramp up' en pièce jointe.

S'il-vous-plait, envoyez-nous le contrat de raccordement version finale pour que nous puissions vous faire parvenir le contrat signé ainsi qu'en annexe l'étude d'efficacité énergétique préliminaire du projet.

Concernant la mise sous tension, celle-ci pourrait se faire comme suit : 5 mégawatts le 1er septembre 2024, 5 mégawatts le 1er octobre, 2024, 5 mégawatts le 1er novembre, 2024, et enfin le dernier 2.5 mégawatts le 1er décembre, 2024. Ce scénario est bien évidement dans l'optique ou il n'y a pas de décallage dans les travaux et la mise sous tension pourrait même être fait avant cela au besoin.

Aussi, nous sommes très heureux de vous confirmer que nous avons eu le feu vert de la ville de Matane concernant le projet. Ceux-ci supporte grandement le projet considérant qu'il y aura un impact économique énorme sur deux des plus grosses entreprises/employeurs de la région, GDS et Sappi.

Concernant le projet de Matane, il y a eu quand même plusieurs obstacles dans ce dossier depuis le début. Vous verrez ci-jointe une lettre du vice-président d'Hydro Québec Distribution Éric Filion le 28 février, 2018 qui accusait réception de notre demande de 20 mégawatts. Suivant cette lettre Hydro Québec il y a eu la mise en place d'un moratoire. Ensuite toutes les délibérations devant la Régie de l'Énergie (audiences publiques, mémoires, etc.) et une décision par La Régie de l'Énergie d'un appel de propositions dont nous étions presque le seul soumissionnaire. Ensuite les évaluations préliminaires des coûts de raccordements était plus de 7M$ pour l'adresse visé par notre soumission alors Hydro Québec nous a suggéré l'adresse actuel à Matane appartenant à la municipalité de Matane. Ensuite la municipalité de Matane nous a exigé un son maximum de notre projet de 40db. Nous avons fini par trouver une technologie acceptable pour le son soit 'water cooling'. Ensuite après l'ingénierie détaillé des travaux de raccordement ainsi que le 'costing' des travaux de raccordement le contrat de raccordement était blocké. Ensuite Monsieur Déjean a proposé une rencontre à Matane avec tous les intervenants et il nous a présenté les difficultés chez Hydro Québec pour la disponibilité des mégawatts. Il nous a demandé de baisser volontairement la taille de notre projet par 5 mégawatts. J'ai répondu que ça faisait plus de 20 ans que j'essayais sans succès de vendre l'électricité (d'un barrage près de Rivière du Loup de 2.5 mégawatts qui nous appartient) à Hydro Québec. J'ai alors proposé qu'on baisse la taille de projet de 2.5 mégawatts (20 mégawatts à 17.5 mégawatts) et qu'il s'engage à m'aider à vendre et injecter 2.5 mégawatts de notre barrage près de Rivière du Loup dans le réseau d'Hydro Québec. Monsieur Déjean a alors accepté et il nous a même payé le dîner (svp voir photo attachée). Ensuite nous avons alors reçu un contrat de raccordement version projet avec une clause nouvelle au sujet de l'efficacité énergétique. Nous avons compris qu'Hydro Québec veut les projets industriels avec un maximum d'impact positif de développement économique et le minimum d'impact sur le réseau d'Hydro Québec. Pour nous il y a tellement de chaleur générée par notre projet que pour chaque mégawatt de chaleur on élimine un mégawatt de consommation d'électricité.

Pour votre information la municipalité de Matane est victime d'une perte de quelques centaines d'emplois des employeurs majeurs qui a vraiment fait mal à l'économie de Matane. La perte des emplois est à cause que les employeurs n'étaient plus compétitifs. Nous avons donc approché les voisins industriels à Matane soient Groupe GDS (svp voir lettre d'intérêt attaché) et la papetière Sappi. Les deux compagnies sont intéressées à bénéficier de la chaleur générée par notre projet. Ça serait plus que désastreux si jamais il y avait les centaines d'emplois de GDS

D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

D-2024-095	P-110-3627	10 septembre 2024

PRÉSENTE :

Lise Duquette
Régisseur

Énergie Flumen inc.
Demanderesse

et

Hydro-Québec
Défenderesse

Décision finale

Plainte déposée en vertu de l'article 86 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

1 INTRODUCTION

[1] Le 4 mars 2024, la Régie de l'énergie (la Régie) reçoit une plainte d'Énergie Flumen inc. (Flumen) à l'encontre d'une décision d'Hydro-Québec agissant dans le cadre de ses activités de distribution d'électricité (Hydro-Québec ou le Distributeur).

[2] Flumen est une cliente d'Hydro-Québec[1]. Elle détient 20 mégawatts (MW) pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs suivant l'acceptation par le Distributeur en janvier 2020 de la soumission de Flumen à l'appel de propositions A/P 2019/01 (Appel de propositions) et la signature de l'entente d'avant-projet le 30 octobre 2020.

[3] Par sa plainte, Flumen conteste le refus d'Hydro-Québec, au mois de décembre 2023, de signer l'entente de raccordement que celle-ci lui a elle-même transmise en juillet 2023 et le refus de procéder aux travaux de raccordement de son installation. Elle soutient que ce faisant, Hydro-Québec contrevient tant à ses *Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité*[2] (les Conditions de service), qu'à son obligation de desservir prévue à l'article 76 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi)[3].

[4] De son côté, Hydro-Québec est d'avis que les Conditions de service ne l'obligent pas à signer cette entente de raccordement et à alimenter Flumen. Le Distributeur soutient, pour divers motifs, que la Régie ne possède pas la compétence nécessaire pour trancher le litige.

---

1 Numéro de client 109690743, facture 777385 du 30 octobre 2020. Plainte de Flumen, onglet 6.

2 *Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité*, en vigueur le 4 mars 2021, telles que modifiées par l'*Addenda* aux *Conditions de service 2021*, entré en vigueur le 9 décembre 2021.

3 RLRQ, c. R-6.01.

2 FAITS PERTINENTS

2.1 CONTEXTE

[5] Dans le cadre de l'Appel de propositions pour l'attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, Hydro-Québec accepte, en janvier 2020, la soumission de Flumen pour un projet de 20 MW (le Projet). À la suite de cette acceptation, Hydro-Québec et Flumen conviennent d'une entente d'avant-projet en octobre 2020 requérant un paiement de Flumen, lequel a été fait.

[6] En raison de diverses difficultés, notamment la pandémie de COVID-19 ayant alors cours, les choses progressent lentement. En décembre 2022, le Distributeur informe Flumen que l'ingénierie détaillée du Projet, ainsi que l'analyse du coût de raccordement, sont complétées. Malgré cette nouvelle et ses nombreux suivis, Flumen demeure dans l'attente de l'entente de raccordement que doit préparer Hydro-Québec.

[7] Hydro-Québec convoque finalement une rencontre, qui se tient le 2 juin 2023, afin d'obtenir une réduction de la demande d'alimentation requise par le Projet. Hydro-Québec atteint son objectif, puisque Flumen accepte de diminuer la demande du Projet à 17,5 MW. Les deux parties sont satisfaites de la résolution de la situation.

[8] Suivant cet accord, en juillet 2023, Hydro-Québec transmet le projet de l'entente de raccordement à Flumen (Entente de raccordement). Cette entente comporte envers cette dernière des demandes d'études supplémentaires. À la suite de la production de celles-ci, Flumen transmet finalement, le 15 décembre 2023, son accord officiel pour signer l'Entente de raccordement.

[9] Le 22 décembre 2023, Hydro-Québec convoque Flumen à une réunion sur une plateforme virtuelle. Flumen accepte.

[10] Lors de cette réunion, Hydro-Québec annonce à Flumen qu'elle suspend le Projet pour une durée indéterminée.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

[11] Le 3 janvier 2024, Flumen transmet alors une plainte écrite auprès d'Hydro-Québec concernant son refus de signer l'Entente de raccordement, puisqu'elle considère que cette dernière ne bénéficie d'aucun droit de refus à ce stade.

[12] Au mois de février 2024, Hydro-Québec lui signifie qu'elle maintient sa décision du 22 décembre 2023 de suspendre pour une durée indéterminée l'étude de sa demande de raccordement, en raison de la situation énergétique. Flumen dépose sa plainte auprès de la Régie le 4 mars 2024.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

2.2 CHRONOLOGIE DES FAITS

[13] Le 31 octobre 2019, Flumen dépose une soumission à l'Appel de propositions, jointe d'une garantie financière de 200 000 $.

[14] La soumission de Flumen vise un projet de 20 MW localisé au 2009, 1er Rang à Saint-Antonin, lequel permettra la recirculation de la chaleur produite par les installations de Flumen à deux entreprises importantes de la région.

[15] Le 17 janvier 2020, le Distributeur accepte la soumission de Flumen.

[16] Le 23 janvier 2020, le Distributeur accuse réception de l'avis d'acceptation signé par Flumen. Le Distributeur fournit alors les clarifications demandées par Flumen quant à la date de mise sous tension du Projet et la prise en compte de la montée en charge pour se conformer à l'engagement de consommation de Flumen.

[17] Le 25 février 2020, le Distributeur transmet un premier projet d'entente d'avant-projet à Flumen. Le projet d'entente évoque des coûts de raccordement de 7 369 180,00 $ + / - 30% pour le site situé au 2009, 1er Rang à Saint-Antonin.

[18] Après discussions avec le Distributeur, il appert que le site situé au 90, rue du Parc industriel à Matane (le Site) présenterait des coûts de raccordement significativement moindres et serait donc plus approprié pour le Projet.

[19] C'est dans ce contexte que, le 30 octobre 2020, Flumen et le Distributeur concluent une entente d'avant-projet pour le Site, laquelle requerrait de Flumen un paiement de 14 405 $, plus les taxes applicables, montant acquitté le jour même par Flumen.

[20] Quelques deux ans plus tard, en décembre 2022, le Distributeur informe Flumen que, de son côté, l'ingénierie détaillée du Projet ainsi que l'analyse du coût de raccordement sont complétées.

[21] Le 24 janvier 2023, la Ville de Matane s'engage par résolution à vendre une portion du Site qui appartient encore à la municipalité. Dans cette résolution, la Ville de Matane demande également au Distributeur de prioriser le branchement du Projet.

[22] Les 9 mars, 2 mai, 25 mai et 27 mai 2023, Flumen effectue un suivi auprès du Distributeur pour signer l'Entente de raccordement.

[23] Le 2 juin 2023, le Distributeur, par son représentant monsieur Christian Déjean, rencontre diverses personnes intéressées par ce Projet. Il y a notamment monsieur McDougall, le président de Flumen, le maire et le directeur général de la Ville de Matane et la directrice de la SADC à Matane. Les éléments suivants ont été établis quant à cette rencontre :

- La rencontre est convoquée par Hydro-Québec;
- L'objectif d'Hydro-Québec est d'obtenir une diminution de la demande d'alimentation de Flumen et le Distributeur évoque des enjeux d'approvisionnement, pour appuyer sa demande de réduction;
- Les enjeux d'approvisionnement auxquels Hydro-Québec fait référence le 2 juin 2023 ne touchent pas à des difficultés en lien avec le transport d'électricité jusqu'au Projet ou à la mécanique du raccordement;
- Flumen accepte de réduire la puissance appelée du Projet de 20 MW à 17,5 MW;
- Cette acception d'abaisser l'énergie du Projet à 17,5 MW est une « concession », volontaire, dans un objectif de trouver un terrain d'entente pour le raccordement et non en raison d'un surdimensionnement du Projet;

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

- À la fin de la rencontre, Hydro-Québec et Flumen sont en accord et considèrent que la rencontre s'est bien déroulée; elles capturent en image ce moment pour sceller cette entente;
- Le Distributeur exprime alors à Flumen qu'il est très optimiste à l'effet que le Projet pourra maintenant cheminer rapidement

[24] Le 8 juin 2023, le Distributeur écrit à Flumen afin de confirmer que son équipe travaille à la rédaction d'une entente de raccordement pour le Projet.

[25] Le 6 juillet 2023, le Distributeur transmet le projet d'Entente de raccordement à Flumen pour signature. Cette entente est approuvée par la hiérarchie d'Hydro-Québec, de même que son envoi à Flumen et la précision qu'il s'agissait de l'entente finale pour Hydro-Québec, prête pour signature.

[26] À sa réception, Flumen commence à préparer l'étude d'efficacité énergétique requise à la section 3 du projet d'Entente de raccordement. Dans ce contexte, le 3 août 2023, Flumen questionne le Distributeur sur les modalités de réalisation de cette étude d'efficacité énergétique. Flumen reçoit un accusé de réception du Distributeur.

[27] Le 10 décembre 2023, une entreprise de la région confirme par écrit à Flumen son intérêt à recevoir de la chaleur provenant du Projet.

[28] En décembre 2023, les deux parties sont prêtes à signer l'Entente de raccordement qui avait jusqu'alors été négociée.

[29] Le 15 décembre 2023, Flumen indique par courriel au Distributeur qu'elle lui donne officiellement le feu vert concernant les travaux de raccordement et que la date de mise sous tension du 29 mars 2024 lui convient. Elle joint à son courriel la version de l'Entente de raccordement du 6 juillet 2023.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

[30] Suivant ce courriel de Flumen, cette dernière reçoit, le 22 décembre 2023, une invitation du Distributeur à une visioconférence le jour même à 16 h 15. Alors que Flumen s'attend à l'annonce de la signature de l'Entente de raccordement, le Distributeur informe plutôt Flumen qu'il met sur « pause » le Projet.

[31] Lors de cette rencontre, le Distributeur est représenté par monsieur Christian Déjean et madame Nancy Guénette, respectivement chef du développement des affaires et grandes entreprises et directrice du développement des affaires et grandes entreprises.

[32] Lors de cette réunion du 22 décembre 2023, le Distributeur informe Flumen que le Projet est mis sur pause pour une durée indéterminée.

[33] Madame Guénette affirme qu'elle aurait justifié cette décision auprès de monsieur McDougall, le président de Flumen, par le contexte énergétique et les bilans énergétiques très serrés[4]. Les deux autres participants à la réunion, monsieur McDougall et monsieur Déjean d'Hydro-Québec, affirment pour leur part qu'aucun motif n'aurait été fourni[5].

[34] Monsieur Déjean affirme également que madame Guénette lui aurait mentionné, préalablement à la réunion du 22 décembre 2023, ne pas savoir pourquoi sa supérieure hiérarchique refuse de signer l'Entente de raccordement. D'autres questions à l'interne n'ont pas permis à monsieur Déjean d'être davantage éclairé.

[35] Ainsi, il faut noter que monsieur Déjean témoigne qu'aucune explication n'est disponible à l'interne concernant la décision du Distributeur et que cette dernière n'a pas été prise sur la base de la situation énergétique au Québec, sur un changement au Projet ou sur le statut de Flumen à titre de cliente d'Hydro-Québec[6].

4 Notes sténographiques du 2 juillet 2024, p. 143 et 144.

5 Notes sténographiques du 2 juillet 2024, p. 86 et 107.

6 Notes sténographiques du 2 juillet 2024, p. 111 à 116.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

[36] Conformément à la procédure d'examen des plaintes des clients du Distributeur approuvée par la Régie dans sa décision D-2018-156[7], Flumen transmet une plainte écrite au Distributeur le 2 janvier 2024.

[37] Le 2 février 2024, le Distributeur rejette la plainte de Flumen. Le Distributeur indique alors que la décision du 22 décembre 2023 est maintenue, en raison de la situation énergétique.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

3 POSITIONS DES PARTIES

3.1 FLUMEN

3.1.1 COMPÉTENCE DE LA RÉGIE

[38] Selon Flumen, la Régie a pleinement compétence afin d'examiner une plainte d'un consommateur relative aux conditions de distribution d'électricité.

[39] Elle mentionne l'article 1 de la Loi qui encadre la compétence de la Régie et prévoit que la Loi s'applique à la distribution d'électricité. Elle précise aussi que c'est l'article 31 de la Loi qui prévoit la compétence de la Régie de fixer les conditions auxquelles l'électricité est distribuée par le distributeur d'électricité.

[40] Elle soutient et cite multiples décisions qui enseignent que la juridiction de la Régie s'exerce sur l'ensemble des activités relatives à la distribution, ce qui inclut notamment l'installation et le raccordement des installations électriques d'un client[8].

[41] En matière de plainte, Flumen soutient que c'est le paragraphe 4 de l'article 31 de la Loi qui confère pleine compétence à la Régie pour examiner toute plainte d'un

---

7 Dossier R-3964-2016 Phase 2, décision D-2018-156.

8 Elle cite notamment la décision *Domtar inc.* c. *Produits Kruger ltée*, 2010 QCCA 1934, par. 32, de la Cour d'appel du Québec, et le dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, par. 626, 2014 CanLII 9782 QC RDE.

consommateur sur l'application d'une condition pour le service de distribution d'électricité.

[42] En se basant sur l'arrêt *Glykis* de la Cour suprême du Canada (CSC)[9], Flumen plaide que la relation contractuelle entre le Distributeur et son client est une entente réglementée. Par conséquent, la Régie devra considérer dans son examen l'ensemble du corpus législatif, incluant le *Code civil du Québec*[10] et les principes sous-jacents aux Conditions de service, afin de déterminer si le comportement du Distributeur est conforme au cadre juridique défini.

[43] À cet égard, Flumen note que les ententes conclues entre le Distributeur et Flumen évoquent d'elles-mêmes la compétence de la Régie à l'égard de celles-ci, puisque ces dernières contiennent des clauses indiquant qu'une ordonnance de la Régie pourrait avoir pour effet de modifier leur relation contractuelle.

[44] Flumen est également d'avis qu'en vertu de l'article 101 de la Loi, la Régie peut rendre les ordonnances recherchées par Flumen, soit d'ordonner au Distributeur d'exécuter la prestation non exécutée ou encore d'ordonner au Distributeur de « conclure » une entente avec Flumen, soit la signature de l'Entente de raccordement et le raccordement de l'installation électrique de Flumen.

[45] Cette ordonnance émane de l'application des Conditions de service et des tarifs, dans le cadre de l'examen d'une plainte en vertu de l'article 31 (4) de la Loi et constitue la mesure, de l'avis de Flumen, qui doit être déterminée par la Régie pour la résolution du différend.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

9 *Glykis* c. *Hydro-Québec*, [2004] 3 R.C.S. 285, 2004 CSC 60.

10 RLRQ, c. CCQ-1991.

3.1.2 LE DISTRIBUTEUR CONTREVIENT AUX CONDITIONS DE SERVICE

[46] Flumen allègue s'être conformée à l'ensemble des conditions requises pour obtenir le raccordement de son installation électrique. Le Distributeur refuse tout de même de signer l'Entente de raccordement. Elle soutient que ce refus du Distributeur contrevient à l'article 19.1.3 des Conditions de service.

[47] Selon elle, la conformité des agissements du Distributeur aux Conditions de service doit être analysée au regard de l'ensemble du cadre légal qui définit les pouvoirs du Distributeur.

[48] Spécifiquement, pour ce qui est des clients issus de l'Appel de propositions, le cadre juridique applicable inclut l'obligation de desservir prévue à l'article 76 de la Loi et à l'article 10 de la *Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité*[11] (PL 02) et les ordonnances de la Régie rendues au terme des dossiers R-4045-2018 et R-4210-2022.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

[11] LQ, 2023 c. 1, *Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité*. L'article 10 de cette loi se lit ainsi :

« 10. Jusqu'à l'entrée en vigueur du premier règlement pris par le gouvernement en vertu du paragraphe 2.4° du premier alinéa de l'article 112 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01), édicté par l'article 8 de la présente loi, l'obligation de distribuer de l'électricité prévue au premier alinéa de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie ne s'applique pas à toute nouvelle demande, à toute demande de charge additionnelle ou à toute demande d'un client qui bénéficie d'un contrat spécial, d'une puissance de 5 000 kilowatts et plus, pour laquelle un titulaire d'un droit exclusif n'a pas conclu d'entente avant le 2 décembre 2022 qui prévoit un engagement financier du demandeur.

Dans le cas où l'obligation prévue au premier alinéa ne s'applique pas, le titulaire d'un droit exclusif doit obtenir l'autorisation du ministre pour distribuer de l'électricité à une personne ou à une catégorie de personnes au tarif applicable prévu à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec.

Avant de délivrer une autorisation de distribution, le ministre tient notamment compte des capacités techniques du titulaire d'un droit exclusif pour le raccordement ainsi que des retombées économiques et des impacts sociaux et environnementaux de l'utilisation de l'électricité demandée.

Le ministre peut exiger du titulaire d'un droit exclusif tout renseignement pertinent pour l'application du deuxième alinéa.

Le présent article a effet malgré les décisions de la Régie de l'énergie dans les dossiers R-4057-2018 et R-4045-2018 ».

[49] Selon Flumen, la position du Distributeur est incompatible avec son obligation de desservir prévue à la Loi et avec les ordonnances de la Régie, dont celle qui maintient la réattribution des MW alloués aux termes de l'Appel de propositions.

[50] Elle rappelle que cette obligation de desservir est un contrepoids à la position monopolistique du Distributeur et à l'absence de concurrence dans le marché énergétique.

[51] Flumen est d'avis que le Distributeur refuse un droit à sa cliente alors qu'elle respecte l'ensemble des conditions d'admissibilité, mais il justifie son refus sur des éléments complètement étrangers aux dispositions règlementaires applicables.

[52] En ce qui a trait à l'article 19.1.3 des Conditions de service, Flumen mentionne que celui-ci ne prévoit aucunement que le Distributeur bénéficie du droit de mettre sur pause le raccordement d'une installation électrique pour quelque motif que ce soit ou, spécifiquement, dans un cas d'enjeux d'approvisionnement en électricité.

[53] Selon Flumen, cette lecture est d'autant plus appuyée par les termes contractuels négociés et acceptés par les parties, dans lesquels le Distributeur se protège de certains retards dans la date de mise sous tension qui pourraient être occasionnés par des travaux civils, les délais d'autorisations applicables ou les changements climatiques. Flumen fait valoir que jamais il n'est question dans ces ententes d'un droit pour le Distributeur de décréter une « pause » qui retarderait la date de mise sous tension négociée et acceptée.

[54] Les pouvoirs du Distributeur devant s'interpréter à la lumière du cadre juridique, il en ressort qu'au stade de la signature de l'Entente de raccordement, Hydro-Québec ne bénéficie d'aucune discrétion. Il ressort du projet d'Entente de raccordement et du texte des Conditions de service et des tarifs que la discrétion d'accepter ou de refuser les termes de l'entente (et donc de perdre le bénéfice du raccordement) bénéficie au client et non pas à Hydro-Québec.

[55] D'ailleurs, selon Flumen, l'absence de signature à l'Entente de raccordement est artificielle.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

[56] À cet égard, Flumen fait valoir qu'ayant accepté l'offre du Distributeur pour l'Entente de raccordement le 15 décembre 2023, soit, avant que le Distributeur ne retire son offre le 22 décembre 2023, un contrat s'est formé entre les parties conformément à l'article 1387 du *Code civil du Québec*.

[57] En refusant de signer l'Entente de raccordement, telle que négociée entre les parties, le Distributeur s'octroie un pouvoir qui n'est pas prévu aux Conditions de service.

[58] De manière subsidiaire, Flumen fait valoir que le refus du Distributeur de procéder au raccordement de l'installation électrique équivaut à la résiliation de sa relation contractuelle avec elle, de manière contraire au cadre juridique. Flumen réfère à cet égard aux article 5.1.2 et 7.1 des Conditions de service.

[59] En somme, Flumen conclut en mentionnant que le texte de l'article 19.1.3 des Conditions de service n'autorise pas le Distributeur à suspendre indéfiniment la signature de l'Entente de raccordement, malgré son obligation de desservir prévue à l'article 76 de la Loi.

[60] Flumen est d'avis que cette position d'Hydro-Québec ne peut tenir, au vu du cadre légal applicable ou en vertu des principes généraux d'équité et de bonne foi contractuelle.

[61] Flumen requiert donc l'intervention de la Régie afin d'obliger le Distributeur à respecter ses obligations aux termes des Conditions de service.

[62] Les conclusions recherchées par Flumen sont les suivantes :

> ORDONNER au Distributeur de procéder à la signature de l'entente de raccordement;
>
> ORDONNER au Distributeur de procéder aux travaux de raccordement tels que décrits à l'entente de raccordement;

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

PRENDRE toute autre mesure nécessaire pour donner effet à la présente plainte[12].

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

3.2 HYDRO-QUÉBEC

[63] Le Distributeur soumet que, bien que la Régie ait compétence pour examiner toute plainte relevant de l'application des tarifs et des Conditions de service, elle n'a pas compétence pour rendre les ordonnances demandées par Flumen.

[64] Il soumet qu'à défaut pour un plaignant de démontrer une violation d'une Conditions de service ou un tarif, la Régie doit cesser l'examen de la plainte. Il précise que, de fait, en l'absence de violation des Conditions de service ou des tarifs, la Régie doit cesser l'examen de la plainte et n'a pas à déterminer le bien-fondé de la décision ou de l'acte reproché à Hydro-Québec.

[65] Le Distributeur prétend avoir respecté et appliqué correctement les Conditions de service invoquées par Flumen.

[66] En ce qui a trait à l'article 5.1.3 des Conditions de service, Hydro-Québec soumet qu'aucun reproche ne peut lui être fait, puisqu'aucun abonnement de service d'électricité n'a été conclu avec Flumen, ce qui est une condition *sine qua non* pour l'application de cet article.

[67] En ce qui a trait aux articles 7.1.1 et 7.1.2 des Conditions de service, ils décrivent les situations où Hydro Québec peut refuser ou interrompre le service d'électricité avec ou sans préavis. Dans le même esprit que l'article 5.1.2, Hydro-Québec soumet qu'elle ne peut être tenue responsable de la violation des articles 7.1.1 et 7.1.2, puisque Flumen n'a pas signé d'entente de service d'électricité avec elle, ce qui est une condition nécessaire pour l'application de ces articles. Le Distributeur ajoute que, quoi qu'il en soit, il n'a ni refusé ni interrompu le service d'électricité. Il n'a que suspendu la signature de l'Entente de raccordement, ce qui ne saurait constituer une violation des articles 7.1.1 ou 7.1.2 des Conditions de service.

---

[12] Plainte de Flumen, reçue par la Régie le 1er mars 2024, p. 11.

[68] En ce qui a trait à l'article 19.1.3 des Conditions de service, le Distributeur mentionne que cet article décrit de manière générale les éléments à utiliser pour déterminer le coût des travaux. Or, ces éléments ne sont pas remis en question par Flumen et ne sont pas liés aux ordonnances demandées ni aux problématiques soulevées dans la plainte.

[69] De surcroît, le Distributeur mentionne que l'article 19.1.3 prévoit clairement à son dernier alinéa que « le raccordement de [l'] installation électrique est conditionnel à la signature d'une entente d'avant-projet et d'une entente de raccordement avec Hydro-Québec »[13]. Ainsi, même dans l'éventualité où le Distributeur ait contrevenu à l'article 19.1.3, ce qu'il nie expressément, la condition préexistante à l'application de cet article, soit la signature d'une entente de raccordement, n'est pas remplie en l'espèce.

[70] Par ailleurs, et sans égard aux articles soulevés par Flumen concernant les Conditions de service, aucune disposition sur les tarifs ou les Conditions de service n'empêche Hydro-Québec de refuser de signer une entente de raccordement ou de procéder aux travaux de raccordement nécessaires à l'alimentation de l'installation électrique.

[71] Par conséquent, la Régie n'est pas compétente pour émettre une ordonnance obligeant Hydro-Québec à signer l'Entente de raccordement ni à réaliser les travaux de raccordement nécessaires pour alimenter l'installation électrique, puisque ces obligations ne sont pas visées par les dispositions sur les tarifs et les Conditions de service, ni par la Loi.

[72] Par ailleurs, le Distributeur fait valoir qu'en déposant une plainte, Flumen a limité le rôle de la Régie à l'examen des questions relatives à l'application des tarifs et des Conditions de service, et non à déterminer si Hydro-Québec a respecté les autres dispositions de la Loi, dont l'article 76 concernant l'obligation de desservir d'Hydro-Québec.

[73] Hydro-Québec conteste que la Régie puisse se prononcer, dans le cadre de l'exercice de sa compétence en matière de plaintes, sur d'autres dispositions que les

[13] *Addenda* aux Conditions de service, entré en vigueur le 9 décembre 2021, article 19.1.3.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

Conditions de service et les tarifs. Néanmoins, subsidiairement, si la Régie devait conclure qu'elle dispose de la compétence requise pour juger des plaintes portant sur d'autres articles de la Loi, dont l'article 76, il n'en demeure pas moins que son interprétation devrait être encadrée par les Conditions de service et l'Appel de propositions.

[74] L'article 76 de la Loi définit l'obligation de desservir d'Hydro-Québec, mais cette obligation n'est pas sans limites dans l'industrie des chaînes de blocs. L'obligation de desservir a effectivement été encadrée par l'Appel de propositions.

[75] L'appel de propositions constitue un cadre qui délimite les obligations d'Hydro-Québec envers les consommateurs de cette industrie. L'application de l'article 76 de la Loi est donc subordonnée aux termes de l'Appel de propositions, soulignant ainsi les limites de l'obligation de desservir d'Hydro-Québec.

[76] Par conséquent, toute interprétation de l'article 76 de la Loi doit être cohérente avec les Conditions de service et les spécifications de l'Appel de propositions. Cela garantit que l'obligation de desservir est appliquée de manière juste et conforme aux attentes établies entre Hydro-Québec et les consommateurs de cette industrie.

[77] Puisqu'Hydro-Québec n'a violé aucune disposition des Conditions de service, des tarifs ou de l'Appel de propositions, on ne peut la tenir responsable et lui ordonner de procéder à la signature de l'Entente de raccordement et de procéder aux travaux de raccordement nécessaires à l'alimentation de l'installation électrique.

[78] Rien dans les Conditions de service et dans l'Appel de propositions ne prévoit l'obligation pour Hydro-Québec de procéder à la signature de l'Entente de raccordement et de procéder aux travaux de raccordement nécessaires à l'alimentation de l'installation électrique.

[79] De manière subsidiaire, le Distributeur mentionne également que la Régie ne peut pas se prononcer quant au différend qui oppose Flumen et Hydro-Québec, car les questions en litige sont étroitement liées à l'application des dispositions de l'Appel de propositions et de l'entente d'avant-projet, et relèvent donc du domaine purement contractuel.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

[80] En somme, le Distributeur soumet, d'une part, qu'il n'a pas contrevenu aux Conditions de service invoquées par Flumen, ni d'ailleurs à aucun autre article des tarifs ou des Conditions de service. Il soumet, d'autre part, que la Régie n'a pas la compétence requise pour se prononcer, dans le cadre d'une plainte, sur l'obligation de desservir d'Hydro-Québec en vertu de l'article 76 de la Loi, ou sur toute autre disposition réglementaire ou législative, à l'exception uniquement des Conditions de service et des tarifs.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

4 OPINION DE LA RÉGIE

4.1 COMPÉTENCE DE LA RÉGIE

4.1.1 CONDITIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

[81] Par les articles 31 (4), 86 et 98 de la Loi, la Régie s'est vue octroyer par le législateur une juridiction quant aux plaintes déposées par des consommateurs d'électricité relative à l'application des tarifs et des conditions de fourniture de l'électricité:

> 31. La Régie a compétence exclusive pour:
>
> 1° fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné;
>
> [...]
>
> 4° examiner toute plainte d'un consommateur portant sur l'application d'un tarif ou d'une condition de transport d'électricité par le transporteur d'électricité, de distribution d'électricité par le distributeur d'électricité, les réseaux municipaux ou privés d'électricité ou par la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et voir à ce que le consommateur paie le tarif qui lui est applicable et soit assujetti aux conditions qui lui sont applicables;

> […]
>
> 86. Sont soumises aux dispositions du présent chapitre les plaintes adressées par un consommateur au transporteur ou au distributeur d'électricité, à un réseau municipal ou privé d'électricité, à la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville ou à un distributeur de gaz naturel concernant l'application d'un tarif ou d'une condition de transport ou de distribution d'électricité ou l'application d'un tarif ou d'une condition de fourniture, de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel.
>
> […]
>
> 98. Lorsque la Régie examine la plainte, elle vérifie si l'application des tarifs et des conditions de transport ou de distribution d'électricité ou l'application des tarifs et des conditions de fourniture, de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel a été suivie par le transporteur d'électricité ou le distributeur[14].
>
> [nous soulignons]

[82] La Régie doit donc, lorsqu'elle est saisie d'une plainte d'un consommateur du service de distribution d'électricité, vérifier si les tarifs ou conditions de distribution d'électricité ont été dûment appliqués par le Distributeur.

[83] Tant Flumen qu'Hydro-Québec reconnaissent que la Régie a compétence en matière de tarifs et de conditions de service d'électricité et que, lors de l'examen d'une plainte, elle doit veiller à leur application.

[84] Toutefois, contrairement à Flumen, Hydro-Québec présente une vision très étroite de cette compétence. Selon elle, la compétence de la Régie en matière de plaintes se limite à déterminer si la lettre du texte du document intitulé « *Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité* » a été correctement appliquée. Également, elle nie la compétence de la Régie de déterminer si elle a respecté les autres dispositions de la Loi, dont l'obligation de desservir du Distributeur, prévue à l'article 76 de la Loi. Au surplus, en argumentation subsidiaire, Hydro-Québec mentionne qu'un courant jurisprudentiel semble exclure la compétence de la Régie de trancher toute

[14] Dans la présente décision, tous les soulignés sont de la Régie, sauf mention contraire.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

question d'un différend de nature contractuelle entre un soumissionnaire d'un appel d'offres et un distributeur.

[85] Ainsi, Hydro-Québec soutient qu'en l'absence de violation des Conditions de service ou des tarifs, la Régie doit cesser l'examen de la plainte et n'a pas à déterminer le bien-fondé de la décision ou de l'acte que le plaignant lui reproche[15].

[86] Il convient donc en premier lieu de déterminer quelle est l'étendue de la compétence de la Régie en matière de plaintes, lorsqu'un consommateur allègue qu'Hydro-Québec contrevient aux conditions auxquelles l'électricité doit être distribuée par le distributeur d'électricité.

[87] La Régie est d'avis que l'interprétation étroite du Distributeur de la compétence de la Régie en matière de plaintes est erronée, parce qu'il confond la compétence de la Régie avec le texte qui résulte de l'exercice de cette compétence.

[88] Comme mentionné, ce sont les articles 31, 86 et 98 de la Loi, précités, qui déterminent la compétence de la Régie en matière des conditions pour le service de distribution d'électricité, que ce soit pour leur fixation, leur modification ou en examiner l'application lorsqu'un consommateur dépose une plainte à l'encontre d'un distributeur d'électricité.

[89] Comme la Régie l'a précisé à sa décision D-2006-116, les conditions de distribution d'électricité auxquelles la Loi réfère comprennent :

> La juridiction de la Régie en matière de conditions de distribution découle de la prestation de service du Distributeur à son client. Cette juridiction s'exerce dans la mesure où le client, propriétaire ou locataire, est alimenté ou requiert l'alimentation. Les conditions de distribution comprennent toutes les activités relatives à l'installation, au maintien, au raccordement, à l'exploitation, à la modification, au prolongement, à l'utilisation et à l'entretien des infrastructures réglementées puisqu'elles sont nécessaires à la prestation du service du Distributeur.

[15] Plan d'argumentation de l'intimée, paragraphe 25.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

> En conséquence, la Régie a le pouvoir exclusif d'examiner une plainte découlant d'une contestation relative à ces activités. Elle est également compétente pour examiner une plainte découlant d'une demande de travaux sur les équipements du Distributeur, en vertu de l'article IV-5[16].

[90] Dans sa décision D-2014-037, la Régie a réitéré cette interprétation de sa compétence, selon les diverses dispositions législatives, réglementaires et jurisprudentielles applicables à sa compétence en matière de conditions de distribution d'électricité :

> [616] Il faut noter qu'en vertu des articles 53 et 54 de la Loi, les CDSÉ sont d'ordre public et constituent ainsi des normes de référence pour le traitement des plaintes adressées à la Régie contre le Distributeur. Par conséquent, la Régie est d'avis que les CDSÉ sont des textes réglementaires puisqu'elles imposent des règles de conduite, s'appliquent à un nombre indéterminé de personnes et ont force de loi, tel qu'elle le précisait dans sa décision D-2008-042.
>
> […]
>
> [626] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie est d'avis qu'elle a juridiction pour reconnaître au Distributeur le droit d'installer, sur les propriétés à desservir ou celles déjà desservies, les équipements nécessaires à l'alimentation électrique, incluant les équipements de la ligne si une partie de celle-ci sert à l'alimentation électrique de la propriété. L'installation de ces équipements, leur entretien et leur modification lors de l'alimentation initiale autant qu'en cours d'abonnement afin d'assurer la sécurité, la pérennité et la bonne gestion du réseau de distribution sont considérées par la Régie comme des conditions nécessaires à l'alimentation et à la distribution de l'électricité. Cette interprétation s'appuie sur la qualification de la Régie à titre d'organisme de régulation économique. Elle est conforme à sa mission enchâssée à l'article 5 de la Loi et à l'économie générale de la Loi qui confie à la Régie, en termes fort explicites, toute la régulation de la distribution et du transport de l'électricité au Québec, comme le mentionnait la Cour d'appel dans l'affaire *Domtar inc.* c. *Produits Kruger ltée*[17]. [notes de bas de page omises]

---

16 Dossier R-3535-2004, décision D-2006-116, p. 34.

17 Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, par. 616 et 626.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

[91] Ainsi, lorsque la Loi, à ses articles 31 et 86, donne compétence à la Régie en matière de plaintes pour examiner l'application d'un tarif ou d'une condition de distribution d'électricité, elle lui donne compétence sur toutes les activités relatives à l'installation, au maintien, au raccordement, à l'exploitation, à la modification, au prolongement, à l'utilisation et à l'entretien des infrastructures réglementées, puisqu'elles sont nécessaires à la prestation du service du Distributeur.

[92] Lorsque la Loi, à son article 98, enjoint la Régie de vérifier la correcte application de ces activités par le distributeur d'électricité, lorsqu'elle examine une plainte d'un consommateur, la Régie doit vérifier si Hydro-Québec s'est conformée à la Loi, aux décisions qui découlent de la Loi, incluant celles établissant les Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, mais également au *Code civil du Québec* en raison de sa disposition préliminaire[18] et aux Chartes[19].

[93] Tout comme il est vrai que l'on ne doit pas confondre la juridiction en droit civil d'un tribunal de droit commun et le *Code civil du Québec*, il ne faut pas confondre la compétence de la Régie portant sur les conditions de distribution d'électricité et le texte du document intitulé « Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité », le texte de ce document découlant de l'exercice par la Régie de sa juridiction en la matière.

[18] RLRQ, c. CCQ-1991, « Disposition préliminaire : Le Code civil du Québec régit, en harmonie avec la Charte de la langue française (chapitre C-11), la Charte des droits et libertés de la personne (chapitre C-12) et les principes généraux du droit, les personnes, les rapports entre les personnes, ainsi que les biens.
Le code est constitué d'un ensemble de règles qui, en toutes matières auxquelles se rapportent la lettre, l'esprit ou l'objet de ses dispositions, établit, en termes exprès ou de façon implicite, le droit commun. En ces matières, il constitue le fondement des autres lois qui peuvent elles-mêmes ajouter au code ou y déroger ».

[19] Voir notamment l'article 52 de la *Charte québécoise des droits et libertés* (RLRQ, c-12) qui prévoit : « 52. Aucune disposition d'une loi, même postérieure à la Charte, ne peut déroger aux articles 1 à 38, sauf dans la mesure prévue par ces articles, à moins que cette loi n'énonce expressément que cette disposition s'applique malgré la Charte ».

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

[94] Il faut noter que la Cour d'appel a confirmé à de nombreuses reprises cette interprétation de l'application des Chartes et du *Code civil du Québec*, notamment dans l'arrêt *Filiatrault* :

> [44] Lors de l'adoption du *Code civil du Québec* de 1994, le professeur Lemieux soulignait quant à lui le rôle important qu'il était appelé à jouer en droit administratif :
>
> > Le nouveau régime établi par le Code civil du Québec a introduit de nouveaux rapports entre le droit public et le droit privé et a, dans une certaine mesure, « civilisé » le droit administratif.
> >
> > Le droit civil est devenu le droit commun de l'Administration. Le Code civil participe également du droit public car il a remplacé ou intégré certaines règles traditionnelles du droit public. Il sert également à interpréter les lois et règlements qui encadrent l'action administrative.
> >
> > […]
> >
> > Les dispositions pertinentes du Code constituent donc des clauses naturelles des lois et autres textes administratifs, dans tous les cas où n'existe pas de mention expresse au contraire.
> >
> > […]
> >
> > Il faudra une dérogation claire au droit commun pour contrecarrer ce rôle du Code[20]. [références omises]

[95] La Cour d'appel du Québec l'a réitéré encore récemment dans l'arrêt *955 René-Lévesque Est* :

> [33] Il est par ailleurs bien établi que ce n'est pas parce qu'un tribunal administratif a compétence dans un champ spécialisé qu'il lui est interdit, dans l'exercice de cette compétence, de recourir au droit commun, y compris aux chartes, le cas échéant. Des questions liées à l'application du droit commun peuvent lui être soumises, si elles se rapportent directement à l'objet du litige sur lequel il a compétence et sont nécessaires à sa solution (par ex., celles du Code civil, fondement des autres lois provinciales, comme le veut son préambule), et elles n'ont pas à être débattues séparément devant la Cour supérieure par le moyen d'une action en justice distincte. Comme l'enseignent en effet les arrêts *Weber c. Ontario Hydro* ou encore *Regina Police Assn. Inc. c. Regina (Ville) Board of Police*

[20] *Filiatreault* c. *Commission des normes, de l'équité, de la santé et de la sécurité du travail*, 2021 QCCA 457, par. 47.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

> *Commissioners*, toujours d'actualité sous ce rapport, ce n'est pas sur le fondement des questions juridiques susceptibles d'être soulevées que l'on procède à l'examen de la compétence du tribunal administratif, mais plutôt sur celle de la nature du litige, en son essence. Au besoin, c'est par le moyen du contrôle judiciaire que la Cour supérieure pourra s'assurer de la légalité de la décision du tribunal administratif, selon les normes fixées par l'arrêt Vavilov (étant entendu que les décisions du TAL sont appelables sur permission à la Cour du Québec, dont les jugements, sans appel, sont eux-mêmes sujets à contrôle judiciaire).
>
> […]
>
> [40] En somme, dans la mesure où un sujet tombe sous le coup de l'un ou l'autre des paragraphes de l'art. 28 *L.T.a.l.*, seul le TAL a compétence sur les litiges qui s'y rattachent, à l'exclusion de tout autre tribunal, y compris la Cour supérieure. Cette compétence, il va sans dire, s'étend à toutes les questions de fait ou de droit susceptibles d'être soulevées par de tels litiges et il ne convient pas de tenter de distinguer celles-ci pour échapper à cette compétence en faveur des cours de justice. Comme l'écrivait déjà la Cour d'appel en 1992, la compétence de ce qui était à l'époque la Régie du logement, devenue le TAL, « s'étend à toutes les composantes du litige », ne doit pas être découpée selon les questions juridiques qui s'y posent et peut inclure, lorsque cela est utile à la détermination de l'issue du litige, la considération des règles du droit civil et, en particulier, celles du *Code civil du Québec*[21]. [références et notes de bas de page omises]

[96] D'ailleurs, la Régie a reconnu à plusieurs reprises, dans ses décisions en matière de plaintes, qu'elle abondait dans le même sens et faisait sienne la conclusion à l'effet que les dispositions pertinentes du *Code civil du Québec* constituent des clauses naturelles au contrat entre le Distributeur et les consommateurs, lorsqu'il n'existe pas de mention expresse au contraire[22].

[97] Ainsi, en fonction de la compétence que la Loi accorde à la Régie, cette dernière doit examiner l'application des conditions de distribution par le Distributeur dans le présent dossier, en tenant compte du contexte global dans lequel ces conditions s'inscrivent, notamment l'obligation de distribuer prévue à la Loi, le *Code civil du Québec*

---

21 *955 René-Lévesque Est* c. *Jetté*, 2023 QCCA 918, par. 33 et 40.

22 Voir notamment le dossier P-110-2340, décision D-2013-046.

et les diverses décisions rendues par la Régie, notamment dans le cadre des dossiers relatifs aux demandes d'alimentation pour un usage cryptographique.

[98] Puisque la Régie a toute la compétence voulue pour examiner les clauses contractuelles de l'Entente de contribution à la lumière de la Loi et du *Code civil du Québec*, **la Régie rejette les conclusions du Distributeur à l'effet qu'elle ne peut se prononcer sur les dispositions de la Loi, comme l'article 76, et sur le fait qu'elle n'aurait pas compétence pour trancher le présent différend qui est de nature contractuelle.**

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

4.1.2 ARTICLE 101 DE LA LOI

[99] Hydro-Québec argumente également que la Régie n'a pas la compétence pour rendre les ordonnances demandées par Flumen. Selon elle, la compétence de la Régie se limite à ordonner des mesures relatives à l'application des tarifs et Conditions de service, sans pour autant créer de nouvelles mesures ou modifier les dispositions existantes de la Loi. Elle argumente qu'à défaut pour un plaignant de démontrer une violation à une condition de service ou un tarif, la Régie doit cesser l'examen de la plainte.

[100] En matière d'ordonnances, c'est l'article 101 de la Loi qui établit le spectre des mesures que la Régie peut ordonner. Cet article se lit comme suit :

> 101. Lorsque la Régie considère la plainte fondée, elle ordonne au transporteur d'électricité ou au distributeur d'appliquer, dans le délai qu'elle fixe, les mesures qu'elle détermine concernant l'application des tarifs et des conditions; elle peut également en établir la date d'application.

[101] La jurisprudence de la Régie est toujours à l'effet qu'en vertu de l'article 101 de la Loi, elle doit déterminer toute mesure qui vise à assurer une application correcte et conforme des tarifs et des conditions de distribution. À cette fin, la Loi lui confère le pouvoir d'accorder au plaignant toute mesure nécessaire.

[102] À cet égard, la Régie s'exprimait comme suit dans sa décision D-2000-170 :

> La Régie a déjà amorcé un examen de sa compétence en la matière après avoir été saisie de plusieurs plaintes relatives au paiement de dommages par Hydro-Québec.[6] Elle a, dans ses décisions, souligné que lorsqu'elle constate le défaut du distributeur, elle peut ordonner à celui-ci d'appliquer les mesures qu'elle détermine concernant un tarif ou une condition de fourniture de l'électricité et en ce sens donc, possède un pouvoir de redressement, de réparation. Elle se déclarait alors incompétente pour ordonner le paiement de dommages autres que des dommages compensatoires destinés à remplacer la prestation qui n'a pas été exécutée.
>
> De l'avis de la Régie, on doit considérer que le pouvoir d'ordonner le paiement d'intérêts fait partie de l'exercice de son pouvoir d'ordonner réparation. Les sommes qui peuvent avoir été versées en trop par un consommateur devraient, à son avis, lorsque les circonstances l'exigent, pouvoir porter intérêts.
>
> […]
>
> La Régie détient une compétence exclusive en ce qui a trait aux plaintes des consommateurs relativement à l'application des tarifs et des conditions de fourniture de l'électricité (et de gaz naturel). Elle doit en conséquence posséder tous les pouvoirs nécessaires à son exercice et, notamment, celui de remettre les parties dans l'état dans lequel elles auraient dû se trouver. Le législateur a voulu accorder cette compétence à un tribunal administratif afin que les différends existant entre un consommateur et un distributeur d'énergie puissent se régler de façon simple et expéditive. Renvoyer un des éléments de son pouvoir de redressement aux cours de droit commun ne permettrait pas à la Régie d'assumer adéquatement son mandat.
>
> La Régie est donc d'avis que le pouvoir d'ordonner le paiement d'intérêts est implicite et accessoire au pouvoir de redressement général qu'elle possède[23].

[6] Voir, entre autres, la décision D-98-150, 23 décembre 1998.

[23] Dossier P-110-210R, décision D-2000-170, p. 5 et 6.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

[103] Dans sa décision D-2014-023, la Régie réitérait que, par l'article 101 de la Loi, le législateur lui accordait un pouvoir de redressement fondé sur l'application des conditions de distribution :

> [168] Selon une jurisprudence constante de la Régie, l'article 101 de la Loi lui accorde un pouvoir de redressement fondé sur l'application des conditions de distribution. Elle peut prendre des mesures destinées à remplacer la prestation qui n'a pas été exécutée. Par exemple, la Régie peut ordonner à un distributeur le remboursement de sommes monétaires dans le cas, par exemple, où elle jugerait qu'un tarif trop élevé a été appliqué à un consommateur. Toutefois, elle ne peut ordonner le paiement de dommages et intérêts.
>
> [169] Les Tarifs et les Conditions de service sont les éléments obligatoires du contrat liant les clients alimentés ou requérant l'alimentation et le Distributeur et ces éléments ne sont pas laissés à la négociation entre les parties.
>
> [170] Lorsqu'il y a un défaut de se conformer à ces éléments, l'article 101 de la Loi permet à la Régie de déterminer des mesures afin d'y remédier. En l'absence de dispositions spécifiques aux Tarifs et aux Conditions de service, la Régie doit appliquer le cadre décisionnel qu'elle a mis en place et suivre les principes fondamentaux qui y sont sous-jacents. Sortir de ce cadre enfreindrait les articles 25 et 31 (1°) de la Loi[24].
>
> [références et note de bas de page omises]

[104] Cette position demeure, comme on l'a vu, toujours conforme aux enseignements de la Cour d'appel du Québec.

[24] *Centre universitaire de santé McGill* c. *Hydro-Québec*, dossier P-110-2479, décision D-2014-023.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

4.2 ANALYSE

[105] Dans le cadre du présent dossier, la Régie doit vérifier si le Distributeur contrevient aux conditions de distribution d'électricité, en suspendant pour une période indéfinie la signature de l'Entente de raccordement avec Flumen et en refusant de procéder aux travaux de raccordement de cette dernière, pour des considérations internes relatives aux secteurs énergétiques prioritaires à desservir.

[106] Flumen allègue que le Distributeur contrevient à l'article 76 de la Loi, ainsi qu'à l'article 19.1.3 des Conditions de service, dont l'extrait pertinent se lit comme suit :

> […] Si vous êtes un client retenu au terme d'un appel de propositions, le raccordement de votre installation électrique est conditionnel à la signature d'une entente d'avant-projet et d'une entente de raccordement avec Hydro-Québec.

[107] Flumen soutient que le cadre légal applicable n'autorise pas Hydro-Québec à suspendre indéfiniment la signature de l'Entente de raccordement qu'elle lui a fait parvenir au mois de juillet 2023, pour laquelle Flumen a signifié l'acceptation de cette offre le 15 décembre 2023, et qu'au surplus, cette position d'Hydro-Québec va à l'encontre des principes généraux d'équité et de bonne foi prévus au *Code civil du Québec* en matière contractuelle.

[108] Le Distributeur prétend plutôt que l'article 19.1.3 des Conditions de service ne prévoit pas l'obligation pour Hydro-Québec de signer une entente de raccordement avec Flumen. Celles-ci ne prévoient pas non plus l'obligation de procéder aux travaux de raccordement nécessaires à l'alimentation de l'installation électrique.

[109] La Régie est d'avis que la position de Flumen est celle qui respecte le cadre légal en vigueur.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

[110] Comme mentionné précédemment, les conditions de distribution d'électricité sur lesquelles la Régie a compétence en matière de plaintes comprennent, notamment, les activités relatives au raccordement d'un consommateur et à son alimentation, puisqu'elles sont nécessaires à la prestation du service du Distributeur.

[111] Pour les motifs exprimés à la section 4.1 de la présente décision, la Régie doit notamment considérer son cadre législatif. Plus précisément, elle doit tenir compte du droit exclusif de distribution de l'article 62 de la Loi, de l'obligation de desservir prévue à l'article 76 de la Loi, ainsi que l'encadrement de cette obligation qui a été introduit par l'article 10 du PL 2[25].

[112] Le législateur a conféré un droit exclusif à Hydro-Québec de distribuer de l'électricité sur la quasi-totalité du territoire du Québec :

> 62. Le distributeur d'électricité est titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec, à l'exclusion des territoires desservis par les réseaux municipaux ou privés d'électricité et par la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville, le 13 mai 1997.
>
> Les réseaux municipaux d'électricité et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville sont également titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur le territoire desservi à cette date par leur réseau de distribution […] [26].

[113] En contrepartie de ce droit exclusif, le législateur a jugé opportun d'imposer à Hydro-Québec une obligation cardinale : l'obligation de desservir toute personne qui le demande dans le territoire où s'exerce son droit exclusif.

> 76. Le distributeur d'électricité, les réseaux municipaux d'électricité et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville sont tenus de distribuer l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où s'exerce leur droit exclusif.

---

25 LQ, 2023 c. 1.

26 RLRQ, c. R-6.01, article 62.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

> La Régie peut, à la demande d'un consommateur ou du distributeur d'électricité, d'un réseau municipal d'électricité ou de la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville, dispenser ces derniers de donner suite à une demande faite en vertu du présent article seulement si le service peut être satisfait de façon et à des conditions équivalentes par une autre source d'énergie, si elle est d'avis que les coûts inhérents au service demandé ne seront pas supportés par ce consommateur[27].

[114] Les Conditions de service peuvent venir encadrer l'obligation de desservir du Distributeur.

[115] Dans sa décision D-2019-052[28], la Régie mentionne que le Distributeur a lui-même reconnu que les Conditions de service qu'il a requises dans le dossier de la tarification du secteur des chaînes de blocs l'ont été pour encadrer son obligation de desservir :

> [20] En ces circonstances exceptionnelles, le Distributeur souligne qu'il doit être en mesure de continuer à s'acquitter de ses obligations de distribution de l'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec. Il demande donc à la Régie un encadrement particulier de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, dans le respect de son obligation de desservir prévue à l'article 76 de la Loi, soit :
>
> 1. la création d'une nouvelle catégorie de consommateur d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs;
>
> 2. la création d'un bloc dédié et l'énergie associée en usage non ferme pour une durée minimale de cinq ans et maximale de 10 ans;
>
> 3. l'établissement des éléments du processus de sélection permettant l'attribution du bloc dédié et l'énergie associée;
>
> 4. la fixation d'un tarif dissuasif applicable à tout nouvel abonnement pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, de même qu'à toute substitution d'usage et accroissement de puissance pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

[27] RLRQ, c. R-6.01, article 76.

[28] Dossier R-4045-2018, décision D-2019-052.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

> […]
>
> [356] Il [le Distributeur] ajoute qu'une fois fixés les tarifs et conditions de service à l'étape 3 du dossier, il aura l'obligation de desservir tout client qui serait disposé à payer le tarif dissuasif, sous réserve qu'il s'agisse d'une demande visée par l'article 10.6 des Tarifs, de la même façon qu'il doit offrir le service à tout client prêt à payer le tarif qui lui est autrement applicable[29].
>
> [notre ajout] [notes de bas de page omises]

[116] Dans cette décision, la Régie est en accord avec cette position :

> [378] La Régie convient avec Bitfarms qu'une conséquence prévisible d'un tarif de 15 ¢/kWh pour la composante énergie serait l'annulation de projets de chaînes de blocs non autorisés dans le cadre des mesures mises en place au présent dossier. [La] Régie souligne qu'il s'agit précisément du but recherché, soit de contenir l'obligation de desservir prévue à l'article 76 de la Loi[30]. [notre ajout]

[117] La Régie doit, pour interpréter l'article 19.1.3 des Conditions de service, tenir compte, notamment, du contexte légal et décisionnel dans lequel il s'inscrit, ce qui est conforme à la méthode moderne d'interprétation des lois. L'article 19.1.3 doit donc être lu de concert avec l'obligation de desservir prévue à la Loi.

[118] La Régie doit également tenir compte dans l'interprétation de l'article 19.1.3 des Conditions de service des décisions rendues au terme des dossiers R-4045-2018 et R-4210-2022, en vertu desquelles l'encadrement règlementaire relatif aux demandes d'alimentation pour un usage cryptographique a été fixé. Il est à noter que cet encadrement règlementaire a par ailleurs été fixé, comme l'invoquait le Distributeur dans ce dossier, dans le respect de son obligation de desservir.

[119] L'article 19.1.3 des Conditions de service décrit notamment les éléments à utiliser pour déterminer le coût et le paiement des travaux que la personne requérant le

---

[29] Dossier R-4045-2018, décision D-2019-052, par. 20 et 356.

[30] Dossier R-4045-2018, décision D-2019-052, par. 378.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

raccordement devra débourser à Hydro-Québec. Le dernier alinéa de l'article 19.1.3 des Conditions de service se lit comme suit :

> 19.1.3 Abonnements à des fins d'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs
>
> […]
>
> Si vous êtes un client retenu au terme d'un appel de propositions, le raccordement de votre installation électrique est conditionnel à la signature d'une entente d'avant-projet et d'une entente de raccordement avec Hydro-Québec.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

[120] Cet alinéa de l'article 19.1.3 est applicable à Flumen, car elle est une cliente retenue au terme de l'Appel de propositions. Selon cet alinéa, la réalisation de deux conditions est nécessaire pour le raccordement.

[121] La première condition est la signature d'une entente d'avant-projet avec Hydro-Québec. Cette condition est satisfaite, puisqu'une telle entente d'avant-projet a été signée entre les parties le 30 octobre 2020.

[122] La deuxième condition est la signature d'une entente de raccordement avec Hydro-Québec. C'est cette condition qui fait litige, car Hydro-Québec refuse de signer l'Entente de raccordement, bien que l'ensemble des clauses de l'Entente de raccordement ont été convenues et agréées entre les deux parties. En effet, tel qu'il appert de la preuve, l'Entente de raccordement a été soumise en juillet 2023 par Hydro-Québec à Flumen et acceptée par cette dernière le 15 décembre 2023, après avoir satisfait à l'ensemble des exigences d'Hydro-Québec.

[123] En vertu de l'article 1387 du *Code civil du Québec*, en acceptant l'offre du Distributeur pour l'Entente de raccordement le 15 décembre 2023, un contrat s'est formé entre les parties.

[124] Cela constitue également une entente de raccordement selon la définition des Conditions de service, puisque cette dernière ne requiert pas une signature mais seulement un accord de volonté entre les parties. La définition d'une entente de raccordement aux Conditions de service se lit comme suit :

> entente de raccordement : *une entente conclue* entre Hydro-Québec et un client qui souscrit un abonnement pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs par suite d'un appel de propositions, dans laquelle sont notamment précisés les coûts que le client doit assumer pour le raccordement de son installation électrique au réseau de distribution ou de transport d'électricité Hydro-Québec[31].

[125] Bien que cette définition mentionne simplement une « entente conclue », ce qui est le cas entre les parties, puisqu'il y a eu accord de volonté le 15 décembre 2023, Hydro-Québec se réfugie derrière la technicalité de la signature mentionnée au dernier alinéa de l'article 19.1.3 des Conditions de service pour refuser de donner suite à la demande de raccordement de Flumen.

[126] En raison de sa compréhension du cadre législatif, Hydro-Québec a refusé jusqu'à l'audience de révéler à Flumen et à la Régie les motifs de cette suspension indéfinie de manière plus précise que l'équivoque « la situation énergétique actuelle »[32]. Lors de l'audience, madame Guénette témoigne de ces motifs : ceux-ci ont trait principalement aux bilans énergétiques serrés et aux désirs d'Hydro-Québec de desservir une autre clientèle que Flumen, soit celle des filières stratégiques de la politique énergétique.

[127] La Régie est d'avis que le dernier alinéa de l'article 19.1.3 des Conditions de service doit être lu dans le contexte de l'obligation de desservir et des décisions rendues par la Régie. Selon elle, la technicalité de la signature mentionnée à cet article est un moyen de confirmer qu'il y a eu un accord de volonté et qu'une entente a été conclue, mais l'absence de cette signature n'est pas un obstacle dirimant pour conclure qu'une telle entente n'a pas été conclue. Il est clair que la signature de l'Entente de raccordement - dont dépend le raccordement de l'installation de Flumen, ne peut uniquement reposer sur le bon

---

31 Dossier R-4045-2018 Phase 3, décision D-2021-160, p. 8 et suivantes. Voir aussi à la page 9 de l'*Addenda* aux Conditions de service, entré en vigueur le 9 décembre 2021.

32 Lettre d'Hydro-Québec à la Régie datée du 11 juin 2024.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

vouloir du Distributeur, comme semble le suggérer celui-ci, puisque cela irait manifestement à l'encontre de son obligation de desservir.

[128] De plus, une lecture des Conditions de service, des tarifs et des décisions mentionnées précédemment ne révèle aucune indication que la Régie ait voulu conférer une telle discrétion au Distributeur, bien au contraire.

[129] Il faut plutôt faire le lien entre cette décision d'Hydro-Québec de suspendre sa signature de l'Entente de raccordement et la demande qu'elle avait faite dans son dossier de plan d'approvisionnement, examiné par la Régie de manière parallèle[33].

[130] Ainsi, dans le dossier R-4210-2022 Phase 1, Hydro-Québec demandait à la Régie de ramener à 0 MW la quantité associée au solde du bloc réservé prévu pour l'alimentation des clients au Tarif CB et de mettre fin à la réattribution des quantités détenues actuellement par les clients retenus au terme de l'Appel de propositions.

[131] Au soutien de ces demandes, Hydro-Québec invoquait, entre autres, sa capacité à répondre aux besoins et desservir les filiales stratégiques. Elle invoquait également le fait que si cette obligation de réattribution des quantités d'énergie rendue disponible devait être maintenue, il faudrait également maintenir le guichet unique et la liste d'attente, ce qui impliquerait de mettre en ligne et tenir à jour la page Web dédiée au guichet unique et à ladite liste d'attente.

[132] Dans sa décision D-2023-109[34], datée du 20 septembre 2023, la Régie accueillait la première demande de réduire à zéro le solde du Bloc réservé. Toutefois, elle rejetait la demande du Distributeur de mettre fin à la réattribution des quantités détenues actuellement par les clients retenus au terme de l'Appel de propositions. La Régie jugeait notamment que la réattribution potentielle des 32,6 MW alloués ne compromet pas sérieusement la capacité d'Hydro-Québec à desservir les filières stratégiques.

[33] Dossier R-4210-2022 Phase 1.

[34] Dossier R-4210-2022 Phase 1, décision D-2023-109, p. 78 et 79.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

[133] Le motif relatif aux bilans énergétiques serrés qui pourraient compromettre la capacité du Distributeur à desservir les filières stratégiques, si les MW alloués au Bloc réservé étaient fournis au Tarif CB, a ainsi été rejeté par la Régie.

[134] C'est pourquoi une lecture des Conditions de service relatives aux demandes d'alimentation pour un usage cryptographique, dont l'article 19.1.3, dans le contexte de l'obligation de desservir et des décisions précitées, permet plutôt de conclure que le Distributeur ne peut refuser de desservir Flumen ou de suspendre cette desserte pour des considérations étrangères aux Conditions de service et aux tarifs.

[135] Le motif invoqué par le Distributeur est manifestement étranger aux Conditions de service et a été explicitement rejeté par la Régie. La suspension décrétée par le Distributeur ne dépend aucunement de Flumen, mais plutôt des critères externes à cette dernière et n'est aucunement liée aux conditions devant être respectées par celle-ci.

[136] La Régie ne peut retenir une interprétation de l'article 19.1.3 qui permettrait au Distributeur, par le biais d'une suspension à durée indéterminée de la demande de raccordement, de refuser à Flumen, alors que cette dernière satisfait aux conditions prescrites, le droit d'être desservie en électricité conformément aux Conditions de service et aux tarifs.

> [103] Il est bien établi en droit administratif qu'une personne qui rencontre les conditions prescrites par une loi ou des règlements pour bénéficier d'un droit, en l'occurrence le droit de bénéficier du droit de l'Option d'Électricité Interruptible, ne peut pas être privée de ce droit pour des considérations étrangères aux dispositions de la loi ou des règlements, à savoir l'article 6.13 du Tarif […] [35].

[137] À cet égard, il a été démontré que Flumen respecte l'ensemble des conditions requises pour que son installation soit raccordée, ce qui n'est d'ailleurs pas contesté par le Distributeur. En acceptant de signer l'Entente de raccordement le 15 décembre 2023 que le Distributeur lui a transmise en juillet 2023, les deux parties se sont entendues sur l'ensemble des éléments essentiels de l'Entente de raccordement. Il n'y a donc pas de différend à cet égard.

---

[35] *Papiers White Birch Holding Compagnie c. Régie de l'énergie*, 2012 QCCS 14, par. 103.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

[138] Cependant, le Distributeur maintient qu'il n'y a rien dans les Conditions de service qui lui impose l'obligation de signer l'Entente de raccordement et de procéder aux travaux. Il ne contreviendrait donc pas, à la lettre, aux Conditions de service.

[139] Comme l'indique Flumen, il n'est nulle part prévu dans les Conditions de service ou dans les tarifs que le Distributeur bénéficie du droit de mettre sur pause le raccordement d'une installation électrique pour un tel motif.

[140] Enfin, comme indiqué par Flumen, et admis par le Distributeur, le PL 02 ne limite pas l'obligation du Distributeur à desservir Flumen. À cet égard, Flumen avait déjà, en date du 2 décembre 2022, conclu une entente avec le Distributeur impliquant une contribution financière et avait même déboursé la somme demandée. En fait, la preuve révèle que Flumen s'est pliée à chacune des demandes supplémentaires d'Hydro-Québec.

[141] Elle a ainsi accepté de réduire le volume de 20 MW qu'elle avait obtenu à la suite de l'Appel de propositions à 17,5 MW en juin 2023. Elle a également dûment complété l'analyse d'efficacité énergétique exigée aux termes de l'article 3 de l'Entente de raccordement et l'a partagée à Hydro-Québec dans les mois suivants. En fait, si Flumen a donné son accord à l'Entente de raccordement seulement en décembre 2023, c'était principalement aux fins de donner suite à cette nouvelle exigence de la part du Distributeur.

[142] Enfin, questionnée en audience sur la durée de la suspension, la représentante d'Hydro-Québec confirme que la suspension de la signature est externe à Flumen, celle-ci s'étant pliée à toutes les exigences. Cette représentante demeure extrêmement vague sur ce qui pourrait faire changer d'idée Hydro-Québec, pour qu'elle décide de donner suite à cette Entente de raccordement. Elle indique simplement suivre l'actualité.

[143] La Régie est d'avis que la suspension pour une durée indéterminée est, dans les faits, une fin de non-recevoir de la part d'Hydro-Québec et un refus d'accomplir son obligation de desservir prévue à la Loi.

[144] Durant son témoignage, madame Guénette maintient sa prétention à l'effet qu'il ne s'agit que d'une suspension. Son témoignage concernant la réunion du 22 décembre 2023 sur le dévoilement des motifs à Flumen est contredit par les deux autres personnes

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

qui étaient présentes, dont une qui faisait alors partie de son personnel. Par ailleurs, la Régie estime que l'ensemble du témoignage de madame Guénette manque d'authenticité et de sincérité. Elle connaît l'obligation de desservir du Distributeur, elle connaît la décision de la Régie, mais refuse de faire face à son obligation.

[145] Le *Code civil du Québec* impose la collaboration de bonne foi dans les relations contractuelles. En effet, en vertu de l'article 1375 du *Code civil du Québec*, la bonne foi doit gouverner la conduite des parties, tant au moment de la naissance de l'obligation qu'à celui de son exécution ou de son extinction[36].

[146] Dans une décision de la Cour supérieure, cette dernière s'est penchée sur cette obligation de bonne foi :

> [38] Depuis la réforme du Code civil du Québec, les cocontractants ont l'obligation de coopérer tel que le confirment les auteurs.
>
> [39] L'explication synthèse des auteurs *Baudouin, Jolin et Vézina* va comme suit :
>
> > 129 – Obligation de coopération – L'obligation de coopération repose sur une nouvelle conception du contrat : souvent, il n'est plus « le choc frontal de deux intérêts individuels et antagonistes, momentanément compatibles lors de l'échange des consentements », mais il apparaît comme « la rencontre, inscrite dans le temps, de deux aspirations convergentes à collaborer » à l'atteinte d'un résultat. La collaboration, en quelque sorte, est plus exigeante que la loyauté en ce qu'elle commande un comportement positif, plutôt qu'une simple abstention. Il n'est donc pas étonnant que, en vertu de la philosophie très libérale du droit du Code civil du Bas-Canada, on l'ait très peu considérée par le passé. Mais, depuis l'affirmation du principe de la bonne foi lors de la réforme du Code civil, il est devenu nécessaire d'admettre que, dans certaines circonstances, une partie doit collaborer avec l'autre pour permettre au contrat de produire son plein effet, et à cette autre partie d'atteindre ses objectifs légitimes et raisonnables. On doit certes souscrire à l'existence d'une obligation de coopération dans

[36] RLRQ, c. CCQ-1991, article 1375. Cet article est souvent lu en conjonction avec les articles 6 et 7 du *Code civil du Québec*.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

> l'exécution des contrats, même si le Code traite, tantôt explicitement en matière de mandat, tantôt implicitement, d'une telle obligation seulement pour certains contrats nommés.
>
> [Le Tribunal souligne]

[40] Celle des professeurs *Lluelles et Moore* va également dans le même sens :

> 1997. Ce deuxième devoir général se décline, lui, sur un mode positif. Il impose, en effet, à chaque partie un comportement actif, destiné à assister le cocontractant, notamment à « avertir en cours du contrat, des événements qu'il a intérêt à connaître pour l'exécution du contrat ». L'obligation de bonne foi ne se cantonne donc pas à condamner l'attitude dolosive d'un contractant ni à exiger tel ou tel type de comportement. Plus exigeante encore, elle vise « une conduite globale (chez le créancier aussi bien que chez le débiteur) à apprécier selon la morale ». Cette conduite globale doit favoriser l'aventure commune, voir la « petite société » que représenterait la relation contractuelle. Cette « union d'intérêts » implique, selon l'heureuse formule du professeur Mazeaud, « un comportement altruiste minimum qui doit épouser les attentes légitimes de son partenaire ». Elle vise à faciliter l'exécution même du contrat.
>
> [Le Tribunal souligne]

> [41] Les faits démontrent que JC inc. a usé de l'examen de titres comme prétexte pour se soustraire à son obligation. Son attitude n'a aucunement favorisé l'atteinte des buts communs. Elle a fermé la porte à toute discussion et a, de ce fait, privé sa cocontractante d'un droit important, celui de pouvoir remédier aux défauts afin de conclure la vente tel que convenu.
>
> [42] Pour toutes ces raisons, le Tribunal conclut que JC inc. n'avait aucune raison valable ou légale de ne pas donner suite à l'offre d'achat[37].
>
> [références et notes de bas de pages omises]

[147] Dans le dossier sous examen, Hydro-Québec, loin d'apporter sa collaboration, n'a même aucun reproche à faire à Flumen pour ne pas donner suite à la demande de

---

[37] *2991292 Canada inc.* c. *JCorp inc.*, 2010 QCCS 6022.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

raccordement et signer l'Entente de raccordement. Elle utilise la nomenclature de la signature de l'Entente de raccordement afin de se soustraire à son obligation de desservir et, ce faisant, elle contrevient également à son obligation de bonne foi.

[148] **Pour ces motifs, la Régie est d'avis que le Distributeur ne peut refuser de signer l'Entente de raccordement et de procéder aux travaux de raccordement, ni suspendre ces évènements pour une durée indéterminée. En refusant de signer l'Entente de raccordement et en omettant de raccorder et d'alimenter Flumen selon les termes de cette entente, le Distributeur contrevient à l'article 19.1.3 des Conditions de service et à son obligation de desservir.**

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

4.3 MESURES POUR L'APPLICATION DES CONDITIONS DE SERVICE

[149] En vertu de l'article 101 de la Loi, lorsque la Régie considère que le Distributeur a contrevenu aux conditions de distribution d'électricité, elle ordonne au distributeur d'électricité d'appliquer les mesures qu'elle détermine concernant l'application de celles-ci. Elle peut en déterminer la date d'application et fixer des délais pour leur application.

[150] Comme il a été mentionné à la section 4.1.3 de la présente décision, cet article de la Loi a été interprété comme donnant à la Régie les pouvoirs nécessaires pour remettre les parties dans l'état dans lequel elles auraient dû se trouver, n'eut été de la contravention par le Distributeur :

> La Régie détient une compétence exclusive en ce qui a trait aux plaintes des consommateurs relativement à l'application des tarifs et des conditions de fourniture de l'électricité (et de gaz naturel). Elle doit en conséquence posséder tous les pouvoirs nécessaires à son exercice et, notamment, celui de remettre les parties dans l'état dans lequel elles auraient dû se trouver. Le législateur a voulu accorder cette compétence à un tribunal administratif afin que les différends existant entre un consommateur et un distributeur d'énergie puissent se régler de façon simple et expéditive. Renvoyer un des éléments de son pouvoir de

> redressement aux cours de droit commun ne permettrait pas à la Régie d'assumer adéquatement son mandat[38].

[151] Lorsqu'elle ordonne ces mesures, la Régie doit appliquer les principes fondamentaux au cadre juridique encadrant les conditions de distribution d'électricité.

[152] **Dans le présent contexte du dossier, la Régie est d'avis que le Distributeur doit donner suite à l'Entente de raccordement et aux travaux de raccordement de l'installation électrique de Flumen qui y sont prévus, une fois le paiement complet de la contribution reçu, conformément à l'article 19.1.3 des Conditions de service.**

[153] Par ailleurs, l'Entente de raccordement prévoit des dates de mise sous tension initiale et de montées en charge. Celles-ci pourraient être rendues inopérantes, en raison des délais imposés par la conduite d'Hydro-Québec.

[154] La Régie exige également un suivi de la part d'Hydro-Québec, en ce qui a trait à l'exécution des travaux de raccordement et de l'alimentation en électricité de Flumen. Ce suivi permettra à la Régie de pouvoir trancher tout litige qui pourrait survenir, notamment ceux qui pourraient résulter, le cas échéant, du caractère inopérant des dates de mise sous tension et de montées en charge prévues à l'Entente de raccordement.

[155] En conséquence, le Distributeur devra faire un suivi mensuel quant aux travaux entrepris et exécutés pour que Flumen puisse bénéficier de l'électricité qui lui est allouée à l'Entente de raccordement.

[38] Dossier P-110-210R, décision D-2000-170.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

4.4 SUIVI DE LA DÉCISION D-2023-109

[156] Dans le dernier dossier du plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec[39], la Régie a publié la décision D-2023-109[40]. Aux paragraphes 294 à 300 de cette décision, la Régie rejetait la demande du Distributeur de mettre fin à la réattribution des quantités détenues par des clients retenus au terme de l'Appel de propositions et maintenait le bloc réservé de 32,6 MW pour la clientèle CB. Enfin, elle lui demandait de déposer le texte modifié des Conditions de service conforme aux ordonnances contenues dans cette décision[41].

[157] Dans le cadre du présent dossier, la Régie s'aperçoit qu'Hydro-Québec l'a informée incorrectement dans le dossier R-4210-2022 en regard de la réattribution des quantités détenues actuellement par les clients retenus au terme de l'Appel de propositions. Dans sa correspondance du 25 janvier 2024[42], pour justifier sa demande de suspendre son obligation de déposer le texte modifié des Conditions de service, Hydro-Québec lui a affirmé qu'aucune quantité de ce bloc n'est présentement disponible. Or, Hydro-Québec sait depuis plusieurs mois, soit depuis juin 2023, que Flumen a accepté de libérer une quantité de 2,5 MW de ce bloc réservé et que ce volume doit être réalloué.

[158] De plus, dans cette correspondance du mois de janvier 2024, le Distributeur s'est engagé à informer la Régie dans les meilleurs délais dans l'éventualité ou des MW seraient rendus disponibles. Or, la Régie ne peut que constater qu'Hydro-Québec ne lui a toujours pas transmis, dans un dossier tarifaire, cette information. En fait, dans le dossier tarifaire présentement sous examen, la Régie comprend qu'Hydro-Québec omet de signaler cette information[43].

[159] La Régie a compétence pour surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants.

---

39 Dossier R-4210-2022.

40 Dossier R-4210-2022, décision D-2023-109.

41 Dossier R-4210-2022, décision D-2023-109, par. 300.

42 Dossier R-4210-2022, pièce B-0153.

43 Dossier R-4270-2024, pièce B-0029, section 4.3, p. 17 et suivantes.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

[160] Il est important que cette information soit transmise à la Régie dans ses dossiers réglementaires, pour qu'une décision soit rendue sur les textes applicables des Conditions de service, conformément à la décision D-2023-109.

[161] Compte tenu de l'importance d'agir de manière transparente en matière tarifaire et en temps opportun, notamment concernant une quantité non attribuée du bloc réservé pour la clientèle CB, **la Régie ordonne à Hydro-Québec de déposer au dossier R-4270-2024, dans un délai de 5 jours à compter de la publication de la présente décision, l'information à l'effet que 2,5 MW du Bloc réservé de 32,6 MW ne sont plus alloués à des clients de chaînes de blocs (Tarif CB) en déposant la présente décision et les notes sténographiques de l'audience du 2 juillet 2024 prises dans le présent dossier.**

[162] **Pour ces motifs**,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la plainte;

ORDONNE à Hydro-Québec de procéder à la signature de l'Entente de raccordement signée par Énergie Flumen inc. en date du 3 janvier 2024, tel que présenté à l'onglet 1 du dossier d'examen interne du Distributeur, jointe comme Annexe 1 de la présente décision;

ORDONNE à Hydro-Québec de procéder aux travaux de raccordement nécessaires à l'alimentation de l'installation électrique pour le Projet d'Énergie Flumen inc., tel que déterminé à l'Entente de raccordement signée par Énergie Flumen inc. en date du 3 janvier 2024, tel que présenté à l'onglet 1 du dossier d'examen interne du Distributeur, jointe comme Annexe 1 de la présente décision;

ORDONNE à Hydro-Québec de déposer à la Régie de l'énergie, dans le dossier P-110-3627, le 30e jour de chaque mois, un suivi des travaux de raccordement et d'alimentation et ce, jusqu'à la fin des travaux, incluant le mois de la dernière date de montée en charge;

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

ORDONNE à Hydro-Québec de déposer au dossier R-4270-2024, dans un délai de 5 jours à compter de la publication de la présente décision, l'information à l'effet que 2,5 MW du Bloc réservé de 32,6 MW ne sont plus alloués à des clients de chaînes de blocs (Tarif CB), en déposant la présente décision et les notes sténographiques de l'audience du 2 juillet 2024 prises dans le présent dossier.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

M[e] Lise Duquette
Régisseur

Hydro-Québec représentée par M[e] Jean Lortie et M[e] Rosemarie Sarrazin
Énergie Flumen inc. représentée par M[e] Marie-Pierre Boudreau et M[e] Frédéric Legendre

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

ANNEXE 1

Annexe 1
(18 pages)

L. D. ___

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

ENTENTE DE RACCORDEMENT
EN MOYENNE TENSION

intervenue à Montréal, province de Québec.

ENTRE : **ÉNERGIE FLUMEN INC.**, personne morale légalement constituée, domiciliée au 2009, 1er Rang, dans la ville de Saint-Antonin, province de Québec, G0L 2J0,

(ci-après désignée le « **Requérant** »),

ET : **HYDRO-QUÉBEC**, personne morale de droit public constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, Montréal (Québec), H2Z 1A4, dans ses activités de distribution d'électricité,

(ci-après désignée « **Hydro-Québec** »),

(le Requérant et Hydro-Québec étant ci-après désignés collectivement les « **Parties** » ou individuellement une « **Partie** »)

ATTENDU QUE :

A. suite à l'appel de propositions A/P 2019-01 d'Hydro-Québec visant l'attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie associée en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, la soumission du Requérant a été retenue par Hydro-Québec ;

B. le Requérant a demandé à Hydro-Québec le raccordement d'une nouvelle installation électrique, pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ;

C. l'appel de puissance prévu pour l'Installation électrique est de 17 500 kW et que la puissance disponible prévue est de 18 421 kVA ;

D. la tension d'alimentation prévue est de 25 kV;

E. l'Installation électrique sera permanente et que le Requérant convient avec Hydro-Québec de mettre la charge électrique sous tension à la Date prévue de mise sous tension initiale;

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

F. la demande en électricité est en croissance au Québec ce qui entraîne notamment des modifications au réseau d'électricité d'Hydro-Québec ainsi que des besoins soutenus en énergie et en puissance additionnelle;

G. Hydro-Québec devra notamment prendre des engagements auprès de producteurs d'électricité pour approvisionner en électricité le Projet d'affaires du Requérant à la hauteur de la puissance demandée par celui-ci;

H. le Requérant a fourni une prévision précise de sa consommation d'électricité en énergie et en puissance, au meilleur de sa connaissance, afin qu'Hydro-Québec puisse planifier ses approvisionnements en électricité requis pour répondre à ces besoins et à ceux de l'ensemble de sa clientèle;

I. en contrepartie des engagements du Requérant dont celui de payer tous les coûts des travaux indiqués à la présente Entente, Hydro-Québec accepte de prolonger ou modifier son réseau de distribution d'électricité;

EN CONSÉQUENCE, LES PARTIES CONVIENNENT DE CE QUI SUIT :

1 DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION

1.1 Lorsqu'ils sont employés dans la présente *Entente* et ses annexes, les mots et expressions suivants ont, à moins d'incompatibilité avec le contexte, la signification suivante :

a) « **Abandon** » signifie l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 14;

b) « **Abonnement** » signifie tout contrat conclu entre le Requérant et Hydro-Québec pour le service d'électricité fourni à un lieu de consommation, lequel est défini comme étant tout endroit en aval du point de raccordement desservi par Hydro-Québec. « Service d'électricité » signifie la mise et le maintien sous tension du point de raccordement, qu'il y ait ou non utilisation de l'électricité;

c) « **Chaîne de blocs** » signifie une base de données distribuée et sécurisée, dans laquelle sont stockées chronologiquement, sous forme de blocs liés les uns aux autres, les transactions successives effectuées entre ses utilisateurs depuis sa création, selon ses variantes actuelles et futures ;

d) « **Conditions de service** » signifie les Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité fixées par la Régie de l'énergie en vigueur au moment où elles s'appliquent;

e) « **Date prévue de mise sous tension initiale** » signifie la date à laquelle les Parties prévoient mettre sous tension la nouvelle charge électrique, sous réserve des conditions prévues aux présentes;

f) « **Distributeur** » signifie Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

g) « **Entente** » signifie la présente entente et les expressions « des présentes », « aux présentes », « en vertu des présentes », « par les présentes » et autres expressions du même genre, réfèrent à cette entente dans son ensemble et non à un article, paragraphe ou alinéa particulier;

h) « **Entente d'avant-projet** » signifie l'entente d'avant-projet intervenue entre les Parties le 30 octobre 2020 pour le *Projet d'affaires*;

i) « **Frais de report** » signifie les frais décrits à l'article 13.1;

j) « **Installation électrique** » signifie l'installation électrique du Requérant située au 90, rue du Parc Industriel à Matane, (coordonnées géographiques du point de raccordement : Latitude. N 48^{0} 50'13,2" Longitude. O 67^{0} 32'54.6");

k) « **Période de consommation** » signifie une période au cours de laquelle l'électricité est livrée au Requérant et qui est comprise entre les deux (2) dates utilisées par Hydro-Québec dans le calcul de la facture ;

l) « **Projet d'affaires** » signifie le projet du Requérant qui consiste à raccorder une nouvelle *Installation électrique* pour un *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*;

m) « **Service de base** » signifie le service offert par Hydro-Québec pour répondre à la demande d'alimentation du Requérant selon la solution technique la moins coûteuse déterminée par Hydro-Québec et sur lequel l'allocation s'applique;

n) « **Solution retenue** » signifie les modalités d'alimentation de l'Installation électrique décrites à l'article 2.2;

o) « **Service non ferme** » a le sens qui lui est donné à l'article 5 ;

p) « **Tarifs** » signifie les Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité approuvés par la Régie de l'énergie en vigueur au moment où ils s'appliquent.

q) « **Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs »** signifie un usage de l'électricité pour l'exploitation d'équipements informatiques aux fins de calculs cryptographiques permettant notamment de valider les transactions successives effectuées entre utilisateurs de *Chaîne de blocs*. Un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs vise le minage ou le maintien d'un réseau de cryptomonnaie contre rémunération;

1.2 Le préambule et les annexes suivantes font partie intégrante de l'*Entente* :

Annexe 1 : Analyse énergétique (sera annexée à la suite de la signature de cette Entente selon les modalités des présentes);

Annexe 2 : Sommaire des données;

Annexe 3 : Modèle de liste de contacts - demandes d'effacement;

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

Annexe 4 : Exigences techniques;

2 OBJET DE L'*ENTENTE* ET SOLUTION RETENUE

2.1 L'*Entente* vise à définir les engagements des Parties pour répondre à la demande d'alimentation du Requérant.

2.2 Pour répondre à cette demande d'alimentation, la *Solution retenue* par les Parties consiste à ajouter une section de 12 mètres de ligne à partir de la ligne MAT-236 d'Hydro-Québec, à installer deux liaisons aérosouterraines avec interrupteurs pour permettre, lorsque possible selon la capacité d'Hydro-Québec, le transfert sur la ligne de relève MAT-235 et démanteler une section de ligne rendue inutile.

2.3 Le Requérant déclare, au meilleur de sa connaissance, que sa demande d'alimentation représente fidèlement les besoins en électricité et en puissance de son *Projet d'affaires* et s'engage à aviser promptement Hydro-Québec par écrit de tout changement à ses besoins.

3 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

3.1 Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec pour approbation une analyse énergétique visant des mesures d'efficacité énergétique et un usage énergétique significatif de la consommation d'électricité du *Projet d'affaires*. Un usage énergétique significatif est un mode ou un type d'utilisation de l'énergie (par exemple, procédé, équipement, chaîne de production ou système auxiliaire) qui représente une part importante de la consommation d'énergie électrique ou qui offre un potentiel considérable d'amélioration de la performance énergétique en matière d'électricité.

3.2 L'analyse énergétique doit minimalement comprendre les éléments suivants :

3.2.1 la description des équipements, des procédés ou des systèmes visé par l'analyse énergétique;

3.2.2 pour les différents scénarios proposés, une description des mesures d'efficacité énergétique déterminées ainsi que des équipements, des procédés, des systèmes du bâtiment (existant ou bâtiment de référence dans le cas d'une nouvelle construction);

3.2.3 les coûts d'investissement des différentes options analysées;

3.2.4 les économies d'énergie et financières (facture d'énergie);

3.2.5 les analyses de rentabilité des mesures d'efficacité énergétique (PRI, TRI ou VAN, etc.); et

3.2.6 les recommandations.

3.3 Dans les 30 jours de sa réception, Hydro-Québec approuve par écrit l'analyse énergétique si celle-ci est conforme aux exigences ou demande au Requérant de corriger l'analyse énergétique dans le délai qu'elle lui indique.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

3.4 Le Requérant devra implanter les mesures d'efficacité énergétique convenues avec Hydro-Québec avant que cette dernière procède à la mise sous tension de la nouvelle charge électrique selon les modalités convenues avec Hydro-Québec.

3.5 L'analyse énergétique approuvée sera ajoutée à l'Annexe 1 de l'*Entente*.

4 TARIFS APPLICABLES

4.1 À compter de la date de mise sous tension initiale, le prix des composantes énergie et puissance pour tout *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* correspond aux prix du tarif prévus à la sous-section 1.1 du chapitre 7 des *Tarifs*.

5 SERVICE NON FERME

5.1 Le service offert pour l'*Abonnement* du Requérant est un *Service non ferme*.

5.2 Moyennant un préavis d'un minimum de deux (2) heures donné par Hydro-Québec au Requérant indiquant la date et l'heure du début et de la fin de toute limitation de puissance, le Requérant s'engage à ce que la puissance maximale appelée de l'*Abonnement* ne dépasse pas 5 % de la valeur maximale enregistrée au cours d'une période de consommation comprise dans les 12 *Périodes de consommation* consécutives précédentes. Les limitations de puissance (demandes d'effacement) peuvent couvrir un maximum de 300 heures par année tarifaire, soit du 1er avril d'une année civile au 31 mars inclusivement de l'année suivante, sans autre restriction quant au nombre ou à la durée de chaque limitation de puissance et sans compensation.

5.3 Hydro-Québec transmettra son préavis par téléphone, par courriel et SMS automatisés aux adresses courriel et numéros de cellulaire des responsables fournis par le Requérant à sa liste de contacts, et par appels automatisés aux numéros de téléphone indiqués à sa liste de contacts. Un modèle de liste de contacts est joint à l'Annexe 3.

5.4 Le préavis donné par courriel, SMS automatisés ou par appels automatisés sera réputé avoir été validement donné par Hydro-Québec. Si aucun responsable ne peut être joint, le Requérant sera réputé avoir refusé de limiter sa consommation pendant la période de restriction visée.

5.5 Au plus tard à la date de signature de l'*Entente*, le Requérant doit fournir sa liste de contacts. Il doit la mettre à jour annuellement ou dès que requis en transmettant une nouvelle liste de contacts indiquant clairement les modifications apportées lesquelles entreront en vigueur sept (7) jours suivant la transmission de la liste.

5.6 Si le Requérant consomme de l'électricité pendant une période visée par une demande d'effacement, toute la consommation d'électricité au-delà de ce seuil de 5 % durant cette période lui est facturée au prix en vigueur au moment où il s'applique prévu aux *Tarifs*.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

6 MESURAGE

6.1 En tout temps, *l'Installation électrique* pour l'*Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* doit faire l'objet d'un *Abonnement* distinct, d'un mesurage distinct et d'une facturation distincte.

7 DATE PRÉVUE DE MISE SOUS TENSION INITIALE

7.1 Conditionnellement au respect de l'article 3.4 par le Requérant, la *Date prévue de mise sous tension initiale* est le 29 mars 2024. Cette date peut être reportée par Hydro-Québec compte tenu notamment des autorisations, ordonnances ou restrictions émises par toute autorité gouvernementale, municipale ou judiciaire, des travaux à être réalisés par la Commission des services électriques de Montréal (si applicable), des restrictions sur les réseaux civil et électrique, de l'interférence de tiers dans la réalisation des travaux et des conditions climatiques.

7.2 Afin de ne pas retarder les travaux d'Hydro-Québec, le Requérant fournira promptement à Hydro-Québec tout intrant que cette dernière requière ou qui serait utile en lien avec la *Solution retenue*.

7.3 Hydro-Québec ne peut être tenue responsable pour tous dommages ou inconvénients résultant d'un report de la *Date prévue de mise sous tension initiale*.

8 DESCRIPTION ET COÛTS DES TRAVAUX

8.1 Le coût des travaux de la *Solution retenue* est estimé à 149 210 $. Le Requérant doit payer à Hydro-Québec le coût de ceux-ci lequel n'est pas remboursable par Hydro-Québec. Ce paiement est dû avant le début des travaux, dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. Aucun *Service de base* ne s'applique à la *Solution retenue*.

8.2 Tout coût estimé des travaux sera révisé par Hydro-Québec au coût réel à la fin des travaux ou en cas d'*Abandon*. Le coût réel des travaux est obtenu en ajoutant les frais financiers à la valeur des dépenses courues et engagées (sauf sur la portion payée d'avance par le Requérant), depuis le début de l'avant-projet jusqu'à la *Date prévue de mise sous tension initiale* ou la date d'*Abandon*. Le coût est calculé selon le coût complet établi par le *Distributeur* conformément aux dispositions du chapitre 9 des *Conditions de service* et comprend, entre autres, le coût de l'avant-projet, des démarches en lien avec l'obtention des autorisations gouvernementales ou municipales, des travaux de modification et/ou d'ajout de ligne et de poste incluant le déboisement, les ouvrages civils ainsi que tout droit de servitude requis par Hydro-Québec, des travaux d'intégration de la charge, des travaux relatifs à une option, des contributions financières ou montants versés au milieu le cas échéant, y compris dans le cadre de processus de consultation ou d'accommodement de communautés autochtones et d'ententes sur les répercussions et les avantages avec ces communautés, des mesures

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

d'atténuations environnementales, du démantèlement des installations qui ne seront plus requises à la fin de l'alimentation et de la remise en état du site.

9 CONTRIBUTION DU REQUÉRANT ET PAIEMENT

9.1 En date des présentes, le montant de la contribution du Requérant au coût des travaux est de 134 805 $ (149 210 $ - 14 405 $), dont le détail est présenté au *Sommaire des données* joint à l'Annexe 2 des présentes.

9.2 Le paiement au montant de 14 405 $ versé par le Requérant à l'*Entente d'avant-projet* a été appliqué en réduction de la contribution.

9.3 Le Requérant doit payer à Hydro-Québec le montant de la contribution indiqué à l'article 9.1 dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec émise après la signature des présentes. La réception par Hydro-Québec de ce montant est une condition préalable au début de ses travaux.

9.4 La contribution sera révisée dès que la valeur des dépenses courues et engagées excède celle-ci. La contribution sera également révisée de façon à refléter le coût réel des travaux établi selon l'article 8.2.

10 FRAIS D'ADMINISTRATION ET INTERRUPTION

10.1 Le Requérant s'engage à payer toute facture émise par Hydro-Québec en vertu de la présente *Entente* dans un délai de 30 jours de la date de la facture. Tout montant impayé à l'échéance d'une facture entraîne des frais d'administration sur ce montant, au taux applicable à la date d'échéance de la facture et calculé conformément aux « frais d'administration applicables à la facturation par Hydro-Québec » prévus aux *Conditions de service*.

10.2 En cas défaut de paiement de toute facture émise par Hydro-Québec, celle-ci peut interrompre le service d'électricité de l'*Installation électrique* selon les modalités prévues aux *Conditions de service*.

11 PROPRIÉTÉ

11.1 Hydro-Québec demeure propriétaire des installations et équipements en amont de tout point de raccordement et des plans, devis, dessins et autres études qu'elle a réalisés ou fait réaliser pour répondre à la demande d'alimentation, même si le Requérant a contribué au coût de ceux-ci. Hydro-Québec demeure également propriétaire de l'appareillage de mesure installé en aval de tout point de raccordement. Le point de raccordement représente le point où le branchement d'Hydro-Québec et le branchement de l'*Installation électrique* se rencontrent. S'il n'y a pas de branchement d'Hydro-Québec, le point de raccordement correspond au point de branchement sur la ligne.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

12 AUTORISATIONS PRÉALABLES

12.1 La réalisation des travaux d'Hydro-Québec visés par la présente *Entente* est subordonnée à l'obtention préalable de toutes les autorisations que doit obtenir Hydro-Québec, notamment celles de la Régie de l'énergie relatives au projet d'investissement d'Hydro-Québec, le cas échéant.

13 SUSPENSION ET REPORT

13.1 Le Requérant peut demander par écrit à Hydro-Québec de suspendre ses travaux et de les reporter à condition: i) que le report soit pour une seule période n'excédant pas 12 mois, ii) que les Parties conviennent d'une nouvelle *Date prévue de mise sous tension initiale* et iii) que le Requérant paye à Hydro-Québec, au début de la période de report, une estimation des *Frais de report* déterminés comme suit :

13.1.1 Les frais financiers, calculés sur la période de report, établis selon le taux du *Distributeur* autorisé par la Régie de l'énergie alors en vigueur, appliqués sur la valeur des dépenses courues et engagées par Hydro-Québec depuis le début de l'avant-projet jusqu'à la reprise des travaux; et

13.1.2 Tout autre coût et pénalité découlant le cas échéant de la suspension des travaux et de la reprise à une date ultérieure, y inclus le coût des travaux de conservation des ouvrages réalisés.

13.2 Le Requérant doit payer le montant de l'estimation des *Frais de report* dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. À la fin de la période de report, Hydro-Québec révisera les *Frais de report* au coût réel et émettra, le cas échéant, une facture. Tout solde dû par le Requérant devra alors être payé dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec et tout montant payé en trop par le Requérant lui sera remboursé, le cas échéant.

13.3 Les *Frais de report* ne sont pas remboursables par Hydro-Québec.

13.4 Hydro-Québec maintiendra la *Solution retenue* pour la période de report convenue. Le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation à l'expiration de cette période.

13.5 Malgré ce qui précède, si une demande d'alimentation d'un tiers interfère avec celle du Requérant durant la période de report, Hydro-Québec en avisera par écrit le Requérant qui devra confirmer par écrit à Hydro-Québec l'une des trois options suivantes dans un délai de 30 jours de cet avis d'Hydro-Québec :

13.5.1 Mettre fin à la suspension des travaux pour permettre à Hydro-Québec d'achever ceux-ci selon la *Solution retenue*; ou

13.5.2 Abandonner sa demande d'alimentation; ou

13.5.3 Maintenir la suspension des travaux, auquel cas la *Solution retenue* devient automatiquement caduque. En pareil cas, les Parties tenteront de

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

s'entendre sur une nouvelle solution d'alimentation dans un délai de 120 jours. À défaut d'entente, le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation à l'expiration de ce délai de 120 jours.

13.6 Si le Requérant n'avise pas Hydro-Québec selon les modalités prévues à l'article 13.5, le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation.

13.7 Si à la date prévue du début des travaux d'Hydro-Québec, le Requérant n'a pas obtenu les autorisations pour réaliser son *Projet d'affaires,* Hydro-Québec avisera le Requérant par écrit que sa demande d'alimentation est réputée faire l'objet d'une demande de report, auquel cas les modalités du présent article 12.1 s'appliqueront.

14 ABANDON

14.1 Il y a *Abandon* dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

14.1.1 Lorsque le Requérant avise par écrit Hydro-Québec qu'il abandonne sa demande d'alimentation; ou

14.1.2 Lorsque le Requérant est en défaut relativement à une de ses obligations prévues aux articles 3.4 et 9 et qu'il ne remédie pas à ce défaut au plus tard 30 jours après en avoir été avisé par écrit par Hydro-Québec; ou

14.1.3 Lorsque le Requérant avise Hydro-Québec qu'il modifie sa demande, il y a *Abandon* pour la partie des travaux qui avait été initialement prévue et qui ne servira pas à la demande d'alimentation modifiée; ou

14.1.4 Dans les cas prévus aux articles 13.4,13.5.2,13.5.3 et 13.6; ou

14.1.5 Lorsque le Requérant fait cession de ses biens au bénéfice de l'ensemble de ses créanciers, dépose un avis d'intention de faire une proposition ou une proposition au sens de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité (*L.R.C., c. 1985, ch. B-3); ou

14.1.6 Lorsque le Requérant nomme, consent à ou approuve la nomination d'un syndic, d'un séquestre ou d'un liquidateur relativement au Requérant ou à ses biens; ou

14.1.7 Lorsqu'une procédure judiciaire relative au Requérant ou à ses biens est entreprise en vertu d'une loi relative à l'insolvabilité; ou

14.1.8 Lorsqu'une ordonnance initiale est demandée en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies (*L.R.C., ch. C-36) relativement au Requérant ou à ses biens; ou

14.1.9 Lorsque les autorisations préalables visées à l'article 12.1 ne sont pas émises en faveur d'Hydro-Québec.

14.2 En cas d'*Abandon*, celui-ci doit payer à Hydro-Québec un montant en dédommagement comprenant :

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

1° Le coût réel des travaux, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par Hydro-Québec, y compris la main-d'œuvre, les achats et les contrats de services ; et
2° Les compensations à payer découlant de la résiliation de tout contrat relatif à la demande du Requérant ; et
3° Le coût des travaux requis en raison de l'*Abandon* de la demande d'alimentation ; et
4° Le coût du démantèlement des installations et la remise en état du site, le cas échéant ; et
5° Le coût de démobilisation et de remise en état du site, le cas échéant, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par Hydro-Québec ; et
6° Toute autre dépense courue et engagée ; et
7° Les frais financiers capitalisés.

14.3 Le montant de dédommagement prévu à l'article 14.2, basé sur l'estimation des coûts relatifs à l'*Abandon,* doit être payé dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. Après révision par Hydro-Québec selon le coût réel encouru suite à l'*Abandon*, tout solde dû par le Requérant doit alors être payé par celui-ci dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec et tout montant payé en trop par le Requérant lui sera remboursé, le cas échéant.

15 RÉVISION DE COÛTS

15.1 Lorsqu'Hydro-Québec doit réviser tout coût en vertu de l'*Entente,* elle transmet au Requérant un écrit au moins 15 jours avant l'émission de la facture qui en découle, le cas échéant.

16 EXIGENCES TECHNIQUES

16.1 Le Requérant déclare avoir pris connaissance de la Norme F.22-01 – *Mesurage de l'électricité en moyenne tension et en haute tension* et s'engage à la respecter. Celle-ci est disponible à l'adresse internet indiquée à l'Annexe 4.

16.2 Le Requérant déclare avoir pris connaissance des Normes C.22-03, C.25-01 et E.21-12, ainsi que des *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec* et s'engage à s'y conformer. Celles-ci sont disponibles aux adresses internet indiquées à l'Annexe 4.

16.3 Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec, pour approbation, les études qui démontrent qu'il respecte les exigences techniques prévues à l'article 16.2.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

17 TAXES

17.1 Les valeurs indiquées pour les prix, paiements, frais, ou autres montants indiqués à l'*Entente* n'incluent aucune taxe de vente lesquelles taxes devront être ajoutées lorsqu'applicables.

17.2 Toutefois, dans l'éventualité où un montant, peut devenir payable ou devient payable par le Requérant en vertu de la présente *Entente* et qu'il n'est pas taxable en vertu des dispositions générales des régimes fiscaux mais est plutôt réputé inclure la taxe sur les produits et services (« TPS ») et la taxe de vente du Québec (« TVQ »), conformément à des dispositions particulières de la *Loi sur la taxe d'accise* et de la *Loi sur la taxe de vente du Québec*, alors ledit montant devra être majoré pour prendre en considération toute taxe réputée incluse dans un tel paiement, en vertu des dispositions particulières, de telle sorte qu'Hydro-Québec se retrouve avec un montant net équivalent à celui auquel elle aurait eu droit n'eut été de ces dispositions fiscales particulières.

18 DISPOSITIONS GÉNÉRALES

18.1 ***Loi applicable et élection de domicile.*** L'*Entente* est régie par les lois et règlements applicables dans la province de Québec. Toute réclamation ou poursuite relative à la présente *Entente* doit être intentée et poursuivie exclusivement devant les tribunaux de la province de Québec, dans le district judiciaire de Montréal, y compris le recours en appel.

18.2 ***Modification à l'Entente.*** Toute modification à l'*Entente* ne prend effet que lorsqu'elle a été constatée dans un écrit signé par les Parties.

18.3 ***Titres et sous-titres.*** Les titres et sous-titres des articles, paragraphes et alinéas de l'*Entente* y ont été insérés uniquement pour en faciliter la lecture et ne doivent pas servir à son interprétation.

18.4 ***Successeurs.*** L'*Entente* lie les Parties de même que leurs successeurs et ayants droit.

18.5 ***Signature***. Chaque Partie peut apposer une signature manuscrite, numérique ou électronique sur le même exemplaire de l'*Entente* ou sur des exemplaires distincts. Dans ce dernier cas, chacun de ces exemplaires signés constituera un original. La livraison électronique de tels exemplaires signés sera aussi valide que la livraison d'un exemplaire signé de façon manuscrite. Tous les exemplaires assemblés et échangés entre les Parties formeront un seul et même document signé.

18.6 ***Non renonciation.*** Le manquement ou le retard de l'une ou l'autre des Parties à exercer un droit prévu à l'*Entente* ne constitue pas une renonciation à un tel droit, et aucune des Parties ne sera empêchée d'exercer ultérieurement un droit qu'elle n'aurait pas antérieurement exercé, en tout ou en partie.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

19 COMMUNICATIONS

19.1 Tout avis ou toute facture doit, sauf si autrement spécifié, être donné par écrit par la livraison à son destinataire, soit de main à main, soit par courrier ou courriel, aux personnes et coordonnées indiqués ci-dessous.

LE REQUÉRANT :

À l'attention de :

Brian McDougall
Président
16, rue Émilie-Gamelin
Rivière-du-Loup (Québec) G5R 5L8
Téléphone : 418-894-0193
Courriel : brianwmcd@hotmail.com

HYDRO-QUÉBEC :

À l'attention de :

Liana Adornato
Déléguée commerciale
Complexe Desjardins, tour Est, 18e étage
C. P. 10000, succursale place Desjardins
Montréal (Québec) H5B 1H7
Téléphone : 514-757-8146
Courriel : adornato.liana@hydroquebec.com

19.2 Une Partie peut modifier le nom de la personne la représentant et ses coordonnées en transmettant à l'autre Partie un avis écrit à cet effet. La modification entre en vigueur le 15e jour suivant la réception de l'avis écrit ou à la date convenue entre les Parties.

20 AVIS DE MODIFICATION DE DÉNOMINATION SOCIALE ET DE CHANGEMENT DE CONTRÔLE

20.1 Le Requérant ne peut, sans le consentement préalable écrit d'Hydro-Québec, modifier sa dénomination sociale, céder ou transférer une partie ou la totalité de ses droits et obligations précisés à l'*Entente*, ou modifier notamment le changement de contrôle résultant d'une vente d'actifs et/ou d'actions, d'une fusion, acquisition ou autre transaction du même genre. Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec toute information sur la modification lui permettant d'évaluer le niveau de risque de crédit et de fixer les exigences applicables en vue de cette modification et l'amendement de la présente *Entente*.

20.2 Le présent article n'affecte pas les droits d'Hydro-Québec en vertu de l'article 18.4 de l'*Entente*.

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

21 FORCE MAJEURE

21.1 L'expression « force majeure » dans l'*Entente* signifie tout événement imprévisible, irrésistible et indépendant de la volonté d'une Partie, qui retarde, interrompt ou empêche l'exécution totale ou partielle par cette Partie de toutes ou partie de ses obligations en vertu de l'*Entente*. Sans restreindre la portée de ce qui précède, l'un ou l'autre des événements suivants constitue un cas de force majeure : guerre, émeute, vandalisme, intervention non sollicitée de tiers, rébellion, foudre, tremblement de terre, grève, inondation, incendie et explosion. La Partie invoquant un cas de force majeure doit en donner avis sans délai à l'autre Partie et indiquer dans cet avis, le plus précisément possible, l'effet de cette force majeure sur sa capacité d'exécuter ses obligations prévues à l'*Entente.*

21.2 La Partie invoquant un cas de force majeure voit ses obligations suspendues seulement dans la mesure où elle est dans l'incapacité d'agir et en autant qu'elle agisse avec diligence afin d'éliminer ou de corriger les effets de cette force majeure. Cependant le règlement d'une grève est laissé à l'entière discrétion de la Partie qui fait face à cette difficulté. Tout cas de force majeure est toutefois sans effet sur l'obligation de payer une somme d'argent qui est due.

21.3 Lorsque l'*Entente* établit une date d'échéance pour la réalisation d'une obligation et que cette date ne peut être respectée en raison d'une force majeure, cette date est reportée d'une période équivalente à celle pendant laquelle la Partie affectée par le cas de force majeure a été dans l'incapacité d'agir.

21.4 Sous réserve de l'avis prévu au premier paragraphe du présent article et nonobstant toute autre disposition de l'*Entente*, l'inexécution d'une obligation en raison d'un cas de force majeure ne constitue pas un cas de défaut de la Partie invoquant le cas de force majeure en vertu des présentes et n'entraîne pas de dommages-intérêts, ni de recours en exécution de l'obligation même ou de quelque autre nature que ce soit.

22 DURÉE

22.1 L'*Entente* entre en vigueur à la date de sa signature par Hydro-Québec.

22.2 Elle se termine à la première des éventualités ci-après décrites, après le paiement des sommes dues par le Requérant en vertu de l'*Entente* :

22.2.1 lorsque l'*Abonnement* prend fin; ou

22.2.2 lors d'un *Abandon*.

[LA PAGE SUIVANTE EST CELLE DES SIGNATURES]

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

En foi de quoi, les Parties, représentées par une personne dûment autorisée, ont signé l'*Entente* aux dates indiquées ci-après.

LE REQUÉRANT

par :

DocuSigned by:
Brian McDougall
5182F7AE6291483...

Brian McDougall

Président

Date : janvier 3, 2024

HYDRO-QUÉBEC

par :

Geneviève Fournier

Vice-présidente – Marketing et expérience client

Date :

ANNEXE 1

Analyse énergétique (sera annexée à la suite de la signature de cette Entente selon les modalités des présentes)

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

ANNEXE 2
Sommaire des données

DONNÉES DU PROJET		Unité
Appel de puissance prévu	**17 500**	kW
Puissance disponible prévue	**18 421**	kVA
Date prévue de mise sous tension initiale	29 mars 2024	
Coût des travaux	149 210	$
Contribution du Requérant	149 210	$
Paiement versé à l'*Entente d'avant-projet*	14 405	$
Versement exigible suivant signature de l'Entente	134 805	$
Taxes	20 187	$
Versement exigible suivant signature de l'Entente *incluant taxes*	**154 992**	$

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

ANNEXE 3

Modèle de liste de contacts - demandes d'effacement

Nom, Prénom : **McDougall, Brian**

Fonction : **Président**

Ordre de rappel : **1**

Téléphone + ext : **418-894-0193**

Téléphone pour recevoir SMS : **418-894-0193**

Adresse courriel : **brianwmcd@hotmail.com**

2024 CanLII 94060 (QC RDE)

ANNEXE 4

Exigences techniques

1) **Norme F.22-01** : *Mesurage de l'électricité en moyenne et en haute tension*.
https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/norme-f22-01-edition-4.pdf ;

2) **Norme C.22-03** : *Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC*.
https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/raccordement-reseau/c22-03-a1.pdf

3) **Norme C.25-01** : *Exigences techniques relatives au raccordement de charges déformantes au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC*.
https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/raccordement-reseau/c2501-a1.pdf;

4) **Norme E.21-12** (3e édition) – *Service d'électricité en moyenne tension*
http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/livre-rouge.pdf

5) *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec*
https://www.hydroquebec.com/data/affaires/pdf/qualite-tension-fr.pdf

2024 QCCS 4133 (CanLII)

COUR SUPÉRIEURE

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

Nº : 500-17-131601-240

DATE : 08 novembre 2024

SOUS LA PRÉSIDENCE DE L'HONORABLE IAN DEMERS, J.C.S.

HYDRO-QUÉBEC INC.
Demanderesse
c.
ÉNERGIE FLUMEN INC.
Défenderesse
et
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
Mise en cause

JUGEMENT

SURVOL

[1] En principe, la décision rendue par une autorité administrative doit être mise en œuvre immédiatement. Exceptionnellement, le Tribunal peut y sursoir si le demandeur le convainc que sa contestation de la décision soulève une question sérieuse ou un

droit apparent, qu'il subirait un préjudice sérieux ou irréparable si le sursis n'était pas ordonné et que la prépondérance des inconvénients le favorise.

[2] Dans le cadre d'un appel de propositions autorisé par la Régie de l'énergie, Hydro-Québec a accepté la soumission d'Énergie Flumen inc. pour le raccordement de plus de 5 MW à une installation de minage de cryptomonnaie à Matane. Après la conclusion d'une entente d'avant-projet au mois d'octobre 2020, le projet a progressé lentement.

[3] Peu après avoir transmis à Flumen inc. une version préliminaire de l'entente de raccordement, Hydro-Québec a modifié ses priorités en matière de distribution d'électricité. Elle a obtenu de la Régie de l'énergie la réduction de l'essentiel du bloc réservé au minage de cryptomonnaie, mais n'a pas obtenu qu'il soit annulé, même pour les projets déjà acceptés; la Régie considérait qu'Hydro-Québec pouvait les desservir sans porter atteinte à ses priorités.

[4] Lorsqu'en 2023, Flumen inc. a confirmé qu'elle acceptait le projet d'entente de raccordement tel quel, Hydro-Québec lui a répondu qu'elle suspendait le projet pour une durée indéterminée et refusait de signer l'entente.

[5] Saisie de la plainte de Flumen inc., la Régie a conclu qu'en droit civil, l'entente de raccordement avait bel et bien été conclue et ordonné à Hydro-Québec de la signer et de procéder aux travaux. Hydro-Québec estime que la décision de la Régie est erronée et en demande le contrôle judiciaire. Elle en demande également le sursis.

[6] La demande en sursis sera rejetée. Au mieux, l'apparence de droit qu'Hydro-Québec fait valoir est faible. Si effectivement, elle pouvait suspendre un projet qu'elle a accepté simplement en refusant de signer une entente, elle pourrait unilatéralement contourner les décisions de la Régie qui n'ont pas fait droit à ses demandes.

[7] De toute façon, Hydro-Québec n'a pas prouvé qu'elle subirait un préjudice de quelque nature que ce soit si le sursis n'était pas ordonné. Certes, elle devra procéder au raccordement. Mais Flumen inc. doit en assumer entièrement les coûts et les défrayer d'avance alors qu'aucune preuve n'établit que les conséquences sur les opérations d'Hydro-Québec et ses ressources énergétiques sont telles que le sursis devrait être ordonné.

QUESTIONS EN LITIGE

[8] La demande en sursis d'Hydro-Québec soulève les questions en litige suivantes :

1. L'absence de compétence de la Régie et de signature d'Hydro-Québec est-elle une question sérieuse?
2. Hydro-Québec subirait-elle un préjudice sérieux ou irréparable si elle devait entreprendre les travaux de raccordement avant le jugement au fond?
3. Flumen inc. subirait-elle plus d'inconvénients qu'Hydro-Québec si le raccordement était suspendu davantage?

2024 QCCS 4133 (CanLII)

2024 QCCS 4133 (CanLII)

ANALYSE

[9] Le dépôt d'un pourvoi en contrôle judiciaire ne sursoit pas à l'objet du pourvoi, qu'il s'agisse de procédures pendantes ou de l'exécution d'un jugement ou d'une décision, à moins que la Cour en ordonne autrement[1].

[10] Un sursis est de même nature qu'une injonction interlocutoire et est régi par les mêmes critères : (1) le pourvoi doit soulever une question sérieuse ou présenter une apparence de droit; (2) le demandeur subira un préjudice sérieux ou irréparable si le sursis ne lui est pas accordé; (3) la prépondérance des inconvénients le favorise[2].

[11] Le critère de la question sérieuse n'exige pas un examen approfondi du pourvoi à moins qu'il ne soulève une question pure de droit ou le prononcé du sursis équivaut à disposer du fond de l'affaire. Le critère du préjudice s'attarde à sa nature plutôt qu'à son étendue; s'il est susceptible d'indemnisation, il ne justifie généralement pas d'imposer le *statu quo*. Le critère de la prépondérance permet d'identifier la partie qui subirait les inconvénients les plus importants.

[12] Les critères interagissent comme des « vases communicants » : plus l'apparence de droit est forte, plus le demandeur est susceptible de subir un préjudice sérieux ou irréparable si le sursis n'est pas ordonné et plus la prépondérance des inconvénients le favorise. De même, plus le préjudice est important, moins l'apparence de droit doit être forte[3].

1. L'absence de compétence de la Régie et de signature d'Hydro-Québec est-elle une question sérieuse?

[13] Pour satisfaire au premier critère, le pourvoi d'Hydro-Québec doit soulever une forte apparence de droit. Le pourvoi et la demande en sursis poursuivent les mêmes fins : éviter de signer l'entente de raccordement et de s'y conformer pendant l'instance et lorsque le jugement au fond sera rendu.

[14] La forte apparence de droit, comme l'apparence de droit, doit tenir compte du contexte dans lequel le critère s'inscrit. Ainsi, Hydro-Québec doit expliquer pourquoi la décision est déraisonnable, qui est la norme de contrôle présumée en contrôle judiciaire[4].

[15] Les arguments d'Hydro-Québec reposent sur le syllogisme suivant : l'art. 19.1.3 des Conditions de service qui encadrent la distribution d'électricité exige que l'entente de raccordement soit signée; Hydro-Québec a refusé de la signer, mais ne contrevient par ailleurs à aucune obligation; la Régie ne peut lui ordonner de signer l'entente et commet une erreur en s'appuyant sur le droit des obligations et l'art. 76 de la *Loi*, qui

---

1 *Code de procédure civile*, RLRQ, ch. C–25.01 (***C.p.c.***), art. 530 al. 2.

2 *RJR–MacDonald inc. c. Canada (Procureur général)*, [1994] 1 R.C.S. 311, 347–349; *Manitoba (Procureur général) c. Metropolitan Stores Ltd.*, [1987] 1 R.C.S. 110, 127–129.

3 *Riopel c. Centre intégré de santé et de services sociaux des Laurentides*, 2024 QCCA 210, par. 26–27.

4 Voir, quant à la norme de contrôle présumée de raisonnabilité, *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c. Vavilov*, 2019 CSC 65, [2019] 4 R.C.S. 653, 696–701, par. 23–32.

exige qu'Hydro-Québec distribue l'électricité à toute personne qui le demande. Pour reprendre les termes utilisés dans le pourvoi, la Régie aurait excédé sa compétence et rendu une décision déraisonnable, ce qui revient au même puisque la norme de la raisonnabilité s'applique au contrôle de sa décision.

[16] Cependant, le syllogisme n'a de valeur que s'il est complètement décontextualisé. Une fois replacé dans le contexte législatif approprié, il est difficilement soutenable.

1.1. L'attribution d'un bloc d'électricité aux projets de cryptomonnaie et l'acceptation de la proposition de Flumen inc.

[17] En principe, Hydro-Québec doit desservir en électricité tout consommateur qui le demande[5]. Si la distribution au consommateur résidentiel semble aller de soi, elle peut s'avérer plus difficile pour certaines activités énergivores comme le minage de cryptomonnaie.

[18] Le 29 avril 2019, la Régie a approuvé la création d'un bloc d'électricité de 300 MW dédié aux chaînes de blocs de cryptomonnaie et le lancement d'un appel de propositions aux consommateurs de cette catégorie[6].

[19] Les demandes de raccordement de ce secteur sont régies par le chapitre 19 des Conditions de service[7]. Elles prévoient, pour un projet approuvé suite à un appel de propositions, que le client doit assumer entièrement et payer d'avance les coûts du raccordement d'une installation électrique qui dédiera au moins 50 kW à un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs[8]. Le raccordement est conditionnel à la signature d'une entente d'avant-projet et une entente de raccordement avec Hydro-Québec[9].

[20] L'Addenda aux Conditions de service définit l'entente de raccordement comme « une entente conclue entre Hydro-Québec et un client qui souscrit un abonnement pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs par suite d'un appel de propositions, dans laquelle sont notamment précisés les coûts que le client doit assumer pour le raccordement de son installation électrique au réseau de distribution ou de transport d'électricité ». L'entente d'avant-projet n'est pas définie.

[21] Quelque six mois après l'approbation du bloc de 300 MW, Flumen inc. a répondu à l'appel de propositions, demandé un bloc de 20 MW pour un projet situé à St-Antonin et s'est engagée à assumer les coûts de raccordement évalués à 7 millions de dollars[10]. Le 17 janvier 2020, Hydro-Québec a accepté la proposition[11]. Quelques mois plus tard, Hydro-Québec et Flumen inc. se sont entendues sur un projet de 17,5 MW situé dans le

---

5 *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ, ch. R–6.01 (***Loi***), art. 76 al. 1.
6 Décision D–2019–052.
7 Pièce P–2.
8 Addenda des Conditions de service, art. 19.1.3.
9 Addenda des Conditions de service, art. 19.1.3.
10 Pièces P–5 et D–2, soumission.
11 Pièce P–6.

2024 QCCS 4133 (CanLII)

2024 QCCS 4133 (CanLII)

parc industriel de Matane et des coûts de raccordement de moins de 80 000 $. Elles ont cristallisé leur accord dans un document titré « entente d'avant-projet »[12].

[22] Trois ans plus tard, Hydro-Québec a transmis à Flumen inc. une version préliminaire non signée de l'entente de raccordement[13]. Jointe à un courriel d'Hydro-Québec pour validation, elle prévoyait entrer en vigueur le jour de la signature d'Hydro-Québec[14]. Par ailleurs, le courriel indiquait à Flumen inc. qu'elle en recevrait une version PDF pour signature dès qu'elle aurait confirmé son accord, qui est survenu six mois plus tard[15]. La conclusion de l'entente de raccordement n'était pas conditionnelle à un délai.

[23] Entretemps, les priorités énergétiques d'Hydro-Québec ont changé. À sa demande, la Régie a suspendu, puis réduit l'attribution de 300 MW à 32,6 MW, soit l'équivalent des projets alors approuvés. Cependant, elle a refusé d'annuler le bloc de 32,6 MW, jugeant que l'impact sur l'équilibre énergétique québécois serait « faible », « cette consommation étant par ailleurs déjà intégrée dans le bilan en énergie du Plan »[16].

[24] Invoquant tout de même « l'évolution du contexte énergétique au Québec »[17], Hydro-Québec a informé Flumen inc. qu'elle suspendait unilatéralement son projet au cours d'une rencontre convoquée et tenue le 22 décembre 2023.

[25] Environ six semaines plus tard, Hydro-Québec a maintenu sa position dans une décision faisant suite à la plainte de Flumen inc.[18]. Saisie de la plainte de Flumen inc.[19], la Régie a ordonné à Hydro-Québec de signer l'entente de raccordement, procéder aux travaux de raccordement, déposer un suivi des travaux le trentième jour de chaque mois jusqu'à ce qu'ils soient complétés et déposer certains renseignements dans un autre dossier de la Régie[20].

[26] La décision de la Régie repose sur les motifs suivants :

> [26.1] La compétence de la Régie n'est pas limitée au respect des Conditions de service par Hydro-Québec; elle inclut « toutes les activités relatives à l'installation, au maintien, au raccordement, à l'exploitation, à la modification, au prolongement, à l'utilisation et à l'entretien des infrastructures réglementées »[21];
>
> [26.2] Hydro-Québec a le droit exclusif de distribuer l'électricité sur la quasi-totalité du territoire du Québec et l'obligation correspondante d'alimenter toute personne qui le demande, sous réserve des Conditions de service ou d'un contrat spécial quant à une puissance de 5 MW ou plus et qu'elle n'ait pas, avant

---

12 Pièce P–7.
13 Pièce P–10.
14 Pièce P–10, clause 22.1.
15 Pièce P–11, courriel de Flumen inc.
16 Décision D–2023–109, par. 295–297; voir aussi Décision D–2024–095, par. 133.
17 Pourvoi en contrôle judiciaire, par. 25.
18 Pièces P–12 et P–13, plainte de Flumen inc. et réponse d'Hydro-Québec. Le mécanisme de plainte interne est prévu à l'art. 86 de la *Loi*.
19 *Loi*, art. 94 et suiv.
20 *Énergie Flumen inc. et Hydro-Québec*, 2024 CanLII 94060 (R.É. Qué.) (**motifs de la Régie**).
21 Motifs de la Régie, par. 83, 89–91.

le 2 décembre 2022, conclu d'entente exigeant un engagement financier de sa part[22];

[26.3] Les Conditions de service applicables à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ont été imposées à la demande d'Hydro-Québec pour tenir compte de l'art. 76 de la *Loi*[23];

[26.4] Flumen inc. a satisfait à toutes les conditions de raccordement — Hydro-Québec ne le conteste pas — et n'est pas visée par la modification législative de l'art. 76, elle qui a conclu une entente avec Hydro-Québec avant le 2 décembre 2022[24];

[26.5] L'acceptation par Flumen inc. de l'offre d'Hydro-Québec quant à l'entente de raccordement a cristallisé la formation d'un contrat conformément à l'art. 1387 du *C.c.Q.*[25] et la définition d'entente de raccordement;

[26.6] L'exigence de signature imposée par l'art. 19.1.3 des Conditions de service n'a pas d'impact sur la formation du contrat[26]; autrement, Hydro-Québec pourrait suspendre unilatéralement tout projet, ce qui serait contraire aux Conditions de service et aux décisions de la Régie[27];

[26.7] Hydro-Québec n'a pas le pouvoir de refuser de se conformer à une obligation législative[28]; elle est de mauvaise foi et ne peut refuser de signer l'entente de raccordement[29];

[26.8] En fait, Hydro-Québec invoque l'exigence de signature pour contourner le refus de la Régie d'éliminer tout bloc dédié au minage de cryptomonnaies alors que la Régie avait jugé que le bloc de 32,6 MW restant ne nuirait pas à sa capacité d'approvisionner les « filières stratégiques » qu'elle avait identifiées[30];

[26.9] L'article 101 de la *Loi* donne à la Régie une grande marge de manœuvre quant aux redressements appropriés[31]; la signature et l'accomplissement des travaux permettent de mettre en œuvre l'entente de raccordement[32].

---

22 Motifs de la Régie, par. 111–114, reprenant l'art. 76 de la *Loi* et l'art. 10 de la *Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des pris des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer l'électricité*, L.Q. 2023, ch. 1, art. 10.

23 Motifs de la Régie, par. 115–116.

24 Motifs de la Régie, par. 137, 140, 142.

25 Motifs de la Régie, par. 123–124.

26 Motifs de la Régie, par. 125–129.

27 Motifs de la Régie, par. 128.

28 Motifs de la Régie, par. 142–143.

29 Motifs de la Régie, par. 145–148.

30 Motifs de la Régie, par. 129–136.

31 Motifs de la Régie, par. 99–104.

32 Motifs de la Régie, par. 149–154.

2024 QCCS 4133 (CanLII)

2024 QCCS 4133 (CanLII)

1.2. La compétence large et exclusive de la Régie

[27] La *Loi* a une large portée : elle s'applique notamment « à la fourniture, au transport et à la distribution d'électricité »[33].

[28] Afin d'en assurer la gestion cohérente, le parlement du Québec a créé la Régie, une « instance spécialisée et même surspécialisée, qui exerce non seulement des fonctions juridictionnelles, mais aussi des fonctions de régulation d'un marché fort complexe, qui est celui de l'énergie, et particulièrement celui de l'électricité. C'est le type même de l'entité administrative polycentrique et multifonctionnelle, jouissant d'un point de vue privilégié sur l'organisation et les conditions du service d'électricité »[34].

[29] Plus précisément, la Régie doit assurer

> la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif[35].

[30] À ces fins, l'art. 31 de la *Loi* attribue à la Régie « une compétence générale et exclusive » à laquelle les tribunaux doivent donner son « entière portée »[36].

[31] La Régie est responsable du traitement de toute demande soumise en vertu de la *Loi*[37] et de la plainte d'un consommateur

> portant sur l'application d'un tarif ou d'une condition de transport d'électricité par le transporteur d'électricité, de distribution d'électricité par le distributeur d'électricité […] et voir à ce que le consommateur paie le tarif qui lui est applicable et soit assujetti aux conditions qui lui sont applicables[38].

[32] En matière de distribution, la Régie exerce sa compétence tant à l'égard du consommateur alimenté en électricité qu'à l'égard d'une demande d'alimentation; les conditions de distribution comprennent toutes les activités qui y sont reliées[39].

[33] L'examen d'une plainte porte sur « l'application des tarifs et des conditions de transport ou de distribution d'électricité ou l'application des tarifs et des conditions de

---

33 *Loi*, art. 1.
34 *Domtar inc. c. Produits Kruger ltée*, 2010 QCCA 1934, par. 34.
35 *Loi*, art. 5.
36 *Domtar inc.*, 2010 QCCA 1934, par. 35–36.
37 *Loi*, art. 31 al. 1(5º).
38 *Loi*, art. 31 al. 1(4º).
39 *Plateau de la Capitale, s.e.n.cc. c. Régie de l'énergie*, 2006 QCCS 1918, par. 20, désistement d'appel nº 500–09–016743–064; Décision D–2006–116, 6 juillet 2006, p. 34; *Centre universitaire de santé McGill et Hydro-Québec*, [2014] AZ–51045902, par. 163–165, 168, 170–171 (R.É.).

fourniture, de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel »[40]. Une plainte peut être réglée de plusieurs façons, notamment suite à une audience publique[41].

[34] Puisque l'application de la *Loi* à l'égard d'un consommateur fait intervenir les règles du droit des obligations, la Régie l'interprète à la lumière du *Code civil du Québec*[42] et des chartes[43].

[35] Lorsqu'elle juge la plainte bien fondée, les pouvoirs de la Régie sont très larges : « elle ordonne au transporteur d'électricité ou au distributeur d'appliquer, dans le délai qu'elle fixe, les mesures qu'elle détermine concernant l'application des tarifs et des conditions; elle peut également en établir la date d'application »[44].

1.3. Le pourvoi d'Hydro-Québec comporte une apparence de droit faible

[36] À l'occasion d'autres affaires, les tribunaux ont rejeté la plupart des arguments d'Hydro-Québec.

[37] La compétence de la Régie est large et porte sur toute question relative à la distribution d'électricité ou l'application de la *Loi*. Dans l'exercice de sa compétence, la Régie devait tenir compte du droit civil dans l'examen de la plainte. À moins qu'elles y dérogent expressément, les lois québécoises « qui font appel, principalement ou accessoirement, à des notions de droit civil » ont pour fondement le *C.c.Q.*[45]. À cet égard, la disposition préliminaire du *C.c.Q.* précise qu'il « régit, en harmonie avec la *Charte de la langue française* (chapitre C–11), la *Charte des droits et libertés de la personne* (chapitre C–12) et les principes généraux du droit, les personnes, les rapports entre les personnes, ainsi que les biens ».

[38] Le *C.c.Q.* est d'autant plus applicable à l'égard des Conditions de service qu'elles s'appliquent à un appel de propositions, qui a toutes les apparences d'un appel d'offres mais qui intervient dans un contexte différent, et prévoient la conclusion de deux ententes avant qu'Hydro-Québec ne raccorde un client. Le contenu des deux ententes, qui décrivent les obligations respectives de Flumen inc. et Hydro-Québec, le confirme.

[39] La Régie devait également tenir compte de l'art. 76 de la *Loi*. Le non-respect de cette disposition est un des motifs de plainte de Flumen inc.[46] et les exigences relatives au raccordement d'une entreprise de cryptomonnaie ont été établies justement pour moduler l'obligation imposée à Hydro-Québec de desservir tout consommateur qui le

---

40 *Loi*, art. 98.

41 *Loi*, art. 25.

42 RLRQ, ch. C–1991 (***C.c.Q.***).

43 Motifs de la Régie, par. 92–98, reprenant notamment *955 René-Lévesque Est c. Jetté*, 2023 QCCA 918, par. 33 et 40; *Filiatreault c. Commission des normes, de l'équité, de la santé et de la sécurité du travail*, 2021 QCCA 457, par. 47; voir aussi *Glykis c. Hydro-Québec*, 2004 CSC 60, [2004] 3 R.C.S. 285.

44 *Loi*, art. 101.

45 *Doré c. Verdun (Ville)*, [1997] 2 R.C.S. 862, 874, par. 16, repris notamment dans *Sharp c. Autorité des marchés financiers*, 2023 CSC 29, par. 55.

46 Motifs de la Régie, par. 3.

2024 QCCS 4133 (CanLII)

demande. Il aurait été pour le moins particulier que la Régie n'examine pas l'essence même du problème que Flumen inc. lui a soumis.

[40] L'interprétation de l'exigence de « signature » de l'entente de raccordement est le seul argument d'Hydro-Québec que les tribunaux n'ont pas rejeté. Cependant, il n'est pas particulièrement solide. Il veut que le terme « signature » soit limité à l'apposition du nom ou d'une marque distinctive au contrat et ne puisse signifier la « conclusion » du contrat en langage courant, terme par ailleurs retenu dans la définition de l'expression « entente de raccordement » dans l'Addenda des Conditions de service. Hydro-Québec n'explique pas en quoi la conclusion contraire de la Régie sur ce point pourrait être déraisonnable; elle s'est limitée à répéter ce qu'elle a plaidé devant la Régie.

[41] Si l'argument était retenu, Hydro-Québec disposerait du pouvoir exorbitant de se retirer d'une entente de raccordement qu'elle a elle-même soumise pour approbation simplement en refusant de la signer ou, pour reprendre l'euphémisme qu'elle a utilisé devant la Régie, en suspendant le projet pour une durée indéterminée. Elle disposerait du même coup du pouvoir de contourner les décisions de la Régie, qui a refusé d'éliminer tout bloc dédié au minage de cryptomonnaie, sans devoir les contester en contrôle judiciaire et malgré l'absence d'une disposition législative comme le nouvel art. 76 de la *Loi*, qui habilite expressément le ministre responsable à limiter de tels projets.

[42] Dans l'état actuel du dossier, l'argument relatif à la signature n'est pas soutenu non plus par les règles de délégation, qui précisent quel fonctionnaire a le pouvoir d'exercer un pouvoir donné au nom de l'autorité administrative qui l'emploie. À l'instruction de la demande en sursis, Hydro-Québec n'a pas été en mesure de confirmer ou d'infirmer que l'employée qui a fait parvenir la version préliminaire de l'entente de raccordement à Flumen inc. ne pouvait la signer ni d'identifier les instruments de délégation qui identifieraient le délégataire.

[43] L'apparence de droit qui se dégage du pourvoi d'Hydro-Québec est faible.

2. Hydro-Québec subirait-elle un préjudice sérieux ou irréparable si elle devait entreprendre les travaux de raccordement avant le jugement au fond?

[44] Hydro-Québec avance, sans preuve ni déclaration assermentée à l'appui, que les travaux de raccordement « pourraient se trouver inutiles si le présent pourvoi est accueilli et qu'ils pourraient, potentiellement, devoir même être défaits ou renversés » et qu'ils « nécessiteraient un retour en arrière potentiellement difficile à réaliser »[47].

[45] L'argument d'Hydro-Québec quant au préjudice sérieux et irréparable omet un élément déterminant : Flumen inc. doit assumer entièrement les coûts de raccordement et les payer d'avance.

[46] De toute façon, les affirmations d'Hydro-Québec soulèvent plus de questions qu'elles n'apportent de réponses : quelles ressources humaines et matérielles devra-t-elle réserver à la réalisation des travaux? En quoi est-ce que leur réalisation met en péril ou fragilise les autres opérations ou les ressources énergétiques d'Hydro-Québec?

---

47 Pourvoi en contrôle judiciaire, par. 101–102.

2024 QCCS 4133 (CanLII)

Pourquoi un raccordement sur un terrain situé dans la zone industrielle de Matane serait-il inutile? Quelles circonstances justifieraient de défaire le raccordement dès que le jugement au fond serait rendu? Pourquoi serait-il difficile de le défaire? Hydro-Québec elle-même ne semble pas pouvoir éclairer le Tribunal sur ce point; son pourvoi se fait avare de détails et formule des allégations au conditionnel (« pourraient » et « potentiellement » à deux reprises).

[47] Hydro-Québec n'a pas prouvé qu'elle subirait de préjudice sérieux ou irréparable si elle devait se conformer à la décision de la Régie avant l'instruction au fond de la demande de contrôle judiciaire.

3. Flumen inc. subirait-elle plus d'inconvénients qu'Hydro-Québec si le raccordement était suspendu davantage?

[48] À l'instruction de la demande, Hydro-Québec a plaidé que Flumen inc. ne subirait pas de préjudice si le sursis était ordonné; elle attend d'être raccordée depuis plusieurs années et quelques mois d'attente additionnels ne changeraient rien à sa situation. La preuve, quoique sommaire, est à l'effet contraire.

[49] Flumen inc. a reçu l'appui de la ville de Matane, qui a demandé à Hydro-Québec de prioriser le raccordement demandé. Elle a entrepris des démarches de partenariats pour redistribuer la chaleur que génère le minage de cryptomonnaie, notamment à des immeubles à logements qui ne sont pas encore construits et qui ajouteraient au parc immobilier de la ville, et à des industries dans un contexte où deux entreprises ont annoncé la création de 340 nouveaux emplois à Matane[48].

[50] Cependant, la preuve ne révèle pas en quoi ces différents projets seraient mis en péril si le sursis était ordonné. Elle permet seulement de conclure qu'il est possible qu'ils le soient et que Flumen inc., qui estime avoir essuyé des pertes de 18 millions de dollars depuis le refus d'Hydro-Québec de donner suite à l'entente de raccordement, ne pourrait concrétiser son projet avant de nombreux mois encore et, sans doute, à des coûts bien plus élevés. Cela dit, Flumen inc. subirait plus d'inconvénients qu'Hydro-Québec si le sursis était ordonné.

CONCLUSION

[51] Le Tribunal est parfaitement conscient que le pourvoi en contrôle judiciaire pourrait être accueilli et qu'Hydro-Québec ne serait plus tenue de procéder au raccordement. Il est tout aussi conscient qu'il est possible qu'au moment du jugement au fond, les travaux auront été entièrement réalisés. Mais par l'adoption de l'art. 530 du *C.p.c.*, le législateur a voulu que les décisions susceptibles de contrôle judiciaire soient d'application immédiate et le sursis demeure exceptionnel. Le seul fait que le rejet de la demande en sursis ait une incidence sur le fond du dossier ne suffit pas. Autrement, le Tribunal ordonnerait le sursis routinièrement pour préserver le *statu quo* et contreviendrait à la prescription très claire de l'art. 530.

[52] Pour ces motifs, le Tribunal :

---

48 Déclaration sous serment de Brian McDougall, président de Flumen inc., et les pièces invoquées en réponse à la demande en sursis Pièce D–19

2024 QCCS 4133 (CanLII)

[53] **REJETTE** la demande en sursis présentée par Hydro-Québec à l'égard de la décision de la Régie de l'énergie nº D–2024–095 rendue le 10 septembre 2024 dans le dossier nº P–110–3627;

[54] **FRAIS DE JUSTICE À SUIVRE**.

IAN DEMERS, J.C.S.

Me Jean Lortie
Me Rosemarie Sarrazin
Me Olivier Weir
McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L.,s.r.l.
Avocats de la demanderesse

Me Frédéric Legendre
Me Marie-Pierre Boudreau
Me Christophe Leduc
Fasken Martineau DuMoulin
Avocats de la défenderesse

Me Raphaël Lescop
Me Étienne Morin-Levesque
IMK s.e.n.c.r.l.
Avocats de la mise en cause

Date de l'audience : 31 octobre 2024

2024 QCCS 4133 (CanLII)

ENTENTE DE RACCORDEMENT
EN MOYENNE TENSION

intervenue à Montréal, province de Québec.

ENTRE : **ÉNERGIE FLUMEN INC.**, personne morale légalement constituée, domiciliée au 2009, 1er Rang, dans la ville de Saint-Antonin, province de Québec, G0L 2J0,

(ci-après désignée le « **Requérant** »),

ET : **HYDRO-QUÉBEC**, personne morale de droit public constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, Montréal (Québec), H2Z 1A4, dans ses activités de distribution d'électricité,

(ci-après désignée « **Hydro-Québec** »),

(le Requérant et Hydro-Québec étant ci-après désignés collectivement les « **Parties** » ou individuellement une « **Partie** »)

ATTENDU QUE :

A. suite à l'appel de propositions A/P 2019-01 d'Hydro-Québec visant l'attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie associée en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, la soumission du Requérant a été retenue par Hydro-Québec ;

B. le Requérant a demandé à Hydro-Québec le raccordement d'une nouvelle installation électrique, pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ;

C. l'appel de puissance prévu pour l'Installation électrique est de 17 500 kW et que la puissance disponible prévue est de 18 421 kVA ;

D. la tension d'alimentation prévue est de 25 kV;

E. l'Installation électrique sera permanente et que le Requérant convient avec Hydro-Québec de mettre la charge électrique sous tension à la Date prévue de mise sous tension initiale;

F. la demande en électricité est en croissance au Québec ce qui entraîne notamment des modifications au réseau d'électricité d'Hydro-Québec ainsi que des besoins soutenus en énergie et en puissance additionnelle;

G. Hydro-Québec devra notamment prendre des engagements auprès de producteurs d'électricité pour approvisionner en électricité le Projet d'affaires du Requérant à la hauteur de la puissance demandée par celui-ci;

H. le Requérant a fourni une prévision précise de sa consommation d'électricité en énergie et en puissance, au meilleur de sa connaissance, afin qu'Hydro-Québec puisse planifier ses approvisionnements en électricité requis pour répondre à ces besoins et à ceux de l'ensemble de sa clientèle;

I. en contrepartie des engagements du Requérant dont celui de payer tous les coûts des travaux indiqués à la présente Entente, Hydro-Québec accepte de prolonger ou modifier son réseau de distribution d'électricité;

EN CONSÉQUENCE, LES PARTIES CONVIENNENT DE CE QUI SUIT :

1 DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION

1.1 Lorsqu'ils sont employés dans la présente *Entente* et ses annexes, les mots et expressions suivants ont, à moins d'incompatibilité avec le contexte, la signification suivante :

a) « **Abandon** » signifie l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 14;

b) « **Abonnement** » signifie tout contrat conclu entre le Requérant et Hydro-Québec pour le service d'électricité fourni à un lieu de consommation, lequel est défini comme étant tout endroit en aval du point de raccordement desservi par Hydro-Québec. « Service d'électricité » signifie la mise et le maintien sous tension du point de raccordement, qu'il y ait ou non utilisation de l'électricité;

c) « **Chaîne de blocs** » signifie une base de données distribuée et sécurisée, dans laquelle sont stockées chronologiquement, sous forme de blocs liés les uns aux autres, les transactions successives effectuées entre ses utilisateurs depuis sa création, selon ses variantes actuelles et futures ;

d) « **Conditions de service** » signifie les Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité fixées par la Régie de l'énergie en vigueur au moment où elles s'appliquent;

e) « **Date prévue de mise sous tension initiale** » signifie la date à laquelle les Parties prévoient mettre sous tension la nouvelle charge électrique, sous réserve des conditions prévues aux présentes;

f) « **Distributeur** » signifie Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;

g) « **Entente** » signifie la présente entente et les expressions « des présentes », « aux présentes », « en vertu des présentes », « par les présentes » et autres expressions du même genre, réfèrent à cette entente dans son ensemble et non à un article, paragraphe ou alinéa particulier;

h) « **Entente d'avant-projet** » signifie l'entente d'avant-projet intervenue entre les Parties le 30 octobre 2020 pour le *Projet d'affaires*;

i) « **Frais de report** » signifie les frais décrits à l'article 13.1;

j) « **Installation électrique** » signifie l'installation électrique du Requérant située au 90, rue du Parc Industriel à Matane, (coordonnées géographiques du point de raccordement : Latitude. N 48º50'13,2" Longitude. O 67º32'54.6");

k) « **Période de consommation** » signifie une période au cours de laquelle l'électricité est livrée au Requérant et qui est comprise entre les deux (2) dates utilisées par Hydro-Québec dans le calcul de la facture ;

l) « **Projet d'affaires** » signifie le projet du Requérant qui consiste à raccorder une nouvelle *Installation électrique* pour un *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*;

m) « **Service de base** » signifie le service offert par Hydro-Québec pour répondre à la demande d'alimentation du Requérant selon la solution technique la moins coûteuse déterminée par Hydro-Québec et sur lequel l'allocation s'applique;

n) « **Solution retenue** » signifie les modalités d'alimentation de l'Installation électrique décrites à l'article 2.2;

o) « **Service non ferme** » a le sens qui lui est donné à l'article 5 ;

p) « **Tarifs** » signifie les Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité approuvés par la Régie de l'énergie en vigueur au moment où ils s'appliquent.

q) « **Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs »** signifie un usage de l'électricité pour l'exploitation d'équipements informatiques aux fins de calculs cryptographiques permettant notamment de valider les transactions successives effectuées entre utilisateurs de *Chaîne de blocs.* Un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs vise le minage ou le maintien d'un réseau de cryptomonnaie contre rémunération;

1.2 Le préambule et les annexes suivantes font partie intégrante de l'*Entente* :

Annexe 1 : Analyse énergétique (sera annexée à la suite de la signature de cette Entente selon les modalités des présentes);

Annexe 2 : Sommaire des données;

Annexe 3 : Modèle de liste de contacts - demandes d'effacement;

Annexe 4 : Exigences techniques;

2 OBJET DE L'*ENTENTE* ET SOLUTION RETENUE

2.1 L'*Entente* vise à définir les engagements des Parties pour répondre à la demande d'alimentation du Requérant.

2.2 Pour répondre à cette demande d'alimentation, la *Solution retenue* par les Parties consiste à ajouter une section de 12 mètres de ligne à partir de la ligne MAT-236 d'Hydro-Québec, à installer deux liaisons aérosouterraines avec interrupteurs pour permettre, lorsque possible selon la capacité d'Hydro-Québec, le transfert sur la ligne de relève MAT-235 et démanteler une section de ligne rendue inutile.

2.3 Le Requérant déclare, au meilleur de sa connaissance, que sa demande d'alimentation représente fidèlement les besoins en électricité et en puissance de son *Projet d'affaires* et s'engage à aviser promptement Hydro-Québec par écrit de tout changement à ses besoins.

3 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

3.1 Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec pour approbation une analyse énergétique visant des mesures d'efficacité énergétique et un usage énergétique significatif de la consommation d'électricité du *Projet d'affaires*. Un usage énergétique significatif est un mode ou un type d'utilisation de l'énergie (par exemple, procédé, équipement, chaîne de production ou système auxiliaire) qui représente une part importante de la consommation d'énergie électrique ou qui offre un potentiel considérable d'amélioration de la performance énergétique en matière d'électricité.

3.2 L'analyse énergétique doit minimalement comprendre les éléments suivants :

3.2.1 la description des équipements, des procédés ou des systèmes visé par l'analyse énergétique;

3.2.2 pour les différents scénarios proposés, une description des mesures d'efficacité énergétique déterminées ainsi que des équipements, des procédés, des systèmes du bâtiment (existant ou bâtiment de référence dans le cas d'une nouvelle construction);

3.2.3 les coûts d'investissement des différentes options analysées;

3.2.4 les économies d'énergie et financières (facture d'énergie);

3.2.5 les analyses de rentabilité des mesures d'efficacité énergétique (PRI, TRI ou VAN, etc.); et

3.2.6 les recommandations.

3.3 Dans les 30 jours de sa réception, Hydro-Québec approuve par écrit l'analyse énergétique si celle-ci est conforme aux exigences ou demande au Requérant de corriger l'analyse énergétique dans le délai qu'elle lui indique.

3.4 Le Requérant devra implanter les mesures d'efficacité énergétique convenues avec Hydro-Québec avant que cette dernière procède à la mise sous tension de la nouvelle charge électrique selon les modalités convenues avec Hydro-Québec.

3.5 L'analyse énergétique approuvée sera ajoutée à l'Annexe 1 de l'*Entente*.

4 TARIFS APPLICABLES

4.1 À compter de la date de mise sous tension initiale, le prix des composantes énergie et puissance pour tout *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* correspond aux prix du tarif prévus à la sous-section 1.1 du chapitre 7 des *Tarifs*.

5 SERVICE NON FERME

5.1 Le service offert pour l'*Abonnement* du Requérant est un *Service non ferme*.

5.2 Moyennant un préavis d'un minimum de deux (2) heures donné par Hydro-Québec au Requérant indiquant la date et l'heure du début et de la fin de toute limitation de puissance, le Requérant s'engage à ce que la puissance maximale appelée de l'*Abonnement* ne dépasse pas 5 % de la valeur maximale enregistrée au cours d'une période de consommation comprise dans les 12 *Périodes de consommation* consécutives précédentes. Les limitations de puissance (demandes d'effacement) peuvent couvrir un maximum de 300 heures par année tarifaire, soit du 1er avril d'une année civile au 31 mars inclusivement de l'année suivante, sans autre restriction quant au nombre ou à la durée de chaque limitation de puissance et sans compensation.

5.3 Hydro-Québec transmettra son préavis par téléphone, par courriel et SMS automatisés aux adresses courriel et numéros de cellulaire des responsables fournis par le Requérant à sa liste de contacts, et par appels automatisés aux numéros de téléphone indiqués à sa liste de contacts. Un modèle de liste de contacts est joint à l'Annexe 3.

5.4 Le préavis donné par courriel, SMS automatisés ou par appels automatisés sera réputé avoir été validement donné par Hydro-Québec. Si aucun responsable ne peut être joint, le Requérant sera réputé avoir refusé de limiter sa consommation pendant la période de restriction visée.

5.5 Au plus tard à la date de signature de l'*Entente*, le Requérant doit fournir sa liste de contacts. Il doit la mettre à jour annuellement ou dès que requis en transmettant une nouvelle liste de contacts indiquant clairement les modifications apportées lesquelles entreront en vigueur sept (7) jours suivant la transmission de la liste.

5.6 Si le Requérant consomme de l'électricité pendant une période visée par une demande d'effacement, toute la consommation d'électricité au-delà de ce seuil de 5 % durant cette période lui est facturée au prix en vigueur au moment où il s'applique prévu aux *Tarifs*.

6 MESURAGE

6.1 En tout temps, *l'Installation électrique* pour l'*Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* doit faire l'objet d'un *Abonnement* distinct, d'un mesurage distinct et d'une facturation distincte.

7 DATE PRÉVUE DE MISE SOUS TENSION INITIALE

7.1 Conditionnellement au respect de l'article 3.4 par le Requérant, la *Date prévue de mise sous tension initiale* est à déterminer ultérieurement par Hydro-Québec et le Requérant. Cette date peut être reportée par Hydro-Québec compte tenu notamment des autorisations, ordonnances ou restrictions émises par toute autorité gouvernementale, municipale ou judiciaire, des travaux à être réalisés par la Commission des services électriques de Montréal (si applicable), des restrictions sur les réseaux civil et électrique, de l'interférence de tiers dans la réalisation des travaux et des conditions climatiques.

7.2 Afin de ne pas retarder les travaux d'Hydro-Québec, le Requérant fournira promptement à Hydro-Québec tout intrant que cette dernière requière ou qui serait utile en lien avec la *Solution retenue*.

7.3 Hydro-Québec ne peut être tenue responsable pour tous dommages ou inconvénients résultant d'un report de la *Date prévue de mise sous tension initiale*.

8 DESCRIPTION ET COÛTS DES TRAVAUX

8.1 Le coût des travaux de la *Solution retenue* est estimé à 149 210 $. Le Requérant doit payer à Hydro-Québec le coût de ceux-ci lequel n'est pas remboursable par Hydro-Québec. Ce paiement est dû avant le début des travaux, dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. Aucun *Service de base* ne s'applique à la *Solution retenue*.

8.2 Tout coût estimé des travaux sera révisé par Hydro-Québec au coût réel à la fin des travaux ou en cas d'*Abandon*. Le coût réel des travaux est obtenu en ajoutant les frais financiers à la valeur des dépenses courues et engagées (sauf sur la portion payée d'avance par le Requérant), depuis le début de l'avant-projet jusqu'à la *Date prévue de mise sous tension initiale* ou la date d'*Abandon*. Le coût est calculé selon le coût complet établi par le *Distributeur* conformément aux dispositions du chapitre 9 des *Conditions de service* et comprend, entre autres, le coût de l'avant-projet, des démarches en lien avec l'obtention des autorisations gouvernementales ou municipales, des travaux de modification et/ou d'ajout de ligne et de poste incluant le déboisement, les ouvrages civils ainsi que tout droit de servitude requis par Hydro-Québec, des travaux d'intégration de la charge, des travaux relatifs à une option, des contributions financières ou montants versés au milieu le cas échéant, y compris dans le cadre de processus de consultation ou d'accommodement de communautés autochtones et d'ententes sur les répercussions et les avantages avec ces communautés, des mesures

d'atténuations environnementales, du démantèlement des installations qui ne seront plus requises à la fin de l'alimentation et de la remise en état du site.

9 CONTRIBUTION DU REQUÉRANT ET PAIEMENT

9.1 En date des présentes, le montant de la contribution du Requérant au coût des travaux est de 134 805 $ (149 210 $ - 14 405 $), dont le détail est présenté au *Sommaire des données* joint à l'Annexe 2 des présentes.

9.2 Le paiement au montant de 14 405 $ versé par le Requérant à l'*Entente d'avant-projet* a été appliqué en réduction de la contribution.

9.3 Le Requérant doit payer à Hydro-Québec le montant de la contribution indiqué à l'article 9.1 dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec émise après la signature des présentes. La réception par Hydro-Québec de ce montant est une condition préalable au début de ses travaux.

9.4 La contribution sera révisée dès que la valeur des dépenses courues et engagées excède celle-ci. La contribution sera également révisée de façon à refléter le coût réel des travaux établi selon l'article 8.2.

10 FRAIS D'ADMINISTRATION ET INTERRUPTION

10.1 Le Requérant s'engage à payer toute facture émise par Hydro-Québec en vertu de la présente *Entente* dans un délai de 30 jours de la date de la facture. Tout montant impayé à l'échéance d'une facture entraîne des frais d'administration sur ce montant, au taux applicable à la date d'échéance de la facture et calculé conformément aux « frais d'administration applicables à la facturation par Hydro-Québec » prévus aux *Conditions de service*.

10.2 En cas défaut de paiement de toute facture émise par Hydro-Québec, celle-ci peut interrompre le service d'électricité de l'*Installation électrique* selon les modalités prévues aux *Conditions de service*.

11 PROPRIÉTÉ

11.1 Hydro-Québec demeure propriétaire des installations et équipements en amont de tout point de raccordement et des plans, devis, dessins et autres études qu'elle a réalisés ou fait réaliser pour répondre à la demande d'alimentation, même si le Requérant a contribué au coût de ceux-ci. Hydro-Québec demeure également propriétaire de l'appareillage de mesure installé en aval de tout point de raccordement. Le point de raccordement représente le point où le branchement d'Hydro-Québec et le branchement de l'*Installation électrique* se rencontrent. S'il n'y a pas de branchement d'Hydro-Québec, le point de raccordement correspond au point de branchement sur la ligne.

12 AUTORISATIONS PRÉALABLES

12.1 La réalisation des travaux d'Hydro-Québec visés par la présente *Entente* est subordonnée à l'obtention préalable de toutes les autorisations que doit obtenir Hydro-Québec, notamment celles de la Régie de l'énergie relatives au projet d'investissement d'Hydro-Québec, le cas échéant.

13 SUSPENSION ET REPORT

13.1 Le Requérant peut demander par écrit à Hydro-Québec de suspendre ses travaux et de les reporter à condition: i) que le report soit pour une seule période n'excédant pas 12 mois, ii) que les Parties conviennent d'une nouvelle *Date prévue de mise sous tension initiale* et iii) que le Requérant paye à Hydro-Québec, au début de la période de report, une estimation des *Frais de report* déterminés comme suit :

13.1.1 Les frais financiers, calculés sur la période de report, établis selon le taux du *Distributeur* autorisé par la Régie de l'énergie alors en vigueur, appliqués sur la valeur des dépenses courues et engagées par Hydro-Québec depuis le début de l'avant-projet jusqu'à la reprise des travaux; et

13.1.2 Tout autre coût et pénalité découlant le cas échéant de la suspension des travaux et de la reprise à une date ultérieure, y inclus le coût des travaux de conservation des ouvrages réalisés.

13.2 Le Requérant doit payer le montant de l'estimation des *Frais de report* dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. À la fin de la période de report, Hydro-Québec révisera les *Frais de report* au coût réel et émettra, le cas échéant, une facture. Tout solde dû par le Requérant devra alors être payé dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec et tout montant payé en trop par le Requérant lui sera remboursé, le cas échéant.

13.3 Les *Frais de report* ne sont pas remboursables par Hydro-Québec.

13.4 Hydro-Québec maintiendra la *Solution retenue* pour la période de report convenue. Le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation à l'expiration de cette période.

13.5 Malgré ce qui précède, si une demande d'alimentation d'un tiers interfère avec celle du Requérant durant la période de report, Hydro-Québec en avisera par écrit le Requérant qui devra confirmer par écrit à Hydro-Québec l'une des trois options suivantes dans un délai de 30 jours de cet avis d'Hydro-Québec :

13.5.1 Mettre fin à la suspension des travaux pour permettre à Hydro-Québec d'achever ceux-ci selon la *Solution retenue*; ou

13.5.2 Abandonner sa demande d'alimentation; ou

13.5.3 Maintenir la suspension des travaux, auquel cas la *Solution retenue* devient automatiquement caduque. En pareil cas, les Parties tenteront de

s'entendre sur une nouvelle solution d'alimentation dans un délai de 120 jours. À défaut d'entente, le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation à l'expiration de ce délai de 120 jours.

13.6 Si le Requérant n'avise pas Hydro-Québec selon les modalités prévues à l'article 13.5, le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation.

13.7 Si à la date prévue du début des travaux d'Hydro-Québec, le Requérant n'a pas obtenu les autorisations pour réaliser son *Projet d'affaires,* Hydro-Québec avisera le Requérant par écrit que sa demande d'alimentation est réputée faire l'objet d'une demande de report, auquel cas les modalités du présent article s'appliqueront.

14 ABANDON

14.1 Il y a *Abandon* dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

14.1.1 Lorsque le Requérant avise par écrit Hydro-Québec qu'il abandonne sa demande d'alimentation; ou

14.1.2 Lorsque le Requérant est en défaut relativement à une de ses obligations prévues aux articles 3.4 et 9 et qu'il ne remédie pas à ce défaut au plus tard 30 jours après en avoir été avisé par écrit par Hydro-Québec; ou

14.1.3 Lorsque le Requérant avise Hydro-Québec qu'il modifie sa demande, il y a *Abandon* pour la partie des travaux qui avait été initialement prévue et qui ne servira pas à la demande d'alimentation modifiée; ou

14.1.4 Dans les cas prévus aux articles 13.4,13.5.2,13.5.3 et 13.6; ou

14.1.5 Lorsque le Requérant fait cession de ses biens au bénéfice de l'ensemble de ses créanciers, dépose un avis d'intention de faire une proposition ou une proposition au sens de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité (*L.R.C., c. 1985, ch. B-3); ou

14.1.6 Lorsque le Requérant nomme, consent à ou approuve la nomination d'un syndic, d'un séquestre ou d'un liquidateur relativement au Requérant ou à ses biens; ou

14.1.7 Lorsqu'une procédure judiciaire relative au Requérant ou à ses biens est entreprise en vertu d'une loi relative à l'insolvabilité; ou

14.1.8 Lorsqu'une ordonnance initiale est demandée en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies (*L.R.C., ch. C-36) relativement au Requérant ou à ses biens; ou

14.1.9 Lorsque les autorisations préalables visées à l'article 12.1 ne sont pas émises en faveur d'Hydro-Québec.

14.2 En cas d'*Abandon*, celui-ci doit payer à Hydro-Québec un montant en dédommagement comprenant :

1° Le coût réel des travaux, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par Hydro-Québec, y compris la main-d'œuvre, les achats et les contrats de services ; et
2° Les compensations à payer découlant de la résiliation de tout contrat relatif à la demande du Requérant ; et
3° Le coût des travaux requis en raison de l'*Abandon* de la demande d'alimentation ; et
4° Le coût du démantèlement des installations et la remise en état du site, le cas échéant ; et
5° Le coût de démobilisation et de remise en état du site, le cas échéant, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par Hydro-Québec ; et
6° Toute autre dépense courue et engagée ; et
7° Les frais financiers capitalisés.

14.3 Le montant de dédommagement prévu à l'article 14.2, basé sur l'estimation des coûts relatifs à l'*Abandon,* doit être payé dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. Après révision par Hydro-Québec selon le coût réel encouru suite à l'*Abandon*, tout solde dû par le Requérant doit alors être payé par celui-ci dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec et tout montant payé en trop par le Requérant lui sera remboursé, le cas échéant.

15 RÉVISION DE COÛTS

15.1 Lorsqu'Hydro-Québec doit réviser tout coût en vertu de l'*Entente,* elle transmet au Requérant un écrit au moins 15 jours avant l'émission de la facture qui en découle, le cas échéant.

16 EXIGENCES TECHNIQUES

16.1 Le Requérant déclare avoir pris connaissance de la Norme F.22-01 – *Mesurage de l'électricité en moyenne tension et en haute tension* et s'engage à la respecter. Celle-ci est disponible à l'adresse internet indiquée à l'Annexe 4.

16.2 Le Requérant déclare avoir pris connaissance des Normes C.22-03, C.25-01 et E.21-12, ainsi que des *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec* et s'engage à s'y conformer. Celles-ci sont disponibles aux adresses internet indiquées à l'Annexe 4.

16.3 Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec, pour approbation, les études qui démontrent qu'il respecte les exigences techniques prévues à l'article 16.2.

17 TAXES

17.1 Les valeurs indiquées pour les prix, paiements, frais, ou autres montants indiqués à l'*Entente* n'incluent aucune taxe de vente lesquelles taxes devront être ajoutées lorsqu'applicables.

17.2 Toutefois, dans l'éventualité où un montant, peut devenir payable ou devient payable par le Requérant en vertu de la présente *Entente* et qu'il n'est pas taxable en vertu des dispositions générales des régimes fiscaux mais est plutôt réputé inclure la taxe sur les produits et services (« TPS ») et la taxe de vente du Québec (« TVQ »), conformément à des dispositions particulières de la *Loi sur la taxe d'accise* et de la *Loi sur la taxe de vente du Québec*, alors ledit montant devra être majoré pour prendre en considération toute taxe réputée incluse dans un tel paiement, en vertu des dispositions particulières, de telle sorte qu'Hydro-Québec se retrouve avec un montant net équivalent à celui auquel elle aurait eu droit n'eut été de ces dispositions fiscales particulières.

18 DISPOSITIONS GÉNÉRALES

18.1 ***Loi applicable et élection de domicile.*** L'*Entente* est régie par les lois et règlements applicables dans la province de Québec. Toute réclamation ou poursuite relative à la présente *Entente* doit être intentée et poursuivie exclusivement devant les tribunaux de la province de Québec, dans le district judiciaire de Montréal, y compris le recours en appel.

18.2 ***Modification à l'Entente.*** Toute modification à l'*Entente* ne prend effet que lorsqu'elle a été constatée dans un écrit signé par les Parties.

18.3 ***Titres et sous-titres.*** Les titres et sous-titres des articles, paragraphes et alinéas de l'*Entente* y ont été insérés uniquement pour en faciliter la lecture et ne doivent pas servir à son interprétation.

18.4 ***Successeurs.*** L'*Entente* lie les Parties de même que leurs successeurs et ayants droit.

18.5 ***Signature***. Chaque Partie peut apposer une signature manuscrite, numérique ou électronique sur le même exemplaire de l'*Entente* ou sur des exemplaires distincts. Dans ce dernier cas, chacun de ces exemplaires signés constituera un original. La livraison électronique de tels exemplaires signés sera aussi valide que la livraison d'un exemplaire signé de façon manuscrite. Tous les exemplaires assemblés et échangés entre les Parties formeront un seul et même document signé.

18.6 ***Non renonciation.*** Le manquement ou le retard de l'une ou l'autre des Parties à exercer un droit prévu à l'*Entente* ne constitue pas une renonciation à un tel droit, et aucune des Parties ne sera empêchée d'exercer ultérieurement un droit qu'elle n'aurait pas antérieurement exercé, en tout ou en partie.

19 COMMUNICATIONS

19.1 Tout avis ou toute facture doit, sauf si autrement spécifié, être donné par écrit par la livraison à son destinataire, soit de main à main, soit par courrier ou courriel, aux personnes et coordonnées indiqués ci-dessous.

LE REQUÉRANT :

À l'attention de :

Brian McDougall
Président
16, rue Émilie-Gamelin
Rivière-du-Loup (Québec) G5R 5L8
Téléphone : 418-894-0193
Courriel : brianwmcd@hotmail.com

HYDRO-QUÉBEC :

À l'attention de :

Liana Adornato
Déléguée commerciale principale
Complexe Desjardins, tour Est, 18e étage
C. P. 10000, succursale place Desjardins
Montréal (Québec) H5B 1H7
Téléphone : 514-757-8146
Courriel : adornato.liana@hydroquebec.com

19.2 Une Partie peut modifier le nom de la personne la représentant et ses coordonnées en transmettant à l'autre Partie un avis écrit à cet effet. La modification entre en vigueur le 15e jour suivant la réception de l'avis écrit ou à la date convenue entre les Parties.

20 AVIS DE MODIFICATION DE DÉNOMINATION SOCIALE ET DE CHANGEMENT DE CONTRÔLE

20.1 Le Requérant ne peut, sans le consentement préalable écrit d'Hydro-Québec, modifier sa dénomination sociale, céder ou transférer une partie ou la totalité de ses droits et obligations précisés à l'*Entente*, ou modifier notamment le changement de contrôle résultant d'une vente d'actifs et/ou d'actions, d'une fusion, acquisition ou autre transaction du même genre. Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec toute information sur la modification lui permettant d'évaluer le niveau de risque de crédit et de fixer les exigences applicables en vue de cette modification et l'amendement de la présente *Entente*.

20.2 Le présent article n'affecte pas les droits d'Hydro-Québec en vertu de l'article 18.4 de l'*Entente.*

21 FORCE MAJEURE

21.1 L'expression « force majeure » dans l'*Entente* signifie tout événement imprévisible, irrésistible et indépendant de la volonté d'une Partie, qui retarde, interrompt ou empêche l'exécution totale ou partielle par cette Partie de toutes ou partie de ses obligations en vertu de l'*Entente*. Sans restreindre la portée de ce qui précède, l'un ou l'autre des événements suivants constitue un cas de force majeure : guerre, émeute, vandalisme, intervention non sollicitée de tiers, rébellion, foudre, tremblement de terre, grève, inondation, incendie et explosion. La Partie invoquant un cas de force majeure doit en donner avis sans délai à l'autre Partie et indiquer dans cet avis, le plus précisément possible, l'effet de cette force majeure sur sa capacité d'exécuter ses obligations prévues à l'*Entente.*

21.2 La Partie invoquant un cas de force majeure voit ses obligations suspendues seulement dans la mesure où elle est dans l'incapacité d'agir et en autant qu'elle agisse avec diligence afin d'éliminer ou de corriger les effets de cette force majeure. Cependant le règlement d'une grève est laissé à l'entière discrétion de la Partie qui fait face à cette difficulté. Tout cas de force majeure est toutefois sans effet sur l'obligation de payer une somme d'argent qui est due.

21.3 Lorsque l'*Entente* établit une date d'échéance pour la réalisation d'une obligation et que cette date ne peut être respectée en raison d'une force majeure, cette date est reportée d'une période équivalente à celle pendant laquelle la Partie affectée par le cas de force majeure a été dans l'incapacité d'agir.

21.4 Sous réserve de l'avis prévu au premier paragraphe du présent article et nonobstant toute autre disposition de l'*Entente*, l'inexécution d'une obligation en raison d'un cas de force majeure ne constitue pas un cas de défaut de la Partie invoquant le cas de force majeure en vertu des présentes et n'entraîne pas de dommages-intérêts, ni de recours en exécution de l'obligation même ou de quelque autre nature que ce soit.

22 DURÉE

22.1 L'*Entente* entre en vigueur à la date de sa signature par Hydro-Québec.

22.2 Elle se termine à la première des éventualités ci-après décrites, après le paiement des sommes dues par le Requérant en vertu de l'*Entente* :

22.2.1 lorsque l'*Abonnement* prend fin; ou

22.2.2 lors d'un *Abandon*.

[LA PAGE SUIVANTE EST CELLE DES SIGNATURES]

En foi de quoi, les Parties, représentées par une personne dûment autorisée, ont signé l'*Entente* aux dates indiquées ci-après.

LE REQUÉRANT

par :

_____

Brian McDougall

Président

Date :

HYDRO-QUÉBEC

par :

France Wong
2024.12.04 16:43:34
-05'00'

_____

France Wong

Vice-présidente – Marketing, expérience client et image de marque

Date :

ANNEXE 1

Analyse énergétique (sera annexée à la suite de la signature de cette Entente selon les modalités des présentes)

ANNEXE 2
Sommaire des données

DONNÉES DU PROJET		Unité
Appel de puissance prévu	**17 500**	kW
Puissance disponible prévue	**18 421**	kVA
Date prévue de mise sous tension initiale	*À déterminer ultérieurement*	
Coût des travaux	149 210	$
Contribution du Requérant	149 210	$
Paiement versé à l'*Entente d'avant-projet*	14 405	$
Versement exigible suivant signature de l'Entente	134 805	$
Taxes	20 187	$
Versement exigible suivant signature de l'Entente *incluant taxes*	**154 992**	$

ANNEXE 3

Modèle de liste de contacts - demandes d'effacement

Nom, Prénom : **McDougall, Brian**

Fonction : **Président**

Ordre de rappel : **1**

Téléphone + ext : **418-894-0193**

Téléphone pour recevoir SMS : **418-894-0193**

Adresse courriel : **brianwmcd@hotmail.com**

ANNEXE 4

Exigences techniques

1) **Norme F.22-01** : *Mesurage de l'électricité en moyenne et en haute tension*. https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/norme-f22-01-edition-4.pdf ;

2) **Norme C.22-03** : *Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC*. https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/raccordement-reseau/c22-03-a1.pdf

3) **Norme C.25-01** : *Exigences techniques relatives au raccordement de charges déformantes au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC*. https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/raccordement-reseau/c2501-a1.pdf;

4) **Norme E.21-12** (3e édition) – *Service d'électricité en moyenne tension* http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/livre-rouge.pdf

5) *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec* https://www.hydroquebec.com/data/affaires/pdf/qualite-tension-fr.pdf

De: Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Envoyé: 6 décembre 2024 16:56
À: Brian McDougall
Objet: Entente de raccordement en moyenne tension
Pièces jointes: 2024-12-03 Entente de raccordement MT_Energie Flumen FW.pdf

Bonjour M. McDougall,

Vous trouverez en pièce jointe l'entente de raccordement tel que signée par Hydro-Québec, pour votre signature.

Cordialement,

Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale principale
Développement des affaires et grandes entreprises
Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

De : Brian McDougall
Envoyé : Monday, December 9, 2024 4:14:37 PM
À : Adornato, Liana
Objet : Re: Entente de raccordement en moyenne tension

Bonsoir Madame Adornato,

Nous accusons réception de votre courriel et l'Entente de Raccordement.

Je vais échanger avec nos collaborateurs afin de vous proposer une date de mise sous tension initiale révisé et ce dans les meilleurs délais.

À la section 19.1 je proposerais une modification d'adresse pour moi pour que l'adresse correspond à l'adresse d'Énergie Flumen Inc. dans le Registraire des Entreprises du Québec.

Alors:

Brian McDougall
Président
2009 Premier Rang

Saint Antonin (Québec) G0L 2J0
Téléphone : 418-894-0193
Courriel: brianwmcd@hotmail.com

Merci

Salutations,

Brian
Énergie Flumen Inc.
Tél: 418-894-0193

From: Adornato, Liana
Sent: December 6, 2024 4:56 PM
To: Brian McDougall
Subject: Entente de raccordement en moyenne tension

Interne

Bonjour M. McDougall,
Vous trouverez en pièce jointe l'entente de raccordement tel que signée par Hydro-Québec, pour votre signature.
Cordialement,

Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale principale
Développement des affaires et grandes entreprises
Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

Le 27 juin 2025

Émilie Dodier-Lemay
Avocate

Hydro-Québec - Affaires juridiques
11e étage
800, boulevard Maisonneuve Est
Montréal (Québec) H2L 4M8
Téléc. : 514 289-2007

Tél. : 514 289-2211, poste 6540
C. élec. : dodier-lemay.emilie@hydroquebec.com

Par courriel

Me Carolina Rinfret
Secrétaire
Régie de l'énergie
500, boulevard René-Lévesque Ouest
5e étage, bureau 5.100
Case postale 43
Montréal (Québec) H2Z 1W7

Objet : Énergie Flumen Inc. contre Hydro-Québec
Dossier Régie : P-110-3627
Suivi prévu à la décision D-2024-095

Chère consœur,

La présente fait suite à notre correspondance en date du 30 mai 2025 relativement au dossier cité en objet.

En suivi de la décision D-2024-095 (la « **Décision** »), Hydro-Québec vous informe qu'elle est toujours en attente d'une confirmation de la part de Flumen de la *Date prévue de mise sous tension,* afin que celle-ci soit consignée à l'Entente de raccordement.

À cet égard, Hydro-Québec précise qu'une rencontre a eu lieu entre les parties le 25 juin 2025 pour discuter des étapes à venir pour compléter l'Entente de raccordement.

Dès que les Parties sont en mesure de convenir de la *Date prévue de mise sous tension*, une version finale de l'Entente de raccordement sera circulée entre les Parties pour signature. Nous vous en informerons alors dans les meilleurs délais et déposerons ladite Entente de raccordement.

En espérant le tout conforme, veuillez agréer, chère consœur, nos salutations distinguées.

Émilie Dodier-Lemay
2025.06.26 15:44:38
-04'00'

(s) Émilie Dodier-Lemay

Émilie Dodier-Lemay, avocate
ÉDL/yjr

c.c. : Me Marie-Pierre Boudreau (mboudreau@fasken.com)
Me Frédéric Legendre (flegendre@fasken.com)

------ Message transféré --------
De: Gabriel Angeli <gabriel@firstblock.com>
Date: 2025-08-14 13:39:30
Sujet: Re : RE: Intrants client à recevoir / Flumen / 90 rue du Parc Industriel, Matane / 66592365
À: Adornato, Liana <adornato.liana@hydroquebec.com>, Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>
CC: Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>, claudinefaucher@dinamo.ca, brindle.simon3@hydroquebec.com, Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>, Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>

Bonjour Mme Adornato,

Je prend la balle au bon comme Ambroise est en vacance cette semaine.

Je vous propose une rencontre la semaine prochaine mardi après 14h00.

Pour l'étude d'harmonique, WSP devrait nous revenir sous peu avec celle-ci.

Pour ce qui est de la date d'installation de la station de mesurage, celle-ci est prévu pour le 1 novembre 2025 (+-15jours).

Le contrat de raccordement pourra être signé lors de votre retour des vacances avec Brian.

Merci et bonne fin de journée

Gabriel Angeli, MBA
Président et Directeur Technique, NordicFlow & First Block

NordicFlow | HeatConnect | FirstBlock

Tél. : (888) 508-2562 | **Cell. :** 514-692-4229 | gabriel@firstblock.com
in https://www.linkedin.com/in/gabriel-angeli
www.nordicflow.ai www.heatconnect.io www.firstblock.com
Devez-vous imprimer ce courriel ?
Avis de confidentialité : Ce message, transmis par courriel, est confidentiel, peut être protégé par le secret professionnel et est à l'usage exclusif du destinataire dont l'adresse figure ci-dessus. Toute autre personne est par la présente avisée qu'il lui est strictement interdit de le diffuser, le distribuer ou le reproduire. Si vous avez reçu ce courriel par erreur, veuillez m'en informer par courrier électronique et détruire immédiatement ce message et toute copie de celui-ci. Merci.
Confidentiality notice: The content of this e-mail is confidential, may be privileged and is intended for the exclusive use of the addressee. Any other person is strictly prohibited from disclosing, distributing or reproducing it. If you have received this e-mail by error, please notify me by e-mail and delete all copies. Thank you.

Sur 2025-08-13 17:10:42, Adornato, Liana <adornato.liana@hydroquebec.com> a écrit :

Interne

Bonjour Ambroise,

Je me permets de faire un suivi concernant la rencontre que tu voulais tenir la semaine prochaine, serons-nous convoqués prochainement ?

Rappel : je serai en vacances à partir de vendredi PM, de retour le 2 septembre. Pendant mon absence, merci de coordonner directement avec @Rioux, François.

Aussi, avez-vous :

- Plus d'infos pour nous par rapport à la date prévue de fin de l'installation de votre station de mesurage ?
- Avancé dans les études de protection et d'harmonique ?

Merci,

Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale principale
Développement des affaires et grandes entreprises

Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

De : Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>
Envoyé : 22 juillet 2025 16:40
À : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Cc : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>; Gabriel Angeli <gabriel@firstblock.com>; Brindle, Simon [3] <brindle.simon3@hydroquebec.com>; Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>; Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>; Claudine Faucher <ClaudineFaucher@dinamo.ca>
Objet : Re: Intrants client à recevoir / Flumen / 90 rue du Parc Industriel, Matane / 66592365

ATTENTION ! CE COURRIEL PROVIENT DE L'EXTERNE
Avant d'ouvrir ou de télécharger une pièce jointe ou de cliquer sur un lien, assurez-vous que le courriel provient d'une personne ou une organisation de confiance.
Faites preuve de vigilance, développez les bons réflexes, et ne téléchargez aucune pièce jointe non sollicitée ! Au besoin, **cliquez sur le bouton *Signaler le message* sur votre barre d'outils**.

Bonjour Liana,

Merci pour votre courriel.
Avec les vacances de la construction, il est actuellement difficile d'obtenir les informations nécessaires de la part de mon sous-traitant électrique pour répondre précisément à votre question.

Initialement, nous visions un raccordement en fin d'année. Toutefois, avec les éléments transmis jusqu'à présent par Simon Brindle concernant l'étude harmonique, je dois valider les délais auprès de mon sous-traitant pour la réalisation de cette étude.

Je vous propose de planifier une rencontre pour la semaine du 18 dès que j'ai une meilleure visibilité — je vous enverrai une proposition de créneau dès que possible.

Bonne journée,

Ambroise LALLOZ

Head of strategic development

438-558-9750

| |

in https://www.linkedin.com/in/ambroise-lalloz-53706a183/

www.nordicflow.ai | www.heatconnect.io | www.firstblock.com

Devez-vous imprimer ce courriel ?

Avis de confidentialité : Ce message, transmis par courriel, est confidentiel, peut être protégé par le secret professionnel et est à l'usage exclusif du destinataire dont l'adresse figure ci-dessus. Toute autre personne est par la présente avisée qu'il lui est strictement interdit de le diffuser, le distribuer ou le reproduire. Si vous avez reçu ce courriel par erreur, veuillez m'en informer par courrier électronique et détruire immédiatement ce message et toute copie de celui-ci. Merci.
Confidentiality notice: The content of this e-mail is confidential, may be privileged and is intended for the exclusive use of the addressee. Any other person is strictly prohibited from disclosing, distributing or reproducing it. If you have received this e-mail by error, please notify me by e-mail and delete all copies. Thank you.

Le lun. 21 juil. 2025 à 10:23, Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com> a écrit :

Interne

Bonjour Ambroise,

Merci de bien vouloir nous confirmer la date prévue de fin de l'installation de votre station de mesurage en moyenne tension ? Nous nous baserons sur cette date afin d'établir une date prévue de mise sous tension plus réaliste dans l'entente de raccordement HQ-Flumen.

On suppose aussi que vous allez nous transmettre la convocation pour la semaine du 18 août ?

Merci,

Erreur! Nom du fichier non spécifié.Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale principale
Développement des affaires et grandes entreprises

Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

De : Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>
Envoyé : 17 juillet 2025 14:38
À : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>; Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>; Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>
Cc : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>; Brindle, Simon [3] <brindle.simon3@hydroquebec.com>; Gabriel Angeli <gabriel@firstblock.com>; Tremblay, Daniel [8] <tremblay.daniel.8@hydroquebec.com>
Objet : RE: Intrants client à recevoir / Flumen / 90 rue du Parc Industriel, Matane / 66592365

Interne

De mon côté absent du 25 juillet au 18 août

Bonne journée !!

Frédéric Dion

Techn. Soutien Groupe Mesurage

DIMST Territoire Nord-Est

Email : dion.frederic2@hydro.qc.ca
☎(Cellulaire) 418-952-7069

Erreur! Nom du fichier non spécifié.

De : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Envoyé : 17 juillet 2025 11:53
À : Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>; Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>
Cc : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>; Brindle, Simon [3] <brindle.simon3@hydroquebec.com>; Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>; Gabriel

Angeli <gabriel@firstblock.com>; Tremblay, Daniel [8] <tremblay.daniel.8@hydroquebec.com>
Objet : RE: Intrants client à recevoir / Flumen / 90 rue du Parc Industriel, Matane / 66592365

Interne

Bonjour,

Pour ma part je serai en vacances à partir du 18 août et de retour le 2 septembre, mais vous pouvez procéder sans moi et tenir la rencontre pendant la semaine du 18 août comme @Rioux, François propose, afin d'avancer les études et plans.

Merci,

Erreur! Nom du fichier non spécifié.Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale principale
Développement des affaires et grandes entreprises

Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

De : Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>
Envoyé : 17 juillet 2025 09:27
À : Tremblay, Daniel [8] <tremblay.daniel.8@hydroquebec.com>; Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>; Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Cc : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>; Brindle, Simon [3] <brindle.simon3@hydroquebec.com>; Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>; Gabriel Angeli <gabriel@firstblock.com>
Objet : RE: Intrants client à recevoir / Flumen / 90 rue du Parc Industriel, Matane / 66592365

Bonjour a tous,

Pour ma part, je serai en vacances à partir du 28 juillet, de retour le lundi 18 août. Vous pourrez me convoquer dans la semaine du 18 août sans problème

Pour répondre à votre question Mr. Lalloz, l'étude devra être réalisée sur la pleine capacité de 17,5 MW étant donné que vous aurez accès a cette capacité dès le raccordement.

Merci et bonne journée

François Rioux

Coordonnateur Distribution I

Ordonnancement des services techniques

389 rue Vanier, 1ière Étage

Rimouski (Québec) G5L 8L4

Tél. : 418-724-1125, poste 1297

Interne : 450-1297

www.hydroquebec.com

Erreur! Nom du fichier non spécifié.

De : Tremblay, Daniel [8] <tremblay.daniel.8@hydroquebec.com>
Envoyé : 17 juillet 2025 09:03
À : Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>; Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>; Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>
Cc : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>; Brindle, Simon [3] <brindle.simon3@hydroquebec.com>; Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>; Gabriel Angeli <gabriel@firstblock.com>
Objet : RE: Intrants client à recevoir / Flumen / 90 rue du Parc Industriel, Matane / 66592365

Bonjour M. Lalloz,

La coordination de votre projet sera désormais effectuée par mon collègue Francois Rioux, que j'ajoute à cette discussion pour vous transmettre ses disponibilités.

Merci

Daniel Tremblay

Gestion et coordination de projets

Centre de gestion et planification des services techniques

2625 Boul Lebourgneuf, Québec, G2C 1P1

Tél. : 204-7307 | Externe : 450 441-7200, poste 7307

Téléc. : 450 441-7460

www.hydroquebec.com

De : Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>
Envoyé : 17 juillet 2025 06:43
À : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Cc : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>; Tremblay, Daniel [8] <tremblay.daniel.8@hydroquebec.com>; Brindle, Simon [3] <brindle.simon3@hydroquebec.com>; Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>; Gabriel Angeli <gabriel@firstblock.com>
Objet : Re: Intrants client à recevoir / Flumen / 90 rue du Parc Industriel, Matane / 66592365

ATTENTION ! CE COURRIEL PROVIENT DE L'EXTERNE
Avant d'ouvrir ou de télécharger une pièce jointe ou de cliquer sur un lien, assurez-vous que le courriel provient d'une personne ou une organisation de confiance.

Faites preuve de vigilance, développez les bons réflexes, et ne téléchargez aucune pièce jointe non sollicitée ! Au besoin, **cliquez sur le bouton *Signaler le message* sur votre barre d'outils**.

Bonjour à tous,

J'espère que vous allez bien

Merci pour le suivis Liana.

Nous avons enfin sélectionné le sous traitant qui sera chargé de l'installation de la station de mesurage.

Nous allons organiser une réunion de coordination prochainement pour avancer sur les études et plans.

Pourriez-vous m'indiquer vos disponibilités après les vacances de la construction ?

Aussi, pour mieux estimer les délais liés à l'étude harmonique, j'aimerais savoir : si nous procédons à un premier ramp-up à 5 MW dans la phase 1 du projet, l'étude devra-t-elle être réalisée sur la base des 5 MW ou bien sur la pleine capacité de 17,5 MW ?

Vous trouverez en PJ la présentation avec les infos modifiées en fonction de nos échanges.

Bonne journée,

Ambroise LALLOZ

Head of strategic development

438-558-9750

| |

in https://www.linkedin.com/in/ambroise-lalloz-53706a183/

www.nordicflow.ai | www.heatconnect.io | www.firstblock.com

Devez-vous imprimer ce courriel ?

Avis de confidentialité : Ce message, transmis par courriel, est confidentiel, peut être protégé par le secret professionnel et est à l'usage exclusif du destinataire dont l'adresse figure ci-dessus. Toute autre personne est par la présente avisée qu'il lui est strictement interdit de le diffuser, le distribuer ou le reproduire. Si vous avez reçu ce courriel par erreur, veuillez m'en informer par courrier électronique et détruire immédiatement ce message et toute copie de celui-ci. Merci.
Confidentiality notice: The content of this e-mail is confidential, may be privileged and is intended for the exclusive use of the addressee. Any other person is strictly prohibited from disclosing, distributing or reproducing it. If you have received this e-mail by error, please notify me by e-mail and delete all copies. Thank you.

On Fri 11 Jul 2025 at 15:15, Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com> wrote:

Bonjour M. McDougall,

Pour faire suite au courriel de @Tremblay, Daniel [8] ci-dessous, serait-il possible de confirmer quand nous pourrons nous attendre à obtenir les intrants qui sont nécessaires pour le lancement des travaux ? Actuellement, @Brindle, Simon [3] travaille à vous fournir les informations dont vous aurez besoin pour réaliser votre étude harmonique, qui devrait vous être envoyée d'ici la fin juillet. **Merci de confirmer quand vous prévoyez nous transmettre les intrants en fonction de ceci ?**

Serait-il possible aussi de nous transmettre la présentation que vous avez partagée avec nous lors de notre rencontre du 25 juin ? Nous présumons que vous pouvez la mettre à jour en fonction de ce que nous avons confirmé lors de l'appel, notamment que vous aurez accès à la totalité des 17,5 MW dès votre mise sous tension.

Merci d'avance et bonne fin de semaine,

Erreur! Nom du fichier non spécifié.Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale principale
Développement des affaires et grandes entreprises

Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

De : Tremblay, Daniel [8] <tremblay.daniel.8@hydroquebec.com>
Envoyé : 26 juin 2025 09:38
À : brianwmcd@hotmail.com; ambroise.lalloz@firstblock.com
Cc : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>; Brindle, Simon [3] <brindle.simon3@hydroquebec.com>; Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>
Objet : Intrants client à recevoir / Flumen / 90 rue du Parc Industriel, Matane / 66592365

Interne

Bonjour,

Tel que discuté hier, voici les intrants qui sont nécessaires de recevoir avant le lancement des travaux. Ces intrants font partie de 2 volets importants, soit pour le segment Mesurage et pour le segment protection et qualité de l'onde.

Mesurage :

- Schéma unifilaire indiquant l'emplacement pour l'installation de l'appareillage de mesure

- Schéma d'implantation des transformateurs de mesure
- Schéma illustrant la vue en plan des conduits secondaires pour le mesurage
- Schéma du bâtiment illustrant l'emplacement de l'armoire de mesure

Protection et qualité de l'onde :

- Étude de coordination (ci-joint le fichier PDF de l'information nécessaire pour le client pour la réalisation de l'étude)
- Schéma unifilaire de l'alimentation principale de l'installation du client.
- Charges perturbatrices (ci-joints, le formulaire de charges perturbatrices à renseigner et son guide)
- Étude harmonique niveau 2 (nous devons fournir l'information au client pour cette étude, nous prévoyons fournir cette information au plus tard fin juillet)

SVP, veuillez prioriser les 2 items indiqués en vert afin de gagner du temps dans la séquence.

N'hésitez pas à me contacter pour toute question,

Merci

Daniel Tremblay

Gestion et coordination de projets

Centre de gestion et planification des services techniques

2625 Boul Lebourgneuf, Québec, G2C 1P1

Tél. : 204-7307 | Externe : 450 441-7200, poste 7307

Téléc. : 450 441-7460

www.hydroquebec.com

VILLE DE MATANE

Ville de Matane

PROVINCE DE QUÉBEC

VILLE DE MATANE

21 juillet 2025

RÉSOLUTION 2025-364

La résolution suivante a été adoptée par le conseil de la Ville de Matane le 21 juillet 2025 lors de la séance ordinaire tenue en l'hôtel de ville à 19 h 30 et à laquelle étaient présents messieurs les conseillers Marc Charest, Nelson Gagnon, Mario Hamilton, Nelson Simard et André Coulombe, tous formant quorum sous la présidence de Eddy Métivier, maire.

Sont également présents Me Nicolas Leclerc, directeur général et Me Marie-Claude Gagnon, greffière.

Absence justifiée de madame Lucie Lapointe, conseillère.

OFFRE D'ACHAT – PARCELLES DE TERRAIN DE L'ANCIENNE USINE ROCKTENN – ÉNERGIE FLUMEN INC. ET PREMIER BLOC INC.

Considérant que Premier Bloc inc. et son partenaire Énergie Flumen inc. souhaitent construire et opérer un projet de centre de données sur le site de l'ancienne usine RockTenn et que le projet cadre avec la thématique de l'économie circulaire;

Considérant qu'il est entendu que les opérations dudit centre de données généreront une quantité de chaleur et que cette chaleur pourra être offerte gratuitement à la Ville et vendue à des tiers, le tout dans une perspective d'économie circulaire;

Considérant que les parties se sont entendues sur les modalités relatives à la vente de deux (2) parcelles du terrain de l'ancienne usine RockTenn afin que le projet puisse se concrétiser;

IL EST PROPOSÉ PAR : NELSON SIMARD

et résolu à l'unanimité des conseillers

Que la Ville de Matane accepte l'offre d'achat soumise par Premier Bloc inc. et autorise le maire ou, en son absence, le maire suppléant, et la greffière ou le directeur général, en son absence, la greffière adjointe, à signer pour et au nom de la Ville de Matane, ainsi que tout document utile à cette fin, notamment l'acte de vente notarié.

ADOPTÉE À L'UNANIMITÉ DES CONSEILLERS

Copie conforme
31 juillet 2025

La greffière,

Me Marie-Claude Gagnon,
Avocate

De: Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>
Envoyé: 3 septembre 2025 14:40
À: Ambroise Lalloz
Cc: Claudine Faucher; Adornato, Liana; brianwmcd; Rioux, François; martin.boucher@wsp.com; Brindle, Simon [3]; Couture, Marc Eric
Objet: Énergie Flumen - Projet Matane - Requis Mesurage
Pièces jointes: F.22-01 - 4e édition.pdf; F.22-01_-_Addenda_2020_Écart.pdf

Interne

Bonjour Ambroise,

Tel que discuté, voici la liste des prérequis pour l'installation mesurage de votre projet.

- Puissance prévue à court et moyen terme
- Schéma unifilaire indiquant l'emplacement proposé pour l'installation de l'appareillage de mesure
- Schéma d'implantation des transformateurs de mesure
- Schéma illustrant la vue en plan des conduits secondaires pour le mesurage
- Schéma du bâtiment illustrant l'emplacement de l'armoire de mesure

En pièce jointe vous trouverez la norme F22.01 relatif à l'installation d'un mesurage en moyenne tension

Si vous avez des questions, il me fera plaisir de vous répondre.

Bonne Journée !!

Frédéric Dion
Techn. Soutien Groupe Mesurage
DIMST Territoire Nord-Est
Email : dion.frederic2@hydro.qc.ca
☎(Cellulaire) 418-952-7069

Hydro Québec
MIEUX FAIRE chaque jour

Le 4 septembre 2025

Émilie Dodier-Lemay
Avocate

Hydro-Québec - Affaires juridiques
11e étage
800, boulevard Maisonneuve Est
Montréal (Québec) H2L 4M8
Téléc. : 514 289-2007

Tél. : 514 289-2211, poste 6540
C. élec. : dodier-lemay.emilie@hydroquebec.com

Par courriel

Me Carolina Rinfret
Secrétaire
Régie de l'énergie
500, boulevard René-Lévesque Ouest
5e étage, bureau 5.100
Case postale 43
Montréal (Québec) H2Z 1W7

Objet : Énergie Flumen Inc. contre Hydro-Québec
Dossier Régie : P-110-3627
Suivi prévu à la décision D-2024-095

Chère consœur,

La présente fait suite à notre correspondance en date du 30 juillet 2025 relativement au dossier cité en objet.

En suivi de la décision D-2024-095 (la « **Décision** »), Hydro-Québec informe la Régie de l'énergie qu'Énergie Flumen Inc. a confirmé la *Date prévue de mise sous tension initiale* au 16 mars 2026. Les Parties procéderont à la signature de l'Entente de raccordement au cours des prochains jours et une copie de l'Entente de raccordement dûment signée sera transmise à la Régie de l'énergie dès que possible.

En espérant le tout conforme, veuillez agréer, chère consœur, nos salutations distinguées.


Émilie Dodier-Lemay
2025.09.04
15:49:11 -04'00'

Émilie Dodier-Lemay, avocate
ÉDL/yjr

c.c. : Me Marie-Pierre Boudreau (mboudreau@fasken.com)
Me Frédéric Legendre (flegendre@fasken.com)

From: Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Sent: September 22, 2025 4:23 PM
To: Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Subject: RE: Projet Flumen a Matane

Interne

Bonjour M. McDougall,

Vous trouverez en pièce jointe l'entente de raccordement, pour votre signature.

Cordialement,

Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale principale
Développement des affaires et grandes entreprises
Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

De : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Envoyé : 19 septembre 2025 09:45
À : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Objet : Projet Flumen a Matane

ATTENTION ! CE COURRIEL PROVIENT DE L'EXTERNE
Avant d'ouvrir ou de télécharger une pièce jointe ou de cliquer sur un lien, assurez-vous que le courriel provient d'une personne ou une organisation de confiance.
Faites preuve de vigilance, développez les bons réflexes, et ne téléchargez aucune pièce jointe non sollicitée ! Au besoin, **cliquez sur le bouton *Signaler le message* sur votre barre d'outils**.

Bonjour Madame Adornato,

Pour faire suite a la lettre ci-jointe de l'avocate d'Hydro Québec est-ce que vous nous avez envoyé l'Entente de Raccordement du projet Flumen a Matane pour signature ?

Sinon, pourriez-vous nous expliquer pourquoi vous ne nous l'avez pas encore envoyé et environ dans quel délai est-ce qu'on devrait le recevoir ?

Merci

Salutations,

Brian McDougall
Énergie Flumen Inc.
Tél: 418-894-0193

ENTENTE DE RACCORDEMENT
EN MOYENNE TENSION

intervenue à Montréal, province de Québec.

ENTRE : **ÉNERGIE FLUMEN INC.**, personne morale légalement constituée, domiciliée au 2009, 1er Rang, dans la ville de Saint-Antonin, province de Québec, G0L 2J0,

(ci-après désignée le « **Requérant** »),

ET : **HYDRO-QUÉBEC**, personne morale de droit public constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, Montréal (Québec), H2Z 1A4, dans ses activités de distribution d'électricité,

(ci-après désignée « **Hydro-Québec** »),

(le Requérant et Hydro-Québec étant ci-après désignés collectivement les « **Parties** » ou individuellement une « **Partie** »)

ATTENDU QUE :

A. suite à l'appel de propositions A/P 2019-01 d'Hydro-Québec visant l'attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie associée en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, la soumission du Requérant a été retenue par Hydro-Québec ;

B. le Requérant a demandé à Hydro-Québec le raccordement d'une nouvelle installation électrique, pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ;

C. l'appel de puissance prévu pour l'Installation électrique est de 17 500 kW et que la puissance disponible prévue est de 18 421 kVA ;

D. la tension d'alimentation prévue est de 25 kV;

E. l'Installation électrique sera permanente et que le Requérant convient avec Hydro-Québec de mettre la charge électrique sous tension à la Date prévue de mise sous tension initiale;

F. la demande en électricité est en croissance au Québec ce qui entraîne notamment des modifications au réseau d'électricité d'Hydro-Québec ainsi que des besoins soutenus en énergie et en puissance additionnelle;

G. Hydro-Québec devra notamment prendre des engagements auprès de producteurs d'électricité pour approvisionner en électricité le Projet d'affaires du Requérant à la hauteur de la puissance demandée par celui-ci;

H. le Requérant a fourni une prévision précise de sa consommation d'électricité en énergie et en puissance, au meilleur de sa connaissance, afin qu'Hydro-Québec puisse planifier ses approvisionnements en électricité requis pour répondre à ces besoins et à ceux de l'ensemble de sa clientèle;

I. en contrepartie des engagements du Requérant dont celui de payer tous les coûts des travaux indiqués à la présente Entente, Hydro-Québec accepte de prolonger ou modifier son réseau de distribution d'électricité;

EN CONSÉQUENCE, LES PARTIES CONVIENNENT DE CE QUI SUIT :

1 DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION

1.1 Lorsqu'ils sont employés dans la présente *Entente* et ses annexes, les mots et expressions suivants ont, à moins d'incompatibilité avec le contexte, la signification suivante :

a) « **Abandon** » signifie l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 14;

b) « **Abonnement** » signifie tout contrat conclu entre le Requérant et Hydro-Québec pour le service d'électricité fourni à un lieu de consommation, lequel est défini comme étant tout endroit en aval du point de raccordement desservi par Hydro-Québec. « Service d'électricité » signifie la mise et le maintien sous tension du point de raccordement, qu'il y ait ou non utilisation de l'électricité;

c) « **Chaîne de blocs** » signifie une base de données distribuée et sécurisée, dans laquelle sont stockées chronologiquement, sous forme de blocs liés les uns aux autres, les transactions successives effectuées entre ses utilisateurs depuis sa création, selon ses variantes actuelles et futures ;

d) « **Conditions de service** » signifie les Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité fixées par la Régie de l'énergie en vigueur au moment où elles s'appliquent;

e) « **Date prévue de mise sous tension initiale** » signifie la date à laquelle les Parties prévoient mettre sous tension la nouvelle charge électrique, sous réserve des conditions prévues aux présentes;

f) « **Distributeur** » signifie Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;

g) « **Entente** » signifie la présente entente et les expressions « des présentes », « aux présentes », « en vertu des présentes », « par les présentes » et autres expressions du même genre, réfèrent à cette entente dans son ensemble et non à un article, paragraphe ou alinéa particulier;

h) « **Entente d'avant-projet** » signifie l'entente d'avant-projet intervenue entre les Parties le 30 octobre 2020 pour le *Projet d'affaires*;

i) « **Frais de report** » signifie les frais décrits à l'article 13.1;

j) « **Installation électrique** » signifie l'installation électrique du Requérant située au 90, rue du Parc Industriel à Matane, (coordonnées géographiques du point de raccordement : Latitude. N 48º50'13,2" Longitude. O 67º32'54.6");

k) « **Période de consommation** » signifie une période au cours de laquelle l'électricité est livrée au Requérant et qui est comprise entre les deux (2) dates utilisées par Hydro-Québec dans le calcul de la facture ;

l) « **Projet d'affaires** » signifie le projet du Requérant qui consiste à raccorder une nouvelle *Installation électrique* pour un *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*;

m) « **Service de base** » signifie le service offert par Hydro-Québec pour répondre à la demande d'alimentation du Requérant selon la solution technique la moins coûteuse déterminée par Hydro-Québec et sur lequel l'allocation s'applique;

n) « **Solution retenue** » signifie les modalités d'alimentation de l'Installation électrique décrites à l'article 2.2;

o) « **Service non ferme** » a le sens qui lui est donné à l'article 5 ;

p) « **Tarifs** » signifie les Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité approuvés par la Régie de l'énergie en vigueur au moment où ils s'appliquent.

q) « **Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs »** signifie un usage de l'électricité pour l'exploitation d'équipements informatiques aux fins de calculs cryptographiques permettant notamment de valider les transactions successives effectuées entre utilisateurs de *Chaîne de blocs.* Un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs vise le minage ou le maintien d'un réseau de cryptomonnaie contre rémunération;

1.2 Le préambule et les annexes suivantes font partie intégrante de l'*Entente* :

Annexe 1 : Analyse énergétique (sera annexée à la suite de la signature de cette Entente selon les modalités des présentes);

Annexe 2 : Sommaire des données;

Annexe 3 : Modèle de liste de contacts - demandes d'effacement;

Annexe 4 : Exigences techniques;

2 OBJET DE L'*ENTENTE* ET SOLUTION RETENUE

2.1 L'*Entente* vise à définir les engagements des Parties pour répondre à la demande d'alimentation du Requérant.

2.2 Pour répondre à cette demande d'alimentation, la *Solution retenue* par les Parties consiste à ajouter une section de 12 mètres de ligne à partir de la ligne MAT-236 d'Hydro-Québec, à installer deux liaisons aérosouterraines avec interrupteurs pour permettre, lorsque possible selon la capacité d'Hydro-Québec, le transfert sur la ligne de relève MAT-235 et démanteler une section de ligne rendue inutile.

2.3 Le Requérant déclare, au meilleur de sa connaissance, que sa demande d'alimentation représente fidèlement les besoins en électricité et en puissance de son *Projet d'affaires* et s'engage à aviser promptement Hydro-Québec par écrit de tout changement à ses besoins.

3 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

3.1 Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec pour approbation une analyse énergétique visant des mesures d'efficacité énergétique et un usage énergétique significatif de la consommation d'électricité du *Projet d'affaires*. Un usage énergétique significatif est un mode ou un type d'utilisation de l'énergie (par exemple, procédé, équipement, chaîne de production ou système auxiliaire) qui représente une part importante de la consommation d'énergie électrique ou qui offre un potentiel considérable d'amélioration de la performance énergétique en matière d'électricité.

3.2 L'analyse énergétique doit minimalement comprendre les éléments suivants :

3.2.1 la description des équipements, des procédés ou des systèmes visé par l'analyse énergétique;

3.2.2 pour les différents scénarios proposés, une description des mesures d'efficacité énergétique déterminées ainsi que des équipements, des procédés, des systèmes du bâtiment (existant ou bâtiment de référence dans le cas d'une nouvelle construction);

3.2.3 les coûts d'investissement des différentes options analysées;

3.2.4 les économies d'énergie et financières (facture d'énergie);

3.2.5 les analyses de rentabilité des mesures d'efficacité énergétique (PRI, TRI ou VAN, etc.); et

3.2.6 les recommandations.

3.3 Dans les 30 jours de sa réception, Hydro-Québec approuve par écrit l'analyse énergétique si celle-ci est conforme aux exigences ou demande au Requérant de corriger l'analyse énergétique dans le délai qu'elle lui indique.

3.4 Le Requérant devra implanter les mesures d'efficacité énergétique convenues avec Hydro-Québec avant que cette dernière procède à la mise sous tension de la nouvelle charge électrique selon les modalités convenues avec Hydro-Québec.

3.5 L'analyse énergétique approuvée sera ajoutée à l'Annexe 1 de l'*Entente*.

4 TARIFS APPLICABLES

4.1 À compter de la date de mise sous tension initiale, le prix des composantes énergie et puissance pour tout *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* correspond aux prix du tarif prévus à la sous-section 1.1 du chapitre 7 des *Tarifs*.

5 SERVICE NON FERME

5.1 Le service offert pour l'*Abonnement* du Requérant est un *Service non ferme*.

5.2 Moyennant un préavis d'un minimum de deux (2) heures donné par Hydro-Québec au Requérant indiquant la date et l'heure du début et de la fin de toute limitation de puissance, le Requérant s'engage à ce que la puissance maximale appelée de l'*Abonnement* ne dépasse pas 5 % de la valeur maximale enregistrée au cours d'une période de consommation comprise dans les 12 *Périodes de consommation* consécutives précédentes. Les limitations de puissance (demandes d'effacement) peuvent couvrir un maximum de 300 heures par année tarifaire, soit du 1er avril d'une année civile au 31 mars inclusivement de l'année suivante, sans autre restriction quant au nombre ou à la durée de chaque limitation de puissance et sans compensation.

5.3 Hydro-Québec transmettra son préavis par téléphone, par courriel et SMS automatisés aux adresses courriel et numéros de cellulaire des responsables fournis par le Requérant à sa liste de contacts, et par appels automatisés aux numéros de téléphone indiqués à sa liste de contacts. Un modèle de liste de contacts est joint à l'Annexe 3.

5.4 Le préavis donné par courriel, SMS automatisés ou par appels automatisés sera réputé avoir été validement donné par Hydro-Québec. Si aucun responsable ne peut être joint, le Requérant sera réputé avoir refusé de limiter sa consommation pendant la période de restriction visée.

5.5 Au plus tard à la date de signature de l'*Entente*, le Requérant doit fournir sa liste de contacts. Il doit la mettre à jour annuellement ou dès que requis en transmettant une nouvelle liste de contacts indiquant clairement les modifications apportées lesquelles entreront en vigueur sept (7) jours suivant la transmission de la liste.

5.6 Si le Requérant consomme de l'électricité pendant une période visée par une demande d'effacement, toute la consommation d'électricité au-delà de ce seuil de 5 % durant cette période lui est facturée au prix en vigueur au moment où il s'applique prévu aux *Tarifs*.

6 MESURAGE

6.1 En tout temps, *l'Installation électrique* pour l'*Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* doit faire l'objet d'un *Abonnement* distinct, d'un mesurage distinct et d'une facturation distincte.

7 DATE PRÉVUE DE MISE SOUS TENSION INITIALE

7.1 Conditionnellement au respect de l'article 3.4 par le Requérant, la *Date prévue de mise sous tension initiale* est le 16 mars 2026. Cette date peut être reportée par Hydro-Québec compte tenu notamment des autorisations, ordonnances ou restrictions émises par toute autorité gouvernementale, municipale ou judiciaire, des travaux à être réalisés par la Commission des services électriques de Montréal (si applicable), des restrictions sur les réseaux civil et électrique, de l'interférence de tiers dans la réalisation des travaux et des conditions climatiques.

7.2 Afin de ne pas retarder les travaux d'Hydro-Québec, le Requérant fournira promptement à Hydro-Québec tout intrant que cette dernière requière ou qui serait utile en lien avec la *Solution retenue*.

7.3 Hydro-Québec ne peut être tenue responsable pour tous dommages ou inconvénients résultant d'un report de la *Date prévue de mise sous tension initiale*.

8 DESCRIPTION ET COÛTS DES TRAVAUX

8.1 Le coût des travaux de la *Solution retenue* est estimé à 149 210 $. Le Requérant doit payer à Hydro-Québec le coût de ceux-ci lequel n'est pas remboursable par Hydro-Québec. Ce paiement est dû avant le début des travaux, dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. Aucun *Service de base* ne s'applique à la *Solution retenue*.

8.2 Tout coût estimé des travaux sera révisé par Hydro-Québec au coût réel à la fin des travaux ou en cas d'*Abandon*. Le coût réel des travaux est obtenu en ajoutant les frais financiers à la valeur des dépenses courues et engagées (sauf sur la portion payée d'avance par le Requérant), depuis le début de l'avant-projet jusqu'à la *Date prévue de mise sous tension initiale* ou la date d'*Abandon*. Le coût est calculé selon le coût complet établi par le *Distributeur* conformément aux dispositions du chapitre 9 des *Conditions de service* et comprend, entre autres, le coût de l'avant-projet, des démarches en lien avec l'obtention des autorisations gouvernementales ou municipales, des travaux de modification et/ou d'ajout de ligne et de poste incluant le déboisement, les ouvrages civils ainsi que tout droit de servitude requis par Hydro-Québec, des travaux d'intégration de la charge, des travaux relatifs à une option, des contributions financières ou montants versés au milieu le cas échéant, y compris dans le cadre de processus de consultation ou d'accommodement de communautés autochtones et d'ententes sur les répercussions et les avantages avec ces communautés, des mesures

d'atténuations environnementales, du démantèlement des installations qui ne seront plus requises à la fin de l'alimentation et de la remise en état du site.

9 CONTRIBUTION DU REQUÉRANT ET PAIEMENT

9.1 En date des présentes, le montant de la contribution du Requérant au coût des travaux est de 134 805 $ (149 210 $ - 14 405 $), dont le détail est présenté au *Sommaire des données* joint à l'Annexe 2 des présentes.

9.2 Le paiement au montant de 14 405 $ versé par le Requérant à l'*Entente d'avant-projet* a été appliqué en réduction de la contribution.

9.3 Le Requérant doit payer à Hydro-Québec le montant de la contribution indiqué à l'article 9.1 dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec émise après la signature des présentes. La réception par Hydro-Québec de ce montant est une condition préalable au début de ses travaux.

9.4 La contribution sera révisée dès que la valeur des dépenses courues et engagées excède celle-ci. La contribution sera également révisée de façon à refléter le coût réel des travaux établi selon l'article 8.2.

10 FRAIS D'ADMINISTRATION ET INTERRUPTION

10.1 Le Requérant s'engage à payer toute facture émise par Hydro-Québec en vertu de la présente *Entente* dans un délai de 30 jours de la date de la facture. Tout montant impayé à l'échéance d'une facture entraîne des frais d'administration sur ce montant, au taux applicable à la date d'échéance de la facture et calculé conformément aux « frais d'administration applicables à la facturation par Hydro-Québec » prévus aux *Conditions de service*.

10.2 En cas défaut de paiement de toute facture émise par Hydro-Québec, celle-ci peut interrompre le service d'électricité de l'*Installation électrique* selon les modalités prévues aux *Conditions de service*.

11 PROPRIÉTÉ

11.1 Hydro-Québec demeure propriétaire des installations et équipements en amont de tout point de raccordement et des plans, devis, dessins et autres études qu'elle a réalisés ou fait réaliser pour répondre à la demande d'alimentation, même si le Requérant a contribué au coût de ceux-ci. Hydro-Québec demeure également propriétaire de l'appareillage de mesure installé en aval de tout point de raccordement. Le point de raccordement représente le point où le branchement d'Hydro-Québec et le branchement de l'*Installation électrique* se rencontrent. S'il n'y a pas de branchement d'Hydro-Québec, le point de raccordement correspond au point de branchement sur la ligne.

12 AUTORISATIONS PRÉALABLES

12.1 La réalisation des travaux d'Hydro-Québec visés par la présente *Entente* est subordonnée à l'obtention préalable de toutes les autorisations que doit obtenir Hydro-Québec, notamment celles de la Régie de l'énergie relatives au projet d'investissement d'Hydro-Québec, le cas échéant.

13 SUSPENSION ET REPORT

13.1 Le Requérant peut demander par écrit à Hydro-Québec de suspendre ses travaux et de les reporter à condition: i) que le report soit pour une seule période n'excédant pas 12 mois, ii) que les Parties conviennent d'une nouvelle *Date prévue de mise sous tension initiale* et iii) que le Requérant paye à Hydro-Québec, au début de la période de report, une estimation des *Frais de report* déterminés comme suit :

13.1.1 Les frais financiers, calculés sur la période de report, établis selon le taux du *Distributeur* autorisé par la Régie de l'énergie alors en vigueur, appliqués sur la valeur des dépenses courues et engagées par Hydro-Québec depuis le début de l'avant-projet jusqu'à la reprise des travaux; et

13.1.2 Tout autre coût et pénalité découlant le cas échéant de la suspension des travaux et de la reprise à une date ultérieure, y inclus le coût des travaux de conservation des ouvrages réalisés.

13.2 Le Requérant doit payer le montant de l'estimation des *Frais de report* dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. À la fin de la période de report, Hydro-Québec révisera les *Frais de report* au coût réel et émettra, le cas échéant, une facture. Tout solde dû par le Requérant devra alors être payé dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec et tout montant payé en trop par le Requérant lui sera remboursé, le cas échéant.

13.3 Les *Frais de report* ne sont pas remboursables par Hydro-Québec.

13.4 Hydro-Québec maintiendra la *Solution retenue* pour la période de report convenue. Le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation à l'expiration de cette période.

13.5 Malgré ce qui précède, si une demande d'alimentation d'un tiers interfère avec celle du Requérant durant la période de report, Hydro-Québec en avisera par écrit le Requérant qui devra confirmer par écrit à Hydro-Québec l'une des trois options suivantes dans un délai de 30 jours de cet avis d'Hydro-Québec :

13.5.1 Mettre fin à la suspension des travaux pour permettre à Hydro-Québec d'achever ceux-ci selon la *Solution retenue*; ou

13.5.2 Abandonner sa demande d'alimentation; ou

13.5.3 Maintenir la suspension des travaux, auquel cas la *Solution retenue* devient automatiquement caduque. En pareil cas, les Parties tenteront de

s'entendre sur une nouvelle solution d'alimentation dans un délai de 120 jours. À défaut d'entente, le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation à l'expiration de ce délai de 120 jours.

13.6 Si le Requérant n'avise pas Hydro-Québec selon les modalités prévues à l'article 13.5, le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation.

13.7 Si à la date prévue du début des travaux d'Hydro-Québec, le Requérant n'a pas obtenu les autorisations pour réaliser son *Projet d'affaires,* Hydro-Québec avisera le Requérant par écrit que sa demande d'alimentation est réputée faire l'objet d'une demande de report, auquel cas les modalités du présent article 12.1 s'appliqueront.

14 ABANDON

14.1 Il y a *Abandon* dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

14.1.1 Lorsque le Requérant avise par écrit Hydro-Québec qu'il abandonne sa demande d'alimentation; ou

14.1.2 Lorsque le Requérant est en défaut relativement à une de ses obligations prévues aux articles 3.4 et 9 et qu'il ne remédie pas à ce défaut au plus tard 30 jours après en avoir été avisé par écrit par Hydro-Québec; ou

14.1.3 Lorsque le Requérant avise Hydro-Québec qu'il modifie sa demande, il y a *Abandon* pour la partie des travaux qui avait été initialement prévue et qui ne servira pas à la demande d'alimentation modifiée; ou

14.1.4 Dans les cas prévus aux articles 13.4,13.5.2,13.5.3 et 13.6; ou

14.1.5 Lorsque le Requérant fait cession de ses biens au bénéfice de l'ensemble de ses créanciers, dépose un avis d'intention de faire une proposition ou une proposition au sens de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité (*L.R.C., c. 1985, ch. B-3); ou

14.1.6 Lorsque le Requérant nomme, consent à ou approuve la nomination d'un syndic, d'un séquestre ou d'un liquidateur relativement au Requérant ou à ses biens; ou

14.1.7 Lorsqu'une procédure judiciaire relative au Requérant ou à ses biens est entreprise en vertu d'une loi relative à l'insolvabilité; ou

14.1.8 Lorsqu'une ordonnance initiale est demandée en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies (*L.R.C., ch. C-36) relativement au Requérant ou à ses biens; ou

14.1.9 Lorsque les autorisations préalables visées à l'article 12.1 ne sont pas émises en faveur d'Hydro-Québec.

14.2 En cas d'*Abandon*, celui-ci doit payer à Hydro-Québec un montant en dédommagement comprenant :

1° Le coût réel des travaux, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par Hydro-Québec, y compris la main-d'œuvre, les achats et les contrats de services ; et
2° Les compensations à payer découlant de la résiliation de tout contrat relatif à la demande du Requérant ; et
3° Le coût des travaux requis en raison de l'*Abandon* de la demande d'alimentation ; et
4° Le coût du démantèlement des installations et la remise en état du site, le cas échéant ; et
5° Le coût de démobilisation et de remise en état du site, le cas échéant, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par Hydro-Québec ; et
6° Toute autre dépense courue et engagée ; et
7° Les frais financiers capitalisés.

14.3 Le montant de dédommagement prévu à l'article 14.2, basé sur l'estimation des coûts relatifs à l'*Abandon,* doit être payé dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. Après révision par Hydro-Québec selon le coût réel encouru suite à l'*Abandon*, tout solde dû par le Requérant doit alors être payé par celui-ci dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec et tout montant payé en trop par le Requérant lui sera remboursé, le cas échéant.

15 RÉVISION DE COÛTS

15.1 Lorsqu'Hydro-Québec doit réviser tout coût en vertu de l'*Entente,* elle transmet au Requérant un écrit au moins 15 jours avant l'émission de la facture qui en découle, le cas échéant.

16 EXIGENCES TECHNIQUES

16.1 Le Requérant déclare avoir pris connaissance de la Norme F.22-01 – *Mesurage de l'électricité en moyenne tension et en haute tension* et s'engage à la respecter. Celle-ci est disponible à l'adresse internet indiquée à l'Annexe 4.

16.2 Le Requérant déclare avoir pris connaissance des Normes C.22-03, C.25-01 et E.21-12, ainsi que des *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec* et s'engage à s'y conformer. Celles-ci sont disponibles aux adresses internet indiquées à l'Annexe 4.

16.3 Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec, pour approbation, les études qui démontrent qu'il respecte les exigences techniques prévues à l'article 16.2.

17 TAXES

17.1 Les valeurs indiquées pour les prix, paiements, frais, ou autres montants indiqués à l'*Entente* n'incluent aucune taxe de vente lesquelles taxes devront être ajoutées lorsqu'applicables.

17.2 Toutefois, dans l'éventualité où un montant, peut devenir payable ou devient payable par le Requérant en vertu de la présente *Entente* et qu'il n'est pas taxable en vertu des dispositions générales des régimes fiscaux mais est plutôt réputé inclure la taxe sur les produits et services (« TPS ») et la taxe de vente du Québec (« TVQ »), conformément à des dispositions particulières de la *Loi sur la taxe d'accise* et de la *Loi sur la taxe de vente du Québec*, alors ledit montant devra être majoré pour prendre en considération toute taxe réputée incluse dans un tel paiement, en vertu des dispositions particulières, de telle sorte qu'Hydro-Québec se retrouve avec un montant net équivalent à celui auquel elle aurait eu droit n'eut été de ces dispositions fiscales particulières.

18 DISPOSITIONS GÉNÉRALES

18.1 ***Loi applicable et élection de domicile.*** L'*Entente* est régie par les lois et règlements applicables dans la province de Québec. Toute réclamation ou poursuite relative à la présente *Entente* doit être intentée et poursuivie exclusivement devant les tribunaux de la province de Québec, dans le district judiciaire de Montréal, y compris le recours en appel.

18.2 ***Modification à l'Entente.*** Toute modification à l'*Entente* ne prend effet que lorsqu'elle a été constatée dans un écrit signé par les Parties.

18.3 ***Titres et sous-titres.*** Les titres et sous-titres des articles, paragraphes et alinéas de l'*Entente* y ont été insérés uniquement pour en faciliter la lecture et ne doivent pas servir à son interprétation.

18.4 ***Successeurs.*** L'*Entente* lie les Parties de même que leurs successeurs et ayants droit.

18.5 ***Signature***. Chaque Partie peut apposer une signature manuscrite, numérique ou électronique sur le même exemplaire de l'*Entente* ou sur des exemplaires distincts. Dans ce dernier cas, chacun de ces exemplaires signés constituera un original. La livraison électronique de tels exemplaires signés sera aussi valide que la livraison d'un exemplaire signé de façon manuscrite. Tous les exemplaires assemblés et échangés entre les Parties formeront un seul et même document signé.

18.6 ***Non renonciation.*** Le manquement ou le retard de l'une ou l'autre des Parties à exercer un droit prévu à l'*Entente* ne constitue pas une renonciation à un tel droit, et aucune des Parties ne sera empêchée d'exercer ultérieurement un droit qu'elle n'aurait pas antérieurement exercé, en tout ou en partie.

19 COMMUNICATIONS

19.1 Tout avis ou toute facture doit, sauf si autrement spécifié, être donné par écrit par la livraison à son destinataire, soit de main à main, soit par courrier ou courriel, aux personnes et coordonnées indiqués ci-dessous.

LE REQUÉRANT :

À l'attention de :

Brian McDougall
Président
16, rue Émilie-Gamelin
Rivière-du-Loup (Québec) G5R 5L8
Téléphone : 418-894-0193
Courriel : brianwmcd@hotmail.com

HYDRO-QUÉBEC :

À l'attention de :

Liana Adornato
Déléguée commerciale
Complexe Desjardins, tour Est, 18e étage
C. P. 10000, succursale place Desjardins
Montréal (Québec) H5B 1H7
Téléphone : 514-757-8146
Courriel : adornato.liana@hydroquebec.com

19.2 Une Partie peut modifier le nom de la personne la représentant et ses coordonnées en transmettant à l'autre Partie un avis écrit à cet effet. La modification entre en vigueur le 15e jour suivant la réception de l'avis écrit ou à la date convenue entre les Parties.

20 AVIS DE MODIFICATION DE DÉNOMINATION SOCIALE ET DE CHANGEMENT DE CONTRÔLE

20.1 Le Requérant ne peut, sans le consentement préalable écrit d'Hydro-Québec, modifier sa dénomination sociale, céder ou transférer une partie ou la totalité de ses droits et obligations précisés à l'*Entente*, ou modifier notamment le changement de contrôle résultant d'une vente d'actifs et/ou d'actions, d'une fusion, acquisition ou autre transaction du même genre. Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec toute information sur la modification lui permettant d'évaluer le niveau de risque de crédit et de fixer les exigences applicables en vue de cette modification et l'amendement de la présente *Entente*.

20.2 Le présent article n'affecte pas les droits d'Hydro-Québec en vertu de l'article 18.4 de l'*Entente.*

21 FORCE MAJEURE

21.1 L'expression « force majeure » dans l'*Entente* signifie tout événement imprévisible, irrésistible et indépendant de la volonté d'une Partie, qui retarde, interrompt ou empêche l'exécution totale ou partielle par cette Partie de toutes ou partie de ses obligations en vertu de l'*Entente*. Sans restreindre la portée de ce qui précède, l'un ou l'autre des événements suivants constitue un cas de force majeure : guerre, émeute, vandalisme, intervention non sollicitée de tiers, rébellion, foudre, tremblement de terre, grève, inondation, incendie et explosion. La Partie invoquant un cas de force majeure doit en donner avis sans délai à l'autre Partie et indiquer dans cet avis, le plus précisément possible, l'effet de cette force majeure sur sa capacité d'exécuter ses obligations prévues à l'*Entente.*

21.2 La Partie invoquant un cas de force majeure voit ses obligations suspendues seulement dans la mesure où elle est dans l'incapacité d'agir et en autant qu'elle agisse avec diligence afin d'éliminer ou de corriger les effets de cette force majeure. Cependant le règlement d'une grève est laissé à l'entière discrétion de la Partie qui fait face à cette difficulté. Tout cas de force majeure est toutefois sans effet sur l'obligation de payer une somme d'argent qui est due.

21.3 Lorsque l'*Entente* établit une date d'échéance pour la réalisation d'une obligation et que cette date ne peut être respectée en raison d'une force majeure, cette date est reportée d'une période équivalente à celle pendant laquelle la Partie affectée par le cas de force majeure a été dans l'incapacité d'agir.

21.4 Sous réserve de l'avis prévu au premier paragraphe du présent article et nonobstant toute autre disposition de l'*Entente*, l'inexécution d'une obligation en raison d'un cas de force majeure ne constitue pas un cas de défaut de la Partie invoquant le cas de force majeure en vertu des présentes et n'entraîne pas de dommages-intérêts, ni de recours en exécution de l'obligation même ou de quelque autre nature que ce soit.

22 DURÉE

22.1 L'*Entente* entre en vigueur à la date de sa signature par Hydro-Québec.

22.2 Elle se termine à la première des éventualités ci-après décrites, après le paiement des sommes dues par le Requérant en vertu de l'*Entente* :

22.2.1 lorsque l'*Abonnement* prend fin; ou

22.2.2 lors d'un *Abandon*.

[LA PAGE SUIVANTE EST CELLE DES SIGNATURES]

En foi de quoi, les Parties, représentées par une personne dûment autorisée, ont signé l'*Entente* aux dates indiquées ci-après.

LE REQUÉRANT

par :

_____

Brian McDougall

Président

Date :

HYDRO-QUÉBEC

par :

_____

Caroline De Vit

Directrice principale – Développement des affaires et performance

Date :

ANNEXE 1

Analyse énergétique (sera annexée à la suite de la signature de cette Entente selon les modalités des présentes)

ANNEXE 2
Sommaire des données

DONNÉES DU PROJET		Unité
Appel de puissance prévu	**17 500**	kW
Puissance disponible prévue	**18 421**	kVA
Date prévue de mise sous tension initiale	16 mars 2026	
Coût des travaux	149 210	$
Contribution du Requérant	149 210	$
Paiement versé à l'*Entente d'avant-projet*	14 405	$
Versement exigible suivant signature de l'Entente	134 805	$
Taxes	20 187	$
Versement exigible suivant signature de l'Entente *incluant taxes*	**154 992**	$

ANNEXE 3

Modèle de liste de contacts - demandes d'effacement

Nom, Prénom : **McDougall, Brian**

Fonction : **Président**

Ordre de rappel : **1**

Téléphone + ext : **418-894-0193**

Téléphone pour recevoir SMS : **418-894-0193**

Adresse courriel : **brianwmcd@hotmail.com**

ANNEXE 4

Exigences techniques

1) **Norme F.22-01** : *Mesurage de l'électricité en moyenne et en haute tension*.
https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/norme-f22-01-edition-4.pdf ;

2) **Norme C.22-03** : *Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC*.
https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/raccordement-reseau/c22-03-a1.pdf

3) **Norme C.25-01** : *Exigences techniques relatives au raccordement de charges déformantes au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC*.
https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/raccordement-reseau/c2501-a1.pdf;

4) **Norme E.21-12** (3e édition) – *Service d'électricité en moyenne tension*
http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/livre-rouge.pdf

5) *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec*
https://www.hydroquebec.com/data/affaires/pdf/qualite-tension-fr.pdf

From: Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Sent: October 22, 2025 3:34 PM
To: Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>; Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>
Cc: Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>; Brindle, Simon [3] <brindle.simon3@hydroquebec.com>; Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>; Duval, Vincent-Michel <Duval.Vincent-Michel@hydroquebec.com>
Subject: RE: Projet Flumen Matane

Interne

Bonjour,

Nous vous informons que la mise sous tension initialement prévue pour **mars 2026** ne pourra malheureusement pas être maintenue.

En effet, l'entente de raccordement n'a pas encore été signée, la contribution n'a pas été facturée, et la date limite de réception de votre contribution était fixée à **ce vendredi 25 octobre**, condition essentielle pour respecter la date cible de mars.

Veuillez noter que l'entente transmise pour signature le **22 septembre** devra être révisée dès que vous serez prêt à la signer, puisqu'elle mentionne toujours la date de mars 2026.

Merci de nous confirmer lorsque vous serez prêt à procéder à la signature. Nous vous ferons alors parvenir une version mise à jour, avec une nouvelle *Date prévue de mise sous tension* ajustée en fonction du moment où vous nous aurez répondu.

Salutations,

Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale principale
Développement des affaires et grandes entreprises
Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité

avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

De : Adornato, Liana
Envoyé : 20 octobre 2025 14:56
À : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>; Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>
Cc : Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>; Brindle, Simon [3] <brindle.simon3@hydroquebec.com>; Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>
Objet : RE: Projet Flumen Matane

Bonjour,

Auriez-vous eu l'occasion de faire progresser ce dossier depuis notre courriel du 10 octobre (ci-dessous) ? Pensez-vous qu'il serait pertinent de planifier une rencontre de suivi prochainement ?

De : Adornato, Liana
Envoyé : 10 octobre 2025 12:28
À : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>; Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>
Cc : Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>
Objet : RE: Projet Flumen Matane

Bonjour à vous 2,

Je vous contacte pour faire le point sur les 2 éléments suivants :

1. **Entente de raccordement**
   Transmise pour signature le **22 septembre**, elle n'a toujours pas été retournée. Sans cette signature et la facturation de la contribution associée, nous ne pouvons procéder au lancement des travaux, prévu dans la semaine du **20 octobre**.

2. **Intrants client requis**
   Nous attendons toujours les intrants mentionnés dans le courriel *Intrants client à recevoir* envoyé le **26 juin** (ci-joint), voir aussi 2 autres courriels liés à ce sujet en pièces jointes.

L'absence de ces éléments à ce stade est susceptible d'entraîner un report de la mise sous tension prévue en mars 2026 … merci de bien vouloir confirmer quand nous recevrons l'entente signée et les intrants requis ?

Merci d'avance pour votre collaboration,

Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale principale
Développement des affaires et grandes entreprises
Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité
avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

De : Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>
Envoyé : 3 octobre 2025 08:38
À : Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>
Cc : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Objet : Projet Flumen Matane

Interne

Bonjour Mr. Lalloz, pour répondre à votre question au sujet de la ligne de poteau qui se rendras jusqu'à votre poste de mesurage, la réponse est oui, la ligne de poteaux sera entièrement refaite et le transformateur sur socle que l'on voit sur les photos et sur le plan sera démantelé.

C'est certain que cela occasionnera un délai supplémentaire par contre avec notre date de de mise sous tension au mois de mars 2026, si nous ne rencontrons pas de problème majeur je crois que nous serons dans les temps.

Hydro Québec
MIEUX FAIRE chaque jour

François Rioux
Coordonnateur Distribution I
Ordonnancement des services techniques
389 rue Vanier, 1ière Étage
Rimouski (Québec) G5L 8L4
Tél. : 418-724-1125, poste 1297
Interne : 450-1297
www.hydroquebec.com

From: Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Sent: October 31, 2025 10:34 AM
To: Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>; Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>
Cc: Gabriel Angeli <gabriel@firstblock.com>; Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>; Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>; Brindle, Simon [3] <brindle.simon3@hydroquebec.com>; Duval, Vincent-Michel <Duval.Vincent-Michel@hydroquebec.com>
Subject: RE: Projet Flumen Matane

Interne

Bonjour Monsieur McDougall,

Veuillez trouver ci-joint l'entente à signer, mise à jour afin de refléter le **30 juin 2026** comme nouvelle date cible pour la mise sous tension.

Cette échéance de fin juin s'explique principalement par les travaux civils : il sera impossible de poursuivre cette portion des travaux de raccordement durant la période de gel qui approche rapidement. Si l'entente avait été signée plus tôt en septembre, nous aurions eu l'assurance de pouvoir achever une bonne partie des travaux *avant* cette période.

Comme à l'habitude, si nous avons la possibilité d'effectuer la mise sous tension avant cette date, nous le ferons, sous réserve du bon déroulement du projet dès réception de votre contribution.

Merci et bonne fin de semaine,

Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale principale
Développement des affaires et grandes entreprises
Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

De : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Envoyé : 27 octobre 2025 22:02
À : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>; Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>

Cc : Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>; Brindle, Simon [3] <brindle.simon3@hydroquebec.com>; Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>; Duval, Vincent-Michel <Duval.Vincent-Michel@hydroquebec.com>; Gabriel Angeli <gabriel@firstblock.com>
Objet : Re: Projet Flumen Matane

ATTENTION ! CE COURRIEL PROVIENT DE L'EXTERNE
Avant d'ouvrir ou de télécharger une pièce jointe ou de cliquer sur un lien, assurez-vous que le courriel provient d'une personne ou une organisation de confiance.
Faites preuve de vigilance, développez les bons réflexes, et ne téléchargez aucune pièce jointe non sollicitée ! Au besoin, **cliquez sur le bouton *Signaler le message* sur votre barre d'outils**.

Bonsoir Madame Adornato,

Nous proposons que le raccordement soit décalé au 30 avril, 2026.

Pour ce qui est du contrat de raccordement, celui-ci sera signé dans les deux prochaines semaines.

Merci

Salutations,

Brian
Énergie Flumen Inc.
Tél: 418-894-0193

From: Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Sent: October 22, 2025 3:34 PM
To: Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>; Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>
Cc: Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>; Brindle, Simon [3] <brindle.simon3@hydroquebec.com>; Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>; Duval, Vincent-Michel <Duval.Vincent-Michel@hydroquebec.com>
Subject: RE: Projet Flumen Matane

Interne

Bonjour,

Nous vous informons que la mise sous tension initialement prévue pour **mars 2026** ne pourra malheureusement pas être maintenue.

En effet, l'entente de raccordement n'a pas encore été signée, la contribution n'a pas été facturée, et la date limite de réception de votre contribution était fixée à **ce vendredi 25 octobre**, condition essentielle pour respecter la date cible de mars.

Veuillez noter que l'entente transmise pour signature le **22 septembre** devra être révisée dès que vous serez prêt à la signer, puisqu'elle mentionne toujours la date de mars 2026.

Merci de nous confirmer lorsque vous serez prêt à procéder à la signature. Nous vous ferons alors parvenir une version mise à jour, avec une nouvelle *Date prévue de mise sous tension* ajustée en fonction du moment où vous nous aurez répondu.

Salutations,

Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale principale
Développement des affaires et grandes entreprises
Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

De : Adornato, Liana
Envoyé : 20 octobre 2025 14:56
À : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>; Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>
Cc : Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>; Brindle, Simon [3] <brindle.simon3@hydroquebec.com>; Dion, Frédéric [2] <dion.frederic2@hydroquebec.com>
Objet : RE: Projet Flumen Matane

Bonjour,

Auriez-vous eu l'occasion de faire progresser ce dossier depuis notre courriel du 10 octobre (ci-dessous) ? Pensez-vous qu'il serait pertinent de planifier une rencontre de suivi prochainement ?

De : Adornato, Liana
Envoyé : 10 octobre 2025 12:28
À : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>; Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>
Cc : Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>
Objet : RE: Projet Flumen Matane

Bonjour à vous 2,

Je vous contacte pour faire le point sur les 2 éléments suivants :

1. **Entente de raccordement**
   Transmise pour signature le **22 septembre**, elle n'a toujours pas été retournée. Sans cette signature et la facturation de la contribution associée, nous ne pouvons procéder au lancement des travaux, prévu dans la semaine du **20 octobre**.

2. **Intrants client requis**
   Nous attendons toujours les intrants mentionnés dans le courriel *Intrants client à recevoir* envoyé le **26 juin** (ci-joint), voir aussi 2 autres courriels liés à ce sujet en pièces jointes.

L’absence de ces éléments à ce stade est susceptible d’entraîner un report de la mise sous tension prévue en mars 2026 … merci de bien vouloir confirmer quand nous recevrons l’entente signée et les intrants requis ?

Merci d’avance pour votre collaboration,

Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale principale
Développement des affaires et grandes entreprises
Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

De : Rioux, François <rioux.francois@hydroquebec.com>
Envoyé : 3 octobre 2025 08:38
À : Ambroise Lalloz <ambroise.lalloz@firstblock.com>
Cc : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Objet : Projet Flumen Matane

Interne

Bonjour Mr. Lalloz, pour répondre à votre question au sujet de la ligne de poteau qui se rendras jusqu’à votre poste de mesurage, la réponse est oui, la ligne de poteaux sera entièrement refaite et le transformateur sur socle que l’on voit sur les photos et sur le plan sera démantelé.

C’est certain que cela occasionnera un délai supplémentaire par contre avec notre date de de mise sous tension au mois de mars 2026, si nous ne rencontrons pas de problème majeur je crois que nous serons dans les temps.

François Rioux
Coordonnateur Distribution I
Ordonnancement des services techniques
389 rue Vanier, 1ière Étage
Rimouski (Québec) G5L 8L4
Tél. : 418-724-1125, poste 1297
Interne : 450-1297
www.hydroquebec.com

ENTENTE DE RACCORDEMENT
EN MOYENNE TENSION

intervenue à Montréal, province de Québec.

ENTRE : **ÉNERGIE FLUMEN INC.**, personne morale légalement constituée, domiciliée au 2009, 1er Rang, dans la ville de Saint-Antonin, province de Québec, G0L 2J0,

(ci-après désignée le « **Requérant** »),

ET : **HYDRO-QUÉBEC**, personne morale de droit public constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, Montréal (Québec), H2Z 1A4, dans ses activités de distribution d'électricité,

(ci-après désignée « **Hydro-Québec** »),

(le Requérant et Hydro-Québec étant ci-après désignés collectivement les « **Parties** » ou individuellement une « **Partie** »)

ATTENDU QUE :

A. suite à l'appel de propositions A/P 2019-01 d'Hydro-Québec visant l'attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie associée en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, la soumission du Requérant a été retenue par Hydro-Québec ;

B. le Requérant a demandé à Hydro-Québec le raccordement d'une nouvelle installation électrique, pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ;

C. l'appel de puissance prévu pour l'Installation électrique est de 17 500 kW et que la puissance disponible prévue est de 18 421 kVA ;

D. la tension d'alimentation prévue est de 25 kV;

E. l'Installation électrique sera permanente et que le Requérant convient avec Hydro-Québec de mettre la charge électrique sous tension à la Date prévue de mise sous tension initiale;

F. la demande en électricité est en croissance au Québec ce qui entraîne notamment des modifications au réseau d'électricité d'Hydro-Québec ainsi que des besoins soutenus en énergie et en puissance additionnelle;

G. Hydro-Québec devra notamment prendre des engagements auprès de producteurs d'électricité pour approvisionner en électricité le Projet d'affaires du Requérant à la hauteur de la puissance demandée par celui-ci;

H. le Requérant a fourni une prévision précise de sa consommation d'électricité en énergie et en puissance, au meilleur de sa connaissance, afin qu'Hydro-Québec puisse planifier ses approvisionnements en électricité requis pour répondre à ces besoins et à ceux de l'ensemble de sa clientèle;

I. en contrepartie des engagements du Requérant dont celui de payer tous les coûts des travaux indiqués à la présente Entente, Hydro-Québec accepte de prolonger ou modifier son réseau de distribution d'électricité;

EN CONSÉQUENCE, LES PARTIES CONVIENNENT DE CE QUI SUIT :

1 DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION

1.1 Lorsqu'ils sont employés dans la présente *Entente* et ses annexes, les mots et expressions suivants ont, à moins d'incompatibilité avec le contexte, la signification suivante :

a) « **Abandon** » signifie l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 14;

b) « **Abonnement** » signifie tout contrat conclu entre le Requérant et Hydro-Québec pour le service d'électricité fourni à un lieu de consommation, lequel est défini comme étant tout endroit en aval du point de raccordement desservi par Hydro-Québec. « Service d'électricité » signifie la mise et le maintien sous tension du point de raccordement, qu'il y ait ou non utilisation de l'électricité;

c) « **Chaîne de blocs** » signifie une base de données distribuée et sécurisée, dans laquelle sont stockées chronologiquement, sous forme de blocs liés les uns aux autres, les transactions successives effectuées entre ses utilisateurs depuis sa création, selon ses variantes actuelles et futures ;

d) « **Conditions de service** » signifie les Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité fixées par la Régie de l'énergie en vigueur au moment où elles s'appliquent;

e) « **Date prévue de mise sous tension initiale** » signifie la date à laquelle les Parties prévoient mettre sous tension la nouvelle charge électrique, sous réserve des conditions prévues aux présentes;

f) « **Distributeur** » signifie Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;

g) « **Entente** » signifie la présente entente et les expressions « des présentes », « aux présentes », « en vertu des présentes », « par les présentes » et autres expressions du même genre, réfèrent à cette entente dans son ensemble et non à un article, paragraphe ou alinéa particulier;

h) « **Entente d'avant-projet** » signifie l'entente d'avant-projet intervenue entre les Parties le 30 octobre 2020 pour le *Projet d'affaires*;

i) « **Frais de report** » signifie les frais décrits à l'article 13.1;

j) « **Installation électrique** » signifie l'installation électrique du Requérant située au 90, rue du Parc Industriel à Matane, (coordonnées géographiques du point de raccordement : Latitude. N 48º50'13,2" Longitude. O 67º32'54.6");

k) « **Période de consommation** » signifie une période au cours de laquelle l'électricité est livrée au Requérant et qui est comprise entre les deux (2) dates utilisées par Hydro-Québec dans le calcul de la facture ;

l) « **Projet d'affaires** » signifie le projet du Requérant qui consiste à raccorder une nouvelle *Installation électrique* pour un *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*;

m) « **Service de base** » signifie le service offert par Hydro-Québec pour répondre à la demande d'alimentation du Requérant selon la solution technique la moins coûteuse déterminée par Hydro-Québec et sur lequel l'allocation s'applique;

n) « **Solution retenue** » signifie les modalités d'alimentation de l'Installation électrique décrites à l'article 2.2;

o) « **Service non ferme** » a le sens qui lui est donné à l'article 5 ;

p) « **Tarifs** » signifie les Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité approuvés par la Régie de l'énergie en vigueur au moment où ils s'appliquent.

q) « **Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs »** signifie un usage de l'électricité pour l'exploitation d'équipements informatiques aux fins de calculs cryptographiques permettant notamment de valider les transactions successives effectuées entre utilisateurs de *Chaîne de blocs.* Un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs vise le minage ou le maintien d'un réseau de cryptomonnaie contre rémunération;

1.2 Le préambule et les annexes suivantes font partie intégrante de l'*Entente* :

Annexe 1 : Analyse énergétique (sera annexée à la suite de la signature de cette Entente selon les modalités des présentes);

Annexe 2 : Sommaire des données;

Annexe 3 : Modèle de liste de contacts - demandes d'effacement;

Annexe 4 : Exigences techniques;

2 OBJET DE L'*ENTENTE* ET SOLUTION RETENUE

2.1 L'*Entente* vise à définir les engagements des Parties pour répondre à la demande d'alimentation du Requérant.

2.2 Pour répondre à cette demande d'alimentation, la *Solution retenue* par les Parties consiste à ajouter une section de 12 mètres de ligne à partir de la ligne MAT-236 d'Hydro-Québec, à installer deux liaisons aérosouterraines avec interrupteurs pour permettre, lorsque possible selon la capacité d'Hydro-Québec, le transfert sur la ligne de relève MAT-235 et démanteler une section de ligne rendue inutile.

2.3 Le Requérant déclare, au meilleur de sa connaissance, que sa demande d'alimentation représente fidèlement les besoins en électricité et en puissance de son *Projet d'affaires* et s'engage à aviser promptement Hydro-Québec par écrit de tout changement à ses besoins.

3 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

3.1 Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec pour approbation une analyse énergétique visant des mesures d'efficacité énergétique et un usage énergétique significatif de la consommation d'électricité du *Projet d'affaires*. Un usage énergétique significatif est un mode ou un type d'utilisation de l'énergie (par exemple, procédé, équipement, chaîne de production ou système auxiliaire) qui représente une part importante de la consommation d'énergie électrique ou qui offre un potentiel considérable d'amélioration de la performance énergétique en matière d'électricité.

3.2 L'analyse énergétique doit minimalement comprendre les éléments suivants :

3.2.1 la description des équipements, des procédés ou des systèmes visé par l'analyse énergétique;

3.2.2 pour les différents scénarios proposés, une description des mesures d'efficacité énergétique déterminées ainsi que des équipements, des procédés, des systèmes du bâtiment (existant ou bâtiment de référence dans le cas d'une nouvelle construction);

3.2.3 les coûts d'investissement des différentes options analysées;

3.2.4 les économies d'énergie et financières (facture d'énergie);

3.2.5 les analyses de rentabilité des mesures d'efficacité énergétique (PRI, TRI ou VAN, etc.); et

3.2.6 les recommandations.

3.3 Dans les 30 jours de sa réception, Hydro-Québec approuve par écrit l'analyse énergétique si celle-ci est conforme aux exigences ou demande au Requérant de corriger l'analyse énergétique dans le délai qu'elle lui indique.

3.4 Le Requérant devra implanter les mesures d'efficacité énergétique convenues avec Hydro-Québec avant que cette dernière procède à la mise sous tension de la nouvelle charge électrique selon les modalités convenues avec Hydro-Québec.

3.5 L'analyse énergétique approuvée sera ajoutée à l'Annexe 1 de l'*Entente*.

4 TARIFS APPLICABLES

4.1 À compter de la date de mise sous tension initiale, le prix des composantes énergie et puissance pour tout *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* correspond aux prix du tarif prévus à la sous-section 1.1 du chapitre 7 des *Tarifs*.

5 SERVICE NON FERME

5.1 Le service offert pour l'*Abonnement* du Requérant est un *Service non ferme*.

5.2 Moyennant un préavis d'un minimum de deux (2) heures donné par Hydro-Québec au Requérant indiquant la date et l'heure du début et de la fin de toute limitation de puissance, le Requérant s'engage à ce que la puissance maximale appelée de l'*Abonnement* ne dépasse pas 5 % de la valeur maximale enregistrée au cours d'une période de consommation comprise dans les 12 *Périodes de consommation* consécutives précédentes. Les limitations de puissance (demandes d'effacement) peuvent couvrir un maximum de 300 heures par année tarifaire, soit du 1er avril d'une année civile au 31 mars inclusivement de l'année suivante, sans autre restriction quant au nombre ou à la durée de chaque limitation de puissance et sans compensation.

5.3 Hydro-Québec transmettra son préavis par téléphone, par courriel et SMS automatisés aux adresses courriel et numéros de cellulaire des responsables fournis par le Requérant à sa liste de contacts, et par appels automatisés aux numéros de téléphone indiqués à sa liste de contacts. Un modèle de liste de contacts est joint à l'Annexe 3.

5.4 Le préavis donné par courriel, SMS automatisés ou par appels automatisés sera réputé avoir été validement donné par Hydro-Québec. Si aucun responsable ne peut être joint, le Requérant sera réputé avoir refusé de limiter sa consommation pendant la période de restriction visée.

5.5 Au plus tard à la date de signature de l'*Entente*, le Requérant doit fournir sa liste de contacts. Il doit la mettre à jour annuellement ou dès que requis en transmettant une nouvelle liste de contacts indiquant clairement les modifications apportées lesquelles entreront en vigueur sept (7) jours suivant la transmission de la liste.

5.6 Si le Requérant consomme de l'électricité pendant une période visée par une demande d'effacement, toute la consommation d'électricité au-delà de ce seuil de 5 % durant cette période lui est facturée au prix en vigueur au moment où il s'applique prévu aux *Tarifs*.

6 MESURAGE

6.1 En tout temps, *l'Installation électrique* pour l'*Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* doit faire l'objet d'un *Abonnement* distinct, d'un mesurage distinct et d'une facturation distincte.

7 DATE PRÉVUE DE MISE SOUS TENSION INITIALE

7.1 Conditionnellement au respect de l'article 3.4 par le Requérant, la *Date prévue de mise sous tension initiale* est le 30 juin 2026. Cette date peut être reportée par Hydro-Québec compte tenu notamment des autorisations, ordonnances ou restrictions émises par toute autorité gouvernementale, municipale ou judiciaire, des travaux à être réalisés par la Commission des services électriques de Montréal (si applicable), des restrictions sur les réseaux civil et électrique, de l'interférence de tiers dans la réalisation des travaux et des conditions climatiques.

7.2 Afin de ne pas retarder les travaux d'Hydro-Québec, le Requérant fournira promptement à Hydro-Québec tout intrant que cette dernière requière ou qui serait utile en lien avec la *Solution retenue*.

7.3 Hydro-Québec ne peut être tenue responsable pour tous dommages ou inconvénients résultant d'un report de la *Date prévue de mise sous tension initiale*.

8 DESCRIPTION ET COÛTS DES TRAVAUX

8.1 Le coût des travaux de la *Solution retenue* est estimé à 149 210 $. Le Requérant doit payer à Hydro-Québec le coût de ceux-ci lequel n'est pas remboursable par Hydro-Québec. Ce paiement est dû avant le début des travaux, dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. Aucun *Service de base* ne s'applique à la *Solution retenue*.

8.2 Tout coût estimé des travaux sera révisé par Hydro-Québec au coût réel à la fin des travaux ou en cas d'*Abandon*. Le coût réel des travaux est obtenu en ajoutant les frais financiers à la valeur des dépenses courues et engagées (sauf sur la portion payée d'avance par le Requérant), depuis le début de l'avant-projet jusqu'à la *Date prévue de mise sous tension initiale* ou la date d'*Abandon*. Le coût est calculé selon le coût complet établi par le *Distributeur* conformément aux dispositions du chapitre 9 des *Conditions de service* et comprend, entre autres, le coût de l'avant-projet, des démarches en lien avec l'obtention des autorisations gouvernementales ou municipales, des travaux de modification et/ou d'ajout de ligne et de poste incluant le déboisement, les ouvrages civils ainsi que tout droit de servitude requis par Hydro-Québec, des travaux d'intégration de la charge, des travaux relatifs à une option, des contributions financières ou montants versés au milieu le cas échéant, y compris dans le cadre de processus de consultation ou d'accommodement de communautés autochtones et d'ententes sur les répercussions et les avantages avec ces communautés, des mesures

d'atténuations environnementales, du démantèlement des installations qui ne seront plus requises à la fin de l'alimentation et de la remise en état du site.

9 CONTRIBUTION DU REQUÉRANT ET PAIEMENT

9.1 En date des présentes, le montant de la contribution du Requérant au coût des travaux est de 134 805 $ (149 210 $ - 14 405 $), dont le détail est présenté au *Sommaire des données* joint à l'Annexe 2 des présentes.

9.2 Le paiement au montant de 14 405 $ versé par le Requérant à l'*Entente d'avant-projet* a été appliqué en réduction de la contribution.

9.3 Le Requérant doit payer à Hydro-Québec le montant de la contribution indiqué à l'article 9.1 dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec émise après la signature des présentes. La réception par Hydro-Québec de ce montant est une condition préalable au début de ses travaux.

9.4 La contribution sera révisée dès que la valeur des dépenses courues et engagées excède celle-ci. La contribution sera également révisée de façon à refléter le coût réel des travaux établi selon l'article 8.2.

10 FRAIS D'ADMINISTRATION ET INTERRUPTION

10.1 Le Requérant s'engage à payer toute facture émise par Hydro-Québec en vertu de la présente *Entente* dans un délai de 30 jours de la date de la facture. Tout montant impayé à l'échéance d'une facture entraîne des frais d'administration sur ce montant, au taux applicable à la date d'échéance de la facture et calculé conformément aux « frais d'administration applicables à la facturation par Hydro-Québec » prévus aux *Conditions de service*.

10.2 En cas défaut de paiement de toute facture émise par Hydro-Québec, celle-ci peut interrompre le service d'électricité de l'*Installation électrique* selon les modalités prévues aux *Conditions de service*.

11 PROPRIÉTÉ

11.1 Hydro-Québec demeure propriétaire des installations et équipements en amont de tout point de raccordement et des plans, devis, dessins et autres études qu'elle a réalisés ou fait réaliser pour répondre à la demande d'alimentation, même si le Requérant a contribué au coût de ceux-ci. Hydro-Québec demeure également propriétaire de l'appareillage de mesure installé en aval de tout point de raccordement. Le point de raccordement représente le point où le branchement d'Hydro-Québec et le branchement de l'*Installation électrique* se rencontrent. S'il n'y a pas de branchement d'Hydro-Québec, le point de raccordement correspond au point de branchement sur la ligne.

12 AUTORISATIONS PRÉALABLES

12.1 La réalisation des travaux d'Hydro-Québec visés par la présente *Entente* est subordonnée à l'obtention préalable de toutes les autorisations que doit obtenir Hydro-Québec, notamment celles de la Régie de l'énergie relatives au projet d'investissement d'Hydro-Québec, le cas échéant.

13 SUSPENSION ET REPORT

13.1 Le Requérant peut demander par écrit à Hydro-Québec de suspendre ses travaux et de les reporter à condition: i) que le report soit pour une seule période n'excédant pas 12 mois, ii) que les Parties conviennent d'une nouvelle *Date prévue de mise sous tension initiale* et iii) que le Requérant paye à Hydro-Québec, au début de la période de report, une estimation des *Frais de report* déterminés comme suit :

13.1.1 Les frais financiers, calculés sur la période de report, établis selon le taux du *Distributeur* autorisé par la Régie de l'énergie alors en vigueur, appliqués sur la valeur des dépenses courues et engagées par Hydro-Québec depuis le début de l'avant-projet jusqu'à la reprise des travaux; et

13.1.2 Tout autre coût et pénalité découlant le cas échéant de la suspension des travaux et de la reprise à une date ultérieure, y inclus le coût des travaux de conservation des ouvrages réalisés.

13.2 Le Requérant doit payer le montant de l'estimation des *Frais de report* dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. À la fin de la période de report, Hydro-Québec révisera les *Frais de report* au coût réel et émettra, le cas échéant, une facture. Tout solde dû par le Requérant devra alors être payé dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec et tout montant payé en trop par le Requérant lui sera remboursé, le cas échéant.

13.3 Les *Frais de report* ne sont pas remboursables par Hydro-Québec.

13.4 Hydro-Québec maintiendra la *Solution retenue* pour la période de report convenue. Le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation à l'expiration de cette période.

13.5 Malgré ce qui précède, si une demande d'alimentation d'un tiers interfère avec celle du Requérant durant la période de report, Hydro-Québec en avisera par écrit le Requérant qui devra confirmer par écrit à Hydro-Québec l'une des trois options suivantes dans un délai de 30 jours de cet avis d'Hydro-Québec :

13.5.1 Mettre fin à la suspension des travaux pour permettre à Hydro-Québec d'achever ceux-ci selon la *Solution retenue*; ou

13.5.2 Abandonner sa demande d'alimentation; ou

13.5.3 Maintenir la suspension des travaux, auquel cas la *Solution retenue* devient automatiquement caduque. En pareil cas, les Parties tenteront de

s'entendre sur une nouvelle solution d'alimentation dans un délai de 120 jours. À défaut d'entente, le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation à l'expiration de ce délai de 120 jours.

13.6 Si le Requérant n'avise pas Hydro-Québec selon les modalités prévues à l'article 13.5, le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation.

13.7 Si à la date prévue du début des travaux d'Hydro-Québec, le Requérant n'a pas obtenu les autorisations pour réaliser son *Projet d'affaires,* Hydro-Québec avisera le Requérant par écrit que sa demande d'alimentation est réputée faire l'objet d'une demande de report, auquel cas les modalités du présent article 12.1 s'appliqueront.

14 ABANDON

14.1 Il y a *Abandon* dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

14.1.1 Lorsque le Requérant avise par écrit Hydro-Québec qu'il abandonne sa demande d'alimentation; ou

14.1.2 Lorsque le Requérant est en défaut relativement à une de ses obligations prévues aux articles 3.4 et 9 et qu'il ne remédie pas à ce défaut au plus tard 30 jours après en avoir été avisé par écrit par Hydro-Québec; ou

14.1.3 Lorsque le Requérant avise Hydro-Québec qu'il modifie sa demande, il y a *Abandon* pour la partie des travaux qui avait été initialement prévue et qui ne servira pas à la demande d'alimentation modifiée; ou

14.1.4 Dans les cas prévus aux articles 13.4,13.5.2,13.5.3 et 13.6; ou

14.1.5 Lorsque le Requérant fait cession de ses biens au bénéfice de l'ensemble de ses créanciers, dépose un avis d'intention de faire une proposition ou une proposition au sens de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité (*L.R.C., c. 1985, ch. B-3); ou

14.1.6 Lorsque le Requérant nomme, consent à ou approuve la nomination d'un syndic, d'un séquestre ou d'un liquidateur relativement au Requérant ou à ses biens; ou

14.1.7 Lorsqu'une procédure judiciaire relative au Requérant ou à ses biens est entreprise en vertu d'une loi relative à l'insolvabilité; ou

14.1.8 Lorsqu'une ordonnance initiale est demandée en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies (*L.R.C., ch. C-36) relativement au Requérant ou à ses biens; ou

14.1.9 Lorsque les autorisations préalables visées à l'article 12.1 ne sont pas émises en faveur d'Hydro-Québec.

14.2 En cas d'*Abandon*, celui-ci doit payer à Hydro-Québec un montant en dédommagement comprenant :

1° Le coût réel des travaux, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par Hydro-Québec, y compris la main-d'œuvre, les achats et les contrats de services ; et
2° Les compensations à payer découlant de la résiliation de tout contrat relatif à la demande du Requérant ; et
3° Le coût des travaux requis en raison de l'*Abandon* de la demande d'alimentation ; et
4° Le coût du démantèlement des installations et la remise en état du site, le cas échéant ; et
5° Le coût de démobilisation et de remise en état du site, le cas échéant, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par Hydro-Québec ; et
6° Toute autre dépense courue et engagée ; et
7° Les frais financiers capitalisés.

14.3 Le montant de dédommagement prévu à l'article 14.2, basé sur l'estimation des coûts relatifs à l'*Abandon,* doit être payé dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. Après révision par Hydro-Québec selon le coût réel encouru suite à l'*Abandon*, tout solde dû par le Requérant doit alors être payé par celui-ci dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec et tout montant payé en trop par le Requérant lui sera remboursé, le cas échéant.

15 RÉVISION DE COÛTS

15.1 Lorsqu'Hydro-Québec doit réviser tout coût en vertu de l'*Entente,* elle transmet au Requérant un écrit au moins 15 jours avant l'émission de la facture qui en découle, le cas échéant.

16 EXIGENCES TECHNIQUES

16.1 Le Requérant déclare avoir pris connaissance de la Norme F.22-01 – *Mesurage de l'électricité en moyenne tension et en haute tension* et s'engage à la respecter. Celle-ci est disponible à l'adresse internet indiquée à l'Annexe 4.

16.2 Le Requérant déclare avoir pris connaissance des Normes C.22-03, C.25-01 et E.21-12, ainsi que des *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec* et s'engage à s'y conformer. Celles-ci sont disponibles aux adresses internet indiquées à l'Annexe 4.

16.3 Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec, pour approbation, les études qui démontrent qu'il respecte les exigences techniques prévues à l'article 16.2.

17 TAXES

17.1 Les valeurs indiquées pour les prix, paiements, frais, ou autres montants indiqués à l'*Entente* n'incluent aucune taxe de vente lesquelles taxes devront être ajoutées lorsqu'applicables.

17.2 Toutefois, dans l'éventualité où un montant, peut devenir payable ou devient payable par le Requérant en vertu de la présente *Entente* et qu'il n'est pas taxable en vertu des dispositions générales des régimes fiscaux mais est plutôt réputé inclure la taxe sur les produits et services (« TPS ») et la taxe de vente du Québec (« TVQ »), conformément à des dispositions particulières de la *Loi sur la taxe d'accise* et de la *Loi sur la taxe de vente du Québec*, alors ledit montant devra être majoré pour prendre en considération toute taxe réputée incluse dans un tel paiement, en vertu des dispositions particulières, de telle sorte qu'Hydro-Québec se retrouve avec un montant net équivalent à celui auquel elle aurait eu droit n'eut été de ces dispositions fiscales particulières.

18 DISPOSITIONS GÉNÉRALES

18.1 ***Loi applicable et élection de domicile.*** L'*Entente* est régie par les lois et règlements applicables dans la province de Québec. Toute réclamation ou poursuite relative à la présente *Entente* doit être intentée et poursuivie exclusivement devant les tribunaux de la province de Québec, dans le district judiciaire de Montréal, y compris le recours en appel.

18.2 ***Modification à l'Entente.*** Toute modification à l'*Entente* ne prend effet que lorsqu'elle a été constatée dans un écrit signé par les Parties.

18.3 ***Titres et sous-titres.*** Les titres et sous-titres des articles, paragraphes et alinéas de l'*Entente* y ont été insérés uniquement pour en faciliter la lecture et ne doivent pas servir à son interprétation.

18.4 ***Successeurs.*** L'*Entente* lie les Parties de même que leurs successeurs et ayants droit.

18.5 ***Signature***. Chaque Partie peut apposer une signature manuscrite, numérique ou électronique sur le même exemplaire de l'*Entente* ou sur des exemplaires distincts. Dans ce dernier cas, chacun de ces exemplaires signés constituera un original. La livraison électronique de tels exemplaires signés sera aussi valide que la livraison d'un exemplaire signé de façon manuscrite. Tous les exemplaires assemblés et échangés entre les Parties formeront un seul et même document signé.

18.6 ***Non renonciation.*** Le manquement ou le retard de l'une ou l'autre des Parties à exercer un droit prévu à l'*Entente* ne constitue pas une renonciation à un tel droit, et aucune des Parties ne sera empêchée d'exercer ultérieurement un droit qu'elle n'aurait pas antérieurement exercé, en tout ou en partie.

19 COMMUNICATIONS

19.1 Tout avis ou toute facture doit, sauf si autrement spécifié, être donné par écrit par la livraison à son destinataire, soit de main à main, soit par courrier ou courriel, aux personnes et coordonnées indiqués ci-dessous.

LE REQUÉRANT :

À l'attention de :

Brian McDougall
Président
16, rue Émilie-Gamelin
Rivière-du-Loup (Québec) G5R 5L8
Téléphone : 418-894-0193
Courriel : brianwmcd@hotmail.com

HYDRO-QUÉBEC :

À l'attention de :

Liana Adornato
Déléguée commerciale
Complexe Desjardins, tour Est, 18e étage
C. P. 10000, succursale place Desjardins
Montréal (Québec) H5B 1H7
Téléphone : 514-757-8146
Courriel : adornato.liana@hydroquebec.com

19.2 Une Partie peut modifier le nom de la personne la représentant et ses coordonnées en transmettant à l'autre Partie un avis écrit à cet effet. La modification entre en vigueur le 15e jour suivant la réception de l'avis écrit ou à la date convenue entre les Parties.

20 AVIS DE MODIFICATION DE DÉNOMINATION SOCIALE ET DE CHANGEMENT DE CONTRÔLE

20.1 Le Requérant ne peut, sans le consentement préalable écrit d'Hydro-Québec, modifier sa dénomination sociale, céder ou transférer une partie ou la totalité de ses droits et obligations précisés à l'*Entente*, ou modifier notamment le changement de contrôle résultant d'une vente d'actifs et/ou d'actions, d'une fusion, acquisition ou autre transaction du même genre. Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec toute information sur la modification lui permettant d'évaluer le niveau de risque de crédit et de fixer les exigences applicables en vue de cette modification et l'amendement de la présente *Entente*.

20.2 Le présent article n'affecte pas les droits d'Hydro-Québec en vertu de l'article 18.4 de l'*Entente.*

21 FORCE MAJEURE

21.1 L'expression « force majeure » dans l'*Entente* signifie tout événement imprévisible, irrésistible et indépendant de la volonté d'une Partie, qui retarde, interrompt ou empêche l'exécution totale ou partielle par cette Partie de toutes ou partie de ses obligations en vertu de l'*Entente*. Sans restreindre la portée de ce qui précède, l'un ou l'autre des événements suivants constitue un cas de force majeure : guerre, émeute, vandalisme, intervention non sollicitée de tiers, rébellion, foudre, tremblement de terre, grève, inondation, incendie et explosion. La Partie invoquant un cas de force majeure doit en donner avis sans délai à l'autre Partie et indiquer dans cet avis, le plus précisément possible, l'effet de cette force majeure sur sa capacité d'exécuter ses obligations prévues à l'*Entente.*

21.2 La Partie invoquant un cas de force majeure voit ses obligations suspendues seulement dans la mesure où elle est dans l'incapacité d'agir et en autant qu'elle agisse avec diligence afin d'éliminer ou de corriger les effets de cette force majeure. Cependant le règlement d'une grève est laissé à l'entière discrétion de la Partie qui fait face à cette difficulté. Tout cas de force majeure est toutefois sans effet sur l'obligation de payer une somme d'argent qui est due.

21.3 Lorsque l'*Entente* établit une date d'échéance pour la réalisation d'une obligation et que cette date ne peut être respectée en raison d'une force majeure, cette date est reportée d'une période équivalente à celle pendant laquelle la Partie affectée par le cas de force majeure a été dans l'incapacité d'agir.

21.4 Sous réserve de l'avis prévu au premier paragraphe du présent article et nonobstant toute autre disposition de l'*Entente*, l'inexécution d'une obligation en raison d'un cas de force majeure ne constitue pas un cas de défaut de la Partie invoquant le cas de force majeure en vertu des présentes et n'entraîne pas de dommages-intérêts, ni de recours en exécution de l'obligation même ou de quelque autre nature que ce soit.

22 DURÉE

22.1 L'*Entente* entre en vigueur à la date de sa signature par Hydro-Québec.

22.2 Elle se termine à la première des éventualités ci-après décrites, après le paiement des sommes dues par le Requérant en vertu de l'*Entente* :

22.2.1 lorsque l'*Abonnement* prend fin; ou

22.2.2 lors d'un *Abandon*.

[LA PAGE SUIVANTE EST CELLE DES SIGNATURES]

En foi de quoi, les Parties, représentées par une personne dûment autorisée, ont signé l'*Entente* aux dates indiquées ci-après.

LE REQUÉRANT

par :

_____

Brian McDougall

Président

Date :

HYDRO-QUÉBEC

par :

_____

Caroline De Vit

Directrice principale – Développement des affaires et performance

Date :

ANNEXE 1

Analyse énergétique (sera annexée à la suite de la signature de cette Entente selon les modalités des présentes)

ANNEXE 2
Sommaire des données

DONNÉES DU PROJET		Unité
Appel de puissance prévu	**17 500**	kW
Puissance disponible prévue	**18 421**	kVA
Date prévue de mise sous tension initiale	16 mars 2026	
Coût des travaux	149 210	$
Contribution du Requérant	149 210	$
Paiement versé à l'*Entente d'avant-projet*	14 405	$
Versement exigible suivant signature de l'Entente	134 805	$
Taxes	20 187	$
Versement exigible suivant signature de l'Entente *incluant taxes*	**154 992**	$

ANNEXE 3

Modèle de liste de contacts - demandes d'effacement

Nom, Prénom : **McDougall, Brian**

Fonction : **Président**

Ordre de rappel : **1**

Téléphone + ext : **418-894-0193**

Téléphone pour recevoir SMS : **418-894-0193**

Adresse courriel : **brianwmcd@hotmail.com**

ANNEXE 4

Exigences techniques

1) **Norme F.22-01** : *Mesurage de l'électricité en moyenne et en haute tension*.
https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/norme-f22-01-edition-4.pdf ;

2) **Norme C.22-03** : *Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC*.
https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/raccordement-reseau/c22-03-a1.pdf

3) **Norme C.25-01** : *Exigences techniques relatives au raccordement de charges déformantes au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC*.
https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/raccordement-reseau/c2501-a1.pdf;

4) **Norme E.21-12** (3e édition) – *Service d'électricité en moyenne tension*
http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/livre-rouge.pdf

5) *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec*
https://www.hydroquebec.com/data/affaires/pdf/qualite-tension-fr.pdf

ENTENTE DE RACCORDEMENT
EN MOYENNE TENSION

intervenue à Montréal, province de Québec.

ENTRE : **ÉNERGIE FLUMEN INC.**, personne morale légalement constituée, domiciliée au 2009, 1er Rang, dans la ville de Saint-Antonin, province de Québec, G0L 2J0,

(ci-après désignée le « **Requérant** »),

ET : **HYDRO-QUÉBEC**, personne morale de droit public constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5), ayant son siège social au 75, boulevard René-Lévesque Ouest, Montréal (Québec), H2Z 1A4, dans ses activités de distribution d'électricité,

(ci-après désignée « **Hydro-Québec** »),

(le Requérant et Hydro-Québec étant ci-après désignés collectivement les « **Parties** » ou individuellement une « **Partie** »)

ATTENDU QUE :

A. suite à l'appel de propositions A/P 2019-01 d'Hydro-Québec visant l'attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie associée en service non ferme aux consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, la soumission du Requérant a été retenue par Hydro-Québec ;

B. le Requérant a demandé à Hydro-Québec le raccordement d'une nouvelle installation électrique, pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ;

C. l'appel de puissance prévu pour l'Installation électrique est de 17 500 kW et que la puissance disponible prévue est de 18 421 kVA ;

D. la tension d'alimentation prévue est de 25 kV;

E. l'Installation électrique sera permanente et que le Requérant convient avec Hydro-Québec de mettre la charge électrique sous tension à la Date prévue de mise sous tension initiale;

F. la demande en électricité est en croissance au Québec ce qui entraîne notamment des modifications au réseau d'électricité d'Hydro-Québec ainsi que des besoins soutenus en énergie et en puissance additionnelle;

G. Hydro-Québec devra notamment prendre des engagements auprès de producteurs d'électricité pour approvisionner en électricité le Projet d'affaires du Requérant à la hauteur de la puissance demandée par celui-ci;

H. le Requérant a fourni une prévision précise de sa consommation d'électricité en énergie et en puissance, au meilleur de sa connaissance, afin qu'Hydro-Québec puisse planifier ses approvisionnements en électricité requis pour répondre à ces besoins et à ceux de l'ensemble de sa clientèle;

I. en contrepartie des engagements du Requérant dont celui de payer tous les coûts des travaux indiqués à la présente Entente, Hydro-Québec accepte de prolonger ou modifier son réseau de distribution d'électricité;

EN CONSÉQUENCE, LES PARTIES CONVIENNENT DE CE QUI SUIT :

1 DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION

1.1 Lorsqu'ils sont employés dans la présente *Entente* et ses annexes, les mots et expressions suivants ont, à moins d'incompatibilité avec le contexte, la signification suivante :

a) « **Abandon** » signifie l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 14;

b) « **Abonnement** » signifie tout contrat conclu entre le Requérant et Hydro-Québec pour le service d'électricité fourni à un lieu de consommation, lequel est défini comme étant tout endroit en aval du point de raccordement desservi par Hydro-Québec. « Service d'électricité » signifie la mise et le maintien sous tension du point de raccordement, qu'il y ait ou non utilisation de l'électricité;

c) « **Chaîne de blocs** » signifie une base de données distribuée et sécurisée, dans laquelle sont stockées chronologiquement, sous forme de blocs liés les uns aux autres, les transactions successives effectuées entre ses utilisateurs depuis sa création, selon ses variantes actuelles et futures ;

d) « **Conditions de service** » signifie les Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité fixées par la Régie de l'énergie en vigueur au moment où elles s'appliquent;

e) « **Date prévue de mise sous tension initiale** » signifie la date à laquelle les Parties prévoient mettre sous tension la nouvelle charge électrique, sous réserve des conditions prévues aux présentes;

f) « **Distributeur** » signifie Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;

g) « **Entente** » signifie la présente entente et les expressions « des présentes », « aux présentes », « en vertu des présentes », « par les présentes » et autres expressions du même genre, réfèrent à cette entente dans son ensemble et non à un article, paragraphe ou alinéa particulier;

h) « **Entente d'avant-projet** » signifie l'entente d'avant-projet intervenue entre les Parties le 30 octobre 2020 pour le *Projet d'affaires*;

i) « **Frais de report** » signifie les frais décrits à l'article 13.1;

j) « **Installation électrique** » signifie l'installation électrique du Requérant située au 90, rue du Parc Industriel à Matane, (coordonnées géographiques du point de raccordement : Latitude. N 48º50'13,2" Longitude. O 67º32'54.6");

k) « **Période de consommation** » signifie une période au cours de laquelle l'électricité est livrée au Requérant et qui est comprise entre les deux (2) dates utilisées par Hydro-Québec dans le calcul de la facture ;

l) « **Projet d'affaires** » signifie le projet du Requérant qui consiste à raccorder une nouvelle *Installation électrique* pour un *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs*;

m) « **Service de base** » signifie le service offert par Hydro-Québec pour répondre à la demande d'alimentation du Requérant selon la solution technique la moins coûteuse déterminée par Hydro-Québec et sur lequel l'allocation s'applique;

n) « **Solution retenue** » signifie les modalités d'alimentation de l'Installation électrique décrites à l'article 2.2;

o) « **Service non ferme** » a le sens qui lui est donné à l'article 5 ;

p) « **Tarifs** » signifie les Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité approuvés par la Régie de l'énergie en vigueur au moment où ils s'appliquent.

q) « **Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs** » signifie un usage de l'électricité pour l'exploitation d'équipements informatiques aux fins de calculs cryptographiques permettant notamment de valider les transactions successives effectuées entre utilisateurs de *Chaîne de blocs.* Un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs vise le minage ou le maintien d'un réseau de cryptomonnaie contre rémunération;

1.2 Le préambule et les annexes suivantes font partie intégrante de l'*Entente* :

Annexe 1 : Analyse énergétique (sera annexée à la suite de la signature de cette Entente selon les modalités des présentes);

Annexe 2 : Sommaire des données;

Annexe 3 : Modèle de liste de contacts - demandes d'effacement;

Annexe 4 : Exigences techniques;

2 OBJET DE L'*ENTENTE* ET SOLUTION RETENUE

2.1 L'*Entente* vise à définir les engagements des Parties pour répondre à la demande d'alimentation du Requérant.

2.2 Pour répondre à cette demande d'alimentation, la *Solution retenue* par les Parties consiste à ajouter une section de 12 mètres de ligne à partir de la ligne MAT-236 d'Hydro-Québec, à installer deux liaisons aérosouterraines avec interrupteurs pour permettre, lorsque possible selon la capacité d'Hydro-Québec, le transfert sur la ligne de relève MAT-235 et démanteler une section de ligne rendue inutile.

2.3 Le Requérant déclare, au meilleur de sa connaissance, que sa demande d'alimentation représente fidèlement les besoins en électricité et en puissance de son *Projet d'affaires* et s'engage à aviser promptement Hydro-Québec par écrit de tout changement à ses besoins.

3 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

3.1 Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec pour approbation une analyse énergétique visant des mesures d'efficacité énergétique et un usage énergétique significatif de la consommation d'électricité du *Projet d'affaires*. Un usage énergétique significatif est un mode ou un type d'utilisation de l'énergie (par exemple, procédé, équipement, chaîne de production ou système auxiliaire) qui représente une part importante de la consommation d'énergie électrique ou qui offre un potentiel considérable d'amélioration de la performance énergétique en matière d'électricité.

3.2 L'analyse énergétique doit minimalement comprendre les éléments suivants :

3.2.1 la description des équipements, des procédés ou des systèmes visé par l'analyse énergétique;

3.2.2 pour les différents scénarios proposés, une description des mesures d'efficacité énergétique déterminées ainsi que des équipements, des procédés, des systèmes du bâtiment (existant ou bâtiment de référence dans le cas d'une nouvelle construction);

3.2.3 les coûts d'investissement des différentes options analysées;

3.2.4 les économies d'énergie et financières (facture d'énergie);

3.2.5 les analyses de rentabilité des mesures d'efficacité énergétique (PRI, TRI ou VAN, etc.); et

3.2.6 les recommandations.

3.3 Dans les 30 jours de sa réception, Hydro-Québec approuve par écrit l'analyse énergétique si celle-ci est conforme aux exigences ou demande au Requérant de corriger l'analyse énergétique dans le délai qu'elle lui indique.

3.4 Le Requérant devra implanter les mesures d'efficacité énergétique convenues avec Hydro-Québec avant que cette dernière procède à la mise sous tension de la nouvelle charge électrique selon les modalités convenues avec Hydro-Québec.

3.5 L'analyse énergétique approuvée sera ajoutée à l'Annexe 1 de l'*Entente*.

4 TARIFS APPLICABLES

4.1 À compter de la date de mise sous tension initiale, le prix des composantes énergie et puissance pour tout *Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* correspond aux prix du tarif prévus à la sous-section 1.1 du chapitre 7 des *Tarifs*.

5 SERVICE NON FERME

5.1 Le service offert pour l'*Abonnement* du Requérant est un *Service non ferme*.

5.2 Moyennant un préavis d'un minimum de deux (2) heures donné par Hydro-Québec au Requérant indiquant la date et l'heure du début et de la fin de toute limitation de puissance, le Requérant s'engage à ce que la puissance maximale appelée de l'*Abonnement* ne dépasse pas 5 % de la valeur maximale enregistrée au cours d'une période de consommation comprise dans les 12 *Périodes de consommation* consécutives précédentes. Les limitations de puissance (demandes d'effacement) peuvent couvrir un maximum de 300 heures par année tarifaire, soit du 1er avril d'une année civile au 31 mars inclusivement de l'année suivante, sans autre restriction quant au nombre ou à la durée de chaque limitation de puissance et sans compensation.

5.3 Hydro-Québec transmettra son préavis par téléphone, par courriel et SMS automatisés aux adresses courriel et numéros de cellulaire des responsables fournis par le Requérant à sa liste de contacts, et par appels automatisés aux numéros de téléphone indiqués à sa liste de contacts. Un modèle de liste de contacts est joint à l'Annexe 3.

5.4 Le préavis donné par courriel, SMS automatisés ou par appels automatisés sera réputé avoir été validement donné par Hydro-Québec. Si aucun responsable ne peut être joint, le Requérant sera réputé avoir refusé de limiter sa consommation pendant la période de restriction visée.

5.5 Au plus tard à la date de signature de l'*Entente*, le Requérant doit fournir sa liste de contacts. Il doit la mettre à jour annuellement ou dès que requis en transmettant une nouvelle liste de contacts indiquant clairement les modifications apportées lesquelles entreront en vigueur sept (7) jours suivant la transmission de la liste.

5.6 Si le Requérant consomme de l'électricité pendant une période visée par une demande d'effacement, toute la consommation d'électricité au-delà de ce seuil de 5 % durant cette période lui est facturée au prix en vigueur au moment où il s'applique prévu aux *Tarifs*.

6 MESURAGE

6.1 En tout temps, *l'Installation électrique* pour l'*Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* doit faire l'objet d'un *Abonnement* distinct, d'un mesurage distinct et d'une facturation distincte.

7 DATE PRÉVUE DE MISE SOUS TENSION INITIALE

7.1 Conditionnellement au respect de l'article 3.4 par le Requérant, la *Date prévue de mise sous tension initiale* est le 30 juin 2026. Cette date peut être reportée par Hydro-Québec compte tenu notamment des autorisations, ordonnances ou restrictions émises par toute autorité gouvernementale, municipale ou judiciaire, des travaux à être réalisés par la Commission des services électriques de Montréal (si applicable), des restrictions sur les réseaux civil et électrique, de l'interférence de tiers dans la réalisation des travaux et des conditions climatiques.

7.2 Afin de ne pas retarder les travaux d'Hydro-Québec, le Requérant fournira promptement à Hydro-Québec tout intrant que cette dernière requière ou qui serait utile en lien avec la *Solution retenue*.

7.3 Hydro-Québec ne peut être tenue responsable pour tous dommages ou inconvénients résultant d'un report de la *Date prévue de mise sous tension initiale*.

8 DESCRIPTION ET COÛTS DES TRAVAUX

8.1 Le coût des travaux de la *Solution retenue* est estimé à 149 210 $. Le Requérant doit payer à Hydro-Québec le coût de ceux-ci lequel n'est pas remboursable par Hydro-Québec. Ce paiement est dû avant le début des travaux, dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. Aucun *Service de base* ne s'applique à la *Solution retenue*.

8.2 Tout coût estimé des travaux sera révisé par Hydro-Québec au coût réel à la fin des travaux ou en cas d'*Abandon*. Le coût réel des travaux est obtenu en ajoutant les frais financiers à la valeur des dépenses courues et engagées (sauf sur la portion payée d'avance par le Requérant), depuis le début de l'avant-projet jusqu'à la *Date prévue de mise sous tension initiale* ou la date d'*Abandon*. Le coût est calculé selon le coût complet établi par le *Distributeur* conformément aux dispositions du chapitre 9 des *Conditions de service* et comprend, entre autres, le coût de l'avant-projet, des démarches en lien avec l'obtention des autorisations gouvernementales ou municipales, des travaux de modification et/ou d'ajout de ligne et de poste incluant le déboisement, les ouvrages civils ainsi que tout droit de servitude requis par Hydro-Québec, des travaux d'intégration de la charge, des travaux relatifs à une option, des contributions financières ou montants versés au milieu le cas échéant, y compris dans le cadre de processus de consultation ou d'accommodement de communautés autochtones et d'ententes sur les répercussions et les avantages avec ces communautés, des mesures

d'atténuations environnementales, du démantèlement des installations qui ne seront plus requises à la fin de l'alimentation et de la remise en état du site.

9 CONTRIBUTION DU REQUÉRANT ET PAIEMENT

9.1 En date des présentes, le montant de la contribution du Requérant au coût des travaux est de 134 805 $ (149 210 $ - 14 405 $), dont le détail est présenté au *Sommaire des données* joint à l'Annexe 2 des présentes.

9.2 Le paiement au montant de 14 405 $ versé par le Requérant à l'*Entente d'avant-projet* a été appliqué en réduction de la contribution.

9.3 Le Requérant doit payer à Hydro-Québec le montant de la contribution indiqué à l'article 9.1 dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec émise après la signature des présentes. La réception par Hydro-Québec de ce montant est une condition préalable au début de ses travaux.

9.4 La contribution sera révisée dès que la valeur des dépenses courues et engagées excède celle-ci. La contribution sera également révisée de façon à refléter le coût réel des travaux établi selon l'article 8.2.

10 FRAIS D'ADMINISTRATION ET INTERRUPTION

10.1 Le Requérant s'engage à payer toute facture émise par Hydro-Québec en vertu de la présente *Entente* dans un délai de 30 jours de la date de la facture. Tout montant impayé à l'échéance d'une facture entraîne des frais d'administration sur ce montant, au taux applicable à la date d'échéance de la facture et calculé conformément aux « frais d'administration applicables à la facturation par Hydro-Québec » prévus aux *Conditions de service*.

10.2 En cas défaut de paiement de toute facture émise par Hydro-Québec, celle-ci peut interrompre le service d'électricité de l'*Installation électrique* selon les modalités prévues aux *Conditions de service*.

11 PROPRIÉTÉ

11.1 Hydro-Québec demeure propriétaire des installations et équipements en amont de tout point de raccordement et des plans, devis, dessins et autres études qu'elle a réalisés ou fait réaliser pour répondre à la demande d'alimentation, même si le Requérant a contribué au coût de ceux-ci. Hydro-Québec demeure également propriétaire de l'appareillage de mesure installé en aval de tout point de raccordement. Le point de raccordement représente le point où le branchement d'Hydro-Québec et le branchement de l'*Installation électrique* se rencontrent. S'il n'y a pas de branchement d'Hydro-Québec, le point de raccordement correspond au point de branchement sur la ligne.

12 AUTORISATIONS PRÉALABLES

12.1 La réalisation des travaux d'Hydro-Québec visés par la présente *Entente* est subordonnée à l'obtention préalable de toutes les autorisations que doit obtenir Hydro-Québec, notamment celles de la Régie de l'énergie relatives au projet d'investissement d'Hydro-Québec, le cas échéant.

13 SUSPENSION ET REPORT

13.1 Le Requérant peut demander par écrit à Hydro-Québec de suspendre ses travaux et de les reporter à condition: i) que le report soit pour une seule période n'excédant pas 12 mois, ii) que les Parties conviennent d'une nouvelle *Date prévue de mise sous tension initiale* et iii) que le Requérant paye à Hydro-Québec, au début de la période de report, une estimation des *Frais de report* déterminés comme suit :

13.1.1 Les frais financiers, calculés sur la période de report, établis selon le taux du *Distributeur* autorisé par la Régie de l'énergie alors en vigueur, appliqués sur la valeur des dépenses courues et engagées par Hydro-Québec depuis le début de l'avant-projet jusqu'à la reprise des travaux; et

13.1.2 Tout autre coût et pénalité découlant le cas échéant de la suspension des travaux et de la reprise à une date ultérieure, y inclus le coût des travaux de conservation des ouvrages réalisés.

13.2 Le Requérant doit payer le montant de l'estimation des *Frais de report* dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. À la fin de la période de report, Hydro-Québec révisera les *Frais de report* au coût réel et émettra, le cas échéant, une facture. Tout solde dû par le Requérant devra alors être payé dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec et tout montant payé en trop par le Requérant lui sera remboursé, le cas échéant.

13.3 Les *Frais de report* ne sont pas remboursables par Hydro-Québec.

13.4 Hydro-Québec maintiendra la *Solution retenue* pour la période de report convenue. Le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation à l'expiration de cette période.

13.5 Malgré ce qui précède, si une demande d'alimentation d'un tiers interfère avec celle du Requérant durant la période de report, Hydro-Québec en avisera par écrit le Requérant qui devra confirmer par écrit à Hydro-Québec l'une des trois options suivantes dans un délai de 30 jours de cet avis d'Hydro-Québec :

13.5.1 Mettre fin à la suspension des travaux pour permettre à Hydro-Québec d'achever ceux-ci selon la *Solution retenue*; ou

13.5.2 Abandonner sa demande d'alimentation; ou

13.5.3 Maintenir la suspension des travaux, auquel cas la *Solution retenue* devient automatiquement caduque. En pareil cas, les Parties tenteront de

s'entendre sur une nouvelle solution d'alimentation dans un délai de 120 jours. À défaut d'entente, le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation à l'expiration de ce délai de 120 jours.

13.6 Si le Requérant n'avise pas Hydro-Québec selon les modalités prévues à l'article 13.5, le Requérant sera réputé avoir abandonné sa demande d'alimentation.

13.7 Si à la date prévue du début des travaux d'Hydro-Québec, le Requérant n'a pas obtenu les autorisations pour réaliser son *Projet d'affaires,* Hydro-Québec avisera le Requérant par écrit que sa demande d'alimentation est réputée faire l'objet d'une demande de report, auquel cas les modalités du présent article 12.1 s'appliqueront.

14 ABANDON

14.1 Il y a *Abandon* dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

14.1.1 Lorsque le Requérant avise par écrit Hydro-Québec qu'il abandonne sa demande d'alimentation; ou

14.1.2 Lorsque le Requérant est en défaut relativement à une de ses obligations prévues aux articles 3.4 et 9 et qu'il ne remédie pas à ce défaut au plus tard 30 jours après en avoir été avisé par écrit par Hydro-Québec; ou

14.1.3 Lorsque le Requérant avise Hydro-Québec qu'il modifie sa demande, il y a *Abandon* pour la partie des travaux qui avait été initialement prévue et qui ne servira pas à la demande d'alimentation modifiée; ou

14.1.4 Dans les cas prévus aux articles 13.4,13.5.2,13.5.3 et 13.6; ou

14.1.5 Lorsque le Requérant fait cession de ses biens au bénéfice de l'ensemble de ses créanciers, dépose un avis d'intention de faire une proposition ou une proposition au sens de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité (*L.R.C., c. 1985, ch. B-3); ou

14.1.6 Lorsque le Requérant nomme, consent à ou approuve la nomination d'un syndic, d'un séquestre ou d'un liquidateur relativement au Requérant ou à ses biens; ou

14.1.7 Lorsqu'une procédure judiciaire relative au Requérant ou à ses biens est entreprise en vertu d'une loi relative à l'insolvabilité; ou

14.1.8 Lorsqu'une ordonnance initiale est demandée en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies (*L.R.C., ch. C-36) relativement au Requérant ou à ses biens; ou

14.1.9 Lorsque les autorisations préalables visées à l'article 12.1 ne sont pas émises en faveur d'Hydro-Québec.

14.2 En cas d'*Abandon*, celui-ci doit payer à Hydro-Québec un montant en dédommagement comprenant :

1° Le coût réel des travaux, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par Hydro-Québec, y compris la main-d'œuvre, les achats et les contrats de services ; et
2° Les compensations à payer découlant de la résiliation de tout contrat relatif à la demande du Requérant ; et
3° Le coût des travaux requis en raison de l'*Abandon* de la demande d'alimentation ; et
4° Le coût du démantèlement des installations et la remise en état du site, le cas échéant ; et
5° Le coût de démobilisation et de remise en état du site, le cas échéant, déduction faite de la valeur dépréciée des équipements et du matériel récupérés pour réutilisation par Hydro-Québec ; et
6° Toute autre dépense courue et engagée ; et
7° Les frais financiers capitalisés.

14.3 Le montant de dédommagement prévu à l'article 14.2, basé sur l'estimation des coûts relatifs à l'*Abandon,* doit être payé dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec. Après révision par Hydro-Québec selon le coût réel encouru suite à l'*Abandon*, tout solde dû par le Requérant doit alors être payé par celui-ci dans les 30 jours suivant la date de la facture d'Hydro-Québec et tout montant payé en trop par le Requérant lui sera remboursé, le cas échéant.

15 RÉVISION DE COÛTS

15.1 Lorsqu'Hydro-Québec doit réviser tout coût en vertu de l'*Entente,* elle transmet au Requérant un écrit au moins 15 jours avant l'émission de la facture qui en découle, le cas échéant.

16 EXIGENCES TECHNIQUES

16.1 Le Requérant déclare avoir pris connaissance de la Norme F.22-01 – *Mesurage de l'électricité en moyenne tension et en haute tension* et s'engage à la respecter. Celle-ci est disponible à l'adresse internet indiquée à l'Annexe 4.

16.2 Le Requérant déclare avoir pris connaissance des Normes C.22-03, C.25-01 et E.21-12, ainsi que des *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec* et s'engage à s'y conformer. Celles-ci sont disponibles aux adresses internet indiquées à l'Annexe 4.

16.3 Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec, pour approbation, les études qui démontrent qu'il respecte les exigences techniques prévues à l'article 16.2.

17 TAXES

17.1 Les valeurs indiquées pour les prix, paiements, frais, ou autres montants indiqués à l'*Entente* n'incluent aucune taxe de vente lesquelles taxes devront être ajoutées lorsqu'applicables.

17.2 Toutefois, dans l'éventualité où un montant, peut devenir payable ou devient payable par le Requérant en vertu de la présente *Entente* et qu'il n'est pas taxable en vertu des dispositions générales des régimes fiscaux mais est plutôt réputé inclure la taxe sur les produits et services (« TPS ») et la taxe de vente du Québec (« TVQ »), conformément à des dispositions particulières de la *Loi sur la taxe d'accise* et de la *Loi sur la taxe de vente du Québec*, alors ledit montant devra être majoré pour prendre en considération toute taxe réputée incluse dans un tel paiement, en vertu des dispositions particulières, de telle sorte qu'Hydro-Québec se retrouve avec un montant net équivalent à celui auquel elle aurait eu droit n'eut été de ces dispositions fiscales particulières.

18 DISPOSITIONS GÉNÉRALES

18.1 ***Loi applicable et élection de domicile.*** L'*Entente* est régie par les lois et règlements applicables dans la province de Québec. Toute réclamation ou poursuite relative à la présente *Entente* doit être intentée et poursuivie exclusivement devant les tribunaux de la province de Québec, dans le district judiciaire de Montréal, y compris le recours en appel.

18.2 ***Modification à l'Entente.*** Toute modification à l'*Entente* ne prend effet que lorsqu'elle a été constatée dans un écrit signé par les Parties.

18.3 ***Titres et sous-titres.*** Les titres et sous-titres des articles, paragraphes et alinéas de l'*Entente* y ont été insérés uniquement pour en faciliter la lecture et ne doivent pas servir à son interprétation.

18.4 ***Successeurs.*** L'*Entente* lie les Parties de même que leurs successeurs et ayants droit.

18.5 ***Signature***. Chaque Partie peut apposer une signature manuscrite, numérique ou électronique sur le même exemplaire de l'*Entente* ou sur des exemplaires distincts. Dans ce dernier cas, chacun de ces exemplaires signés constituera un original. La livraison électronique de tels exemplaires signés sera aussi valide que la livraison d'un exemplaire signé de façon manuscrite. Tous les exemplaires assemblés et échangés entre les Parties formeront un seul et même document signé.

18.6 ***Non renonciation.*** Le manquement ou le retard de l'une ou l'autre des Parties à exercer un droit prévu à l'*Entente* ne constitue pas une renonciation à un tel droit, et aucune des Parties ne sera empêchée d'exercer ultérieurement un droit qu'elle n'aurait pas antérieurement exercé, en tout ou en partie.

19 COMMUNICATIONS

19.1 Tout avis ou toute facture doit, sauf si autrement spécifié, être donné par écrit par la livraison à son destinataire, soit de main à main, soit par courrier ou courriel, aux personnes et coordonnées indiqués ci-dessous.

LE REQUÉRANT :

À l'attention de :

Brian McDougall
Président
16, rue Émilie-Gamelin
Rivière-du-Loup (Québec) G5R 5L8
Téléphone : 418-894-0193
Courriel : brianwmcd@hotmail.com

HYDRO-QUÉBEC :

À l'attention de :

Liana Adornato
Déléguée commerciale
Complexe Desjardins, tour Est, 18e étage
C. P. 10000, succursale place Desjardins
Montréal (Québec) H5B 1H7
Téléphone : 514-757-8146
Courriel : adornato.liana@hydroquebec.com

19.2 Une Partie peut modifier le nom de la personne la représentant et ses coordonnées en transmettant à l'autre Partie un avis écrit à cet effet. La modification entre en vigueur le 15e jour suivant la réception de l'avis écrit ou à la date convenue entre les Parties.

20 AVIS DE MODIFICATION DE DÉNOMINATION SOCIALE ET DE CHANGEMENT DE CONTRÔLE

20.1 Le Requérant ne peut, sans le consentement préalable écrit d'Hydro-Québec, modifier sa dénomination sociale, céder ou transférer une partie ou la totalité de ses droits et obligations précisés à l'*Entente*, ou modifier notamment le changement de contrôle résultant d'une vente d'actifs et/ou d'actions, d'une fusion, acquisition ou autre transaction du même genre. Le Requérant doit fournir à Hydro-Québec toute information sur la modification lui permettant d'évaluer le niveau de risque de crédit et de fixer les exigences applicables en vue de cette modification et l'amendement de la présente *Entente*.

20.2 Le présent article n'affecte pas les droits d'Hydro-Québec en vertu de l'article 18.4 de l'*Entente*.

21 FORCE MAJEURE

21.1 L'expression « force majeure » dans l'*Entente* signifie tout événement imprévisible, irrésistible et indépendant de la volonté d'une Partie, qui retarde, interrompt ou empêche l'exécution totale ou partielle par cette Partie de toutes ou partie de ses obligations en vertu de l'*Entente*. Sans restreindre la portée de ce qui précède, l'un ou l'autre des événements suivants constitue un cas de force majeure : guerre, émeute, vandalisme, intervention non sollicitée de tiers, rébellion, foudre, tremblement de terre, grève, inondation, incendie et explosion. La Partie invoquant un cas de force majeure doit en donner avis sans délai à l'autre Partie et indiquer dans cet avis, le plus précisément possible, l'effet de cette force majeure sur sa capacité d'exécuter ses obligations prévues à l'*Entente*.

21.2 La Partie invoquant un cas de force majeure voit ses obligations suspendues seulement dans la mesure où elle est dans l'incapacité d'agir et en autant qu'elle agisse avec diligence afin d'éliminer ou de corriger les effets de cette force majeure. Cependant le règlement d'une grève est laissé à l'entière discrétion de la Partie qui fait face à cette difficulté. Tout cas de force majeure est toutefois sans effet sur l'obligation de payer une somme d'argent qui est due.

21.3 Lorsque l'*Entente* établit une date d'échéance pour la réalisation d'une obligation et que cette date ne peut être respectée en raison d'une force majeure, cette date est reportée d'une période équivalente à celle pendant laquelle la Partie affectée par le cas de force majeure a été dans l'incapacité d'agir.

21.4 Sous réserve de l'avis prévu au premier paragraphe du présent article et nonobstant toute autre disposition de l'*Entente*, l'inexécution d'une obligation en raison d'un cas de force majeure ne constitue pas un cas de défaut de la Partie invoquant le cas de force majeure en vertu des présentes et n'entraîne pas de dommages-intérêts, ni de recours en exécution de l'obligation même ou de quelque autre nature que ce soit.

22 DURÉE

22.1 L'*Entente* entre en vigueur à la date de sa signature par Hydro-Québec.

22.2 Elle se termine à la première des éventualités ci-après décrites, après le paiement des sommes dues par le Requérant en vertu de l'*Entente* :

22.2.1 lorsque l'*Abonnement* prend fin; ou

22.2.2 lors d'un *Abandon*.

[LA PAGE SUIVANTE EST CELLE DES SIGNATURES]

En foi de quoi, les Parties, représentées par une personne dûment autorisée, ont signé l'*Entente* aux dates indiquées ci-après.

LE REQUÉRANT

par :

Brian McDougall
Président

Date : 25 novembre, 2025

HYDRO-QUÉBEC

par : Caroline De Vit

Caroline De Vit
Directrice principale – Développement des affaires et performance

Date : 26 novembre 2025

ANNEXE 1

Analyse énergétique (sera annexée à la suite de la signature de cette Entente selon les modalités des présentes)

ANNEXE 2
Sommaire des données

DONNÉES DU PROJET		Unité
Appel de puissance prévu	17 500	kW
Puissance disponible prévue	**18 421**	kVA
Date prévue de mise sous tension initiale	16 mars 2026	
Coût des travaux	149 210	$
Contribution du Requérant	149 210	$
Paiement versé à l'*Entente d'avant-projet*	14 405	$
Versement exigible suivant signature de l'Entente	134 805	$
Taxes	20 187	$
Versement exigible suivant signature de l'Entente *incluant taxes*	**154 992**	$

ANNEXE 3

Modèle de liste de contacts - demandes d'effacement

Nom, Prénom : **McDougall, Brian**

Fonction : **Président**

Ordre de rappel : **1**

Téléphone + ext : **418-894-0193**

Téléphone pour recevoir SMS : **418-894-0193**

Adresse courriel : **brianwmcd@hotmail.com**

ANNEXE 4

Exigences techniques

1) **Norme F.22-01** : *Mesurage de l'électricité en moyenne et en haute tension.*
https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/norme-f22-01-edition-4.pdf ;

2) **Norme C.22-03** : *Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC.*
https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/raccordement-reseau/c22-03-a1.pdf

3) **Norme C.25-01** : *Exigences techniques relatives au raccordement de charges déformantes au réseau de distribution d'HYDRO-QUÉBEC.*
https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/raccordement-reseau/c2501-a1.pdf;

4) **Norme E.21-12** (3e édition) – *Service d'électricité en moyenne tension*
http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/livre-rouge.pdf

5) *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d'Hydro-Québec*
https://www.hydroquebec.com/data/affaires/pdf/qualite-tension-fr.pdf

Projet de règlement

Loi sur la Régie de l'énergie
(chapitre R-6.01)

Application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie concernant l'autorisation pour distribuer l'électricité

Avis est donné par les présentes, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (chapitre R-18.1), que le projet de règlement d'application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie concernant l'autorisation pour distribuer l'électricité, dont le texte apparaît ci-dessous, pourra être édicté par le gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de la présente publication.

Ce projet de règlement détermine, aux fins de l'application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01), des cas, autres que ceux visés au deuxième alinéa de cet article 76, et des conditions selon lesquels un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité doit demander l'autorisation à la ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie pour distribuer l'électricité et des cas dans lesquels le titulaire n'est pas tenu d'obtenir une autorisation en vertu de cet alinéa.

Le projet de règlement prévoit notamment qu'un titulaire doit demander l'autorisation pour distribuer l'électricité à toute personne qui demande une puissance qui, additionnée à celle que le titulaire a été autorisé à lui distribuer en vertu de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) ou que le titulaire lui distribue ou s'est engagé à lui distribuer au cours des quatre années précédant la demande, est d'au moins 50 kilowatts (kW), dans le cas d'une demande qui a pour objet un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à des fins de minage de cryptomonnaie, ou d'au moins 5 mégawatts (MW), dans le cas de toute autre demande.

Il prévoit également qu'un titulaire doit obtenir l'autorisation pour distribuer l'électricité à toute personne qui utilise une puissance d'au moins 50 kilowatts (kW) pour un objet autre que l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à des fins de minage de cryptomonnaie et qui modifie cet objet pour un tel usage, ou qui utilise une puissance d'au moins 5 mégawatts (MW) pour un autre objet que celui pour lequel cette puissance est distribuée. Il prévoit dans quels cas un titulaire doit demander l'autorisation pour distribuer l'électricité à toute personne, y compris tout groupement dont elle détient le contrôle ou auquel elle est affiliée, qui formule plusieurs demandes de puissance ayant le même objet ou un objet connexe et détermine les cas où un tel contrôle ou une telle affiliation existe.

Enfin, il prévoit des cas et des conditions dans lesquels une autorisation n'est pas requise pour certains projets d'habitation, pour des projets réalisés par certains organismes publics et pour des projets d'électrification du transport collectif terrestre.

Des renseignements additionnels concernant ce projet de règlement peuvent être obtenus en s'adressant à monsieur Étienne Chabot, directeur général de l'électricité, ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, 5700, 4e Avenue Ouest, bureau A-402, Québec (Québec) G1H 6R1, téléphone : 418 691-5698, poste 3512, courriel : etienne.chabot@economie.gouv.qc.ca.

Toute personne intéressée ayant des commentaires à formuler au sujet de ce projet de règlement est priée de les faire parvenir par écrit, avant l'expiration du délai de 45 jours mentionné ci-dessus, à monsieur Étienne Chabot aux coordonnées mentionnées ci-dessus.

La ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie,
CHRISTINE FRÉCHETTE

Règlement d'application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie concernant l'autorisation pour distribuer l'électricité

Loi sur la Régie de l'énergie
(chapitre R-6.01, a. 112, 1er al., par. 2.1° et 2.2°).

1. Un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité doit demander l'autorisation au ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie pour distribuer l'électricité à toute personne :

1° qui demande au titulaire une puissance qui, additionnée à celle que le titulaire a été autorisé à lui distribuer en vertu de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) ou que le titulaire lui distribue ou s'est engagé à lui distribuer au cours des quatre années précédant cette demande, pour un même objet ou un objet connexe, est d'au moins 50 kilowatts (kW), dans le cas d'une demande qui a pour objet un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à des fins de minage de cryptomonnaie, ou d'au moins 5 mégawatts (MW), dans le cas de toute autre demande;

© Éditeur officiel du Québec, 2025

2° qui utilise une puissance :

a) d'au moins 50 kilowatts (kW) pour un objet autre que l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à des fins de minage de cryptomonnaie et qui modifie cet objet pour un tel usage;

b) d'au moins 5 mégawatts (MW) pour un autre objet que celui pour lequel cette puissance est distribuée.

2. Un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité doit demander l'autorisation au ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie pour distribuer l'électricité à toute personne, y compris à tout groupement dont cette dernière détient le contrôle ou auquel elle est affiliée, qui formule plusieurs demandes de puissance ayant le même objet ou un objet connexe et qui, lorsque ces demandes de puissance sont jointes, sont visées au deuxième alinéa de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) ou au paragraphe 1° de l'article 1.

Pour l'application du premier alinéa, le détenteur du contrôle des groupements suivants s'entend :

1° dans le cas d'une société par actions, du détenteur des actions conférant plus de 50 % des droits de vote ou de celui qui, autrement, a la possibilité d'en choisir la majorité des administrateurs;

2° dans le cas d'une société de personnes qui est une société en commandite, du commandité, et dans le cas de toute autre société de personnes, de l'associé qui peut déterminer les décisions collectives, le cas échéant;

3° dans le cas d'une fiducie, du fiduciaire.

Le détenteur du contrôle d'un groupement est également, lorsque ce groupement est le détenteur du contrôle d'un autre groupement, le détenteur du contrôle de ce dernier. En outre, sont affiliés les groupements qui ont un détenteur de leur contrôle commun.

3. Un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité n'est pas tenu d'obtenir une autorisation en vertu du deuxième alinéa de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) ou du paragraphe 1° de l'article 1 pour distribuer l'électricité à toute personne qui demande une puissance qui, sans excéder 50 mégawatts (MW), vise :

1° un projet visant principalement l'ajout d'unités d'habitation lorsque la puissance totale demandée est d'au moins 5 mégawatts (MW), mais en deçà de ce nombre pour chacune des unités, et que la demande pour la partie non résidentielle vise une puissance inférieure à 5 mégawatts (MW);

2° un projet :

a) d'un centre de services scolaire ou du Comité de gestion de la taxe scolaire de l'île de Montréal institués en vertu de la Loi sur l'instruction publique (chapitre I-13.3), du Centre de services scolaire du Littoral constitué en vertu du chapitre 125 des lois de 1966-1967, de la Commission scolaire crie, de la Commission scolaire Kativik ou du Comité naskapi de l'éducation constitué par la Loi sur l'instruction publique pour les autochtones cris, inuit et naskapis (chapitre I-14);

b) d'un collège d'enseignement général et professionnel institué en vertu de la Loi sur les collèges d'enseignement général et professionnel (chapitre C-29);

c) d'un établissement d'enseignement de niveau universitaire visé à l'un des paragraphes 1° à 11° de l'article 1 de la Loi sur les établissements d'enseignement de niveau universitaire (chapitre E-14.1);

d) de Santé Québec, d'un établissement visé à l'annexe II de la Loi sur la gouvernance du système de santé et de services sociaux (chapitre G-1.021), d'un établissement privé conventionné visé par cette loi, d'un établissement public ou privé conventionné visé par la Loi sur les services de santé et les services sociaux pour les Inuit et les Naskapis (chapitre S-4.2), de la Régie régionale de la santé et des services sociaux du Nunavik instituée par cette loi, de même que du Conseil cri de la santé et des services sociaux de la Baie James institué par la Loi sur les services de santé et les services sociaux pour les autochtones cris (chapitre S-5);

3° un projet d'électrification du transport collectif terrestre planifié, réalisé ou exploité par :

a) le ministre des Transports;

b) un organisme municipal au sens du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 5 de la Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels (chapitre A-2.1);

c) le Réseau de transport métropolitain;

d) l'Autorité régionale de transport métropolitain;

e) tout autre organisme à qui le gouvernement confie la responsabilité d'un tel projet conformément à la loi.

© Éditeur officiel du Québec, 2025

Pour l'application du paragraphe 2° du premier alinéa, le projet de l'organisme doit viser l'ajout ou l'amélioration d'un service dispensé par cet organisme dans l'accomplissement de sa mission.

4. Le présent règlement entre en vigueur le quinzième jour qui suit la date de sa publication à la *Gazette officielle du Québec*.

86943

© Éditeur officiel du Québec, 2025

COUR SUPÉRIEURE

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL
LOCALITÉ : QUÉBEC

N° : 500-17-131601-240

HYDRO-QUÉBEC

Partie demanderesse

c.

ÉNERGIE FLUMEN INC.

Partie défenderesse

LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC

Mise en cause

ACTE DE DÉSISTEMENT SANS FRAIS DE JUSTICE

La partie demanderesse, par l'entremise de ses avocats dûment autorisés, se désiste de sa demande en justice contre la défenderesse, Énergie Flumen Inc., et celle-ci, par l'entremise de ses avocats soussignés, acceptent un tel Acte de désistement sans frais de justice.

MONTRÉAL, ce 20 février 2026

McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l.

MCCARTHY TÉTRAULT S.E.N.C.R.L.
Me Jean Lortie
Me Rosemarie Sarrazin
Me Olivier Weir
Avocats de l'intimée Hydro-Québec
2500 - 1000, rue De La Gauchetière Ouest
Montréal (Québec) H3B 0A2
Téléphone : 514 397-4146 / 4121
Télécopieur : 514 875-6246
Avocats de la partie demanderesse

MONTRÉAL, ce 20 février 2026

Fasken Martineau DuMoulin s.e.n.c.r.l., s.r.l.

FASKEN MARTINEAU DUMOULIN S.E.N.C.R.L.
Me Marie-Pierre Boudreau
Me Frédéric Legendre
800, rue du Square-Victoria
Bureau 3500
Montréal (Québec) H3C 0B4
Téléphone : 514-397-5120
Courriel : mboudreau@fasken.com
flegendre@fasken.com
Avocats de la partie défenderesse

MONTRÉAL, ce 23 février 2026

IMK s.e.n.c.r.l

IMK S.E.N.C.R.L.
Me Raphaël Lescop
Me Étienne Morin-Lévesque
Avocats de la partie Mise en cause
3500, Blvd De Maisonneuve Ouest, suite
1400 Westmount (Québec) H3Z 3C1
Courriel : rlescop@imk.ca
emlevesque@imk.ca

N° : 500-17-131601-240
COUR SUPÉRIEURE
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

c.

ÉNERGIE FLUMEN INC.

Défenderesse

-et-

LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC.

Mise en cause

ACTE DE DÉSISTEMENT
SANS FRAIS DE JUSTICE

ORIGINAL

Me Jean Lortie / Me Rosemarie Sarrazin / Me Olivier Weir
Notre référence : 745144-585471

BC0847
McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l.
Avocats ● Agents de brevets et marques de commerce

Bureau MZ400
1000 rue De La Gauchetière Ouest
Montreal (Quebec) H3B 0A2
Tel. : 514 397-4100
Téléc : 514 875-6246
Notification@mccarthy.ca

From: Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Sent: March 11, 2026 12:48 PM
To: Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Subject: Re: Dossier R-4333-2026

Merci

Téléchargez Outlook pour iOS

De : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Envoyé : Wednesday, March 11, 2026 10:16:03 AM
À : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Objet : Dossier R-4333-2026

Diffusion restreinte

Bonjour M. McDougall,

Voici, tel que discuté hier : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/audiences-en-cours/distribution/r-4333-2026

Salutations,

Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale principale
Développement des affaires et grandes entreprises
Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

From: Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Sent: May 1, 2026 11:47 AM
To: Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Cc: Ambroise Lalloz <ambroise@firstblock.com>; Côté-Banville, Michèle <Cote-Banville.Michele@hydroquebec.com>; Gabriel Angeli <gabriel@firstblock.com>
Subject: Re: Flumen - Estimation des frais de report – Suspension des travaux de raccordement

Bonjour Madame Adornato,

Tel que discuté pour faire suite à votre courriel du 29 avril dernier nous aimerions vous demander un report de 12 mois.

Cependant nous aimerions vous rappeler que cette demande de report est causée par la demande d'augmentation de prix à 13 cents/kWh qu'Hydro Québec a soumis devant La Régie de l'énergie.

Il se peut que la décision de la Régie de l'énergie soit rendue bien avant 12 mois alors à ce moment là nous essayerons de réviser notre demande de report.

Merci

Salutations,

Brian
Énergie Flumen Inc.
Tel: 418-894-0193

Téléchargez Outlook pour iOS

De : Adornato, Liana <Adornato.Liana@hydroquebec.com>
Envoyé : mercredi, avril 29, 2026 4:59 p.m.
À : Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Cc : Ambroise Lalloz <ambroise@firstblock.com>; Côté-Banville, Michèle <Cote-Banville.Michele@hydroquebec.com>
Objet : Flumen - Estimation des frais de report – Suspension des travaux de raccordement

Diffusion restreinte

Bonjour M. McDougall,

Conformément à votre demande et en référence à l'article 13 (« Suspension et report ») de l'Entente de raccordement en moyenne tension conclue entre Énergie Flumen Inc. et Hydro-Québec le 26 novembre 2025, vous trouverez ci-dessous une estimation des frais de report applicables advenant une demande officielle de suspension des travaux de votre part.

Sur la base des calculs effectués conformément à l'article 13.1 de l'Entente, les estimations préliminaires sont les suivantes :

1. **Report de 3 mois** (du 1er mai au 31 juillet 2026) : **700 $**
2. **Report de 6 mois** (du 1er mai au 31 octobre 2026) : **1 300 $**
3. **Report de 12 mois** (du 1er mai 2026 au 30 avril 2027) : **2 500 $**

Ces montants sont fournis à titre indicatif seulement, sont présentés avant les taxes applicables et demeurent sujets à révision au coût réel, conformément aux articles 13.1 et 13.2 de l'Entente. Tel que stipulé à l'article 13.3, les frais de report ne sont pas remboursables par Hydro-Québec.

Conformément à l'article 13.2 de l'Entente, à la suite de votre choix parmi les 3 périodes de suspension proposées, Hydro-Québec procédera à l'émission d'une facture basée sur l'estimation des frais de report applicable, payable dans les 30 jours suivant la date de la facture.

Nous vous remercions de bien vouloir nous confirmer d'ici vendredi le scénario que vous souhaitez privilégier.

Cordialement,

Liana Adornato (elle)
Déléguée commerciale principale
Développement des affaires et grandes entreprises
Direction Développement des affaires et grandes entreprises
Tél. : 514-757-8146

hydroquebec.com/affaires

Conjuguez transition énergétique et compétitivité avec le programme Solutions efficaces et nos offres liées à la gestion de la puissance.

Hydro Québec

N° de facture 888255
6 mai 2026

Facturer à

Énergie Flumen Inc.
ATT. Brian McDougall , Président
Saint-Antonin Québec G0L 2J0

Conditions

NET 30 JOURS
Frais d'administration de 1,2%/mois (14,4%/an) calculés à partir de la date d'échéance de la facture

Payable à Hydro-Québec Revenus autres

C.P. 2020 Trois-Rivières
Trois-Rivières, Qc, Canada
G9A 5M6
.

Références

N° de client**109690743**

Lieu de consommation ou adresse de livraison

Personne-ressource

Revenusautresfacturationetpaiement2@hydroquebec.com
Représentant-Revenus autres
1 866 997-9998
N° réf. interne:**DCL-22785215**

Information détaillée

Entente de raccordement en moyenne tension intervenue le 26 novembre 2025	
Frais de report pour suspension des travaux du 1er mai 2026 au 30 avril 2027 (12 mois)	**2 437,41**
Montant facturé	**2 437,41**
No. TPS : 11944 9775 RT0001 5,000%	**121,87**
No. TVQ : 1000042605 TQ0020 9,975%	**243,13**
Payable au plus tard le 5 juin 2026	**2 802,41 $ CAD**

⚠ Payable par chèque ou à HYDRO-QUÉBEC REVENUS AUTRES sur le site de votre institution financière.

✂ ----------

Énergie Flumen Inc.
ATT. Brian McDougall , Président
2009 1er Rang
Saint-Antonin Québec G0L 2J0

N° de facture (Revenus autres)

888255

N° de référence du paiement

61096907433

Hydro Québec

2 802,41 $ CAD

Projet de règlement

Loi sur la Régie de l'énergie
(chapitre R-6.01)

Application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie concernant l'autorisation pour distribuer l'électricité

Avis est donné par les présentes, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (chapitre R-18.1), que le projet de règlement d'application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie concernant l'autorisation pour distribuer l'électricité, dont le texte apparaît ci-dessous, pourra être édicté par le gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de la présente publication.

Ce projet de règlement détermine, aux fins de l'application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01), des cas, autres que ceux visés au deuxième alinéa de cet article 76, et des conditions selon lesquels un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité doit demander l'autorisation au ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie pour distribuer l'électricité et des cas dans lesquels le titulaire n'est pas tenu d'obtenir une autorisation en vertu de cet alinéa.

Le projet de règlement prévoit notamment qu'un titulaire doit demander l'autorisation pour distribuer l'électricité à toute personne qui demande une puissance qui, additionnée à celle que le titulaire a été autorisé à lui distribuer en vertu de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) au cours des 4 années qui précèdent la date de cette demande ou que le titulaire a consenti à lui distribuer au cours de cette même période, pour une même utilisation de l'électricité et pour un même emplacement, est d'au moins 50 kilowatts (kW), dans le cas d'une demande qui a pour objet un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à des fins de minage de cryptomonnaie, ou d'au moins 5 mégawatts (MW), dans le cas de toute autre demande.

Le projet de règlement prévoit également qu'un titulaire doit, dans certains cas, demander l'autorisation pour distribuer l'électricité à toute personne qui projette de modifier son utilisation de l'électricité à un même emplacement. En outre, il prévoit dans quels cas un titulaire doit demander l'autorisation pour distribuer l'électricité à toute personne, y compris tout groupement dont elle détient le contrôle ou auquel elle est affiliée, qui formule plusieurs demandes de puissance pour une même utilisation de l'électricité et pour un même emplacement et détermine les cas où un tel contrôle ou une telle affiliation existe.

Enfin, le projet de règlement prévoit des cas et des conditions dans lesquels une autorisation n'est pas requise pour certains projets d'habitation, pour des projets réalisés par certains organismes publics et pour des projets d'électrification du transport collectif terrestre.

Des renseignements additionnels concernant ce projet de règlement peuvent être obtenus en s'adressant à monsieur Étienne Chabot, directeur général de l'électricité, ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, 5700, 4e Avenue Ouest, bureau A-402, Québec (Québec) G1H 6R1, téléphone : 418 691-5698, poste 3512, courriel : etienne.chabot@economie.gouv.qc.ca.

Toute personne intéressée ayant des commentaires à formuler au sujet de ce projet de règlement est priée de les faire parvenir par écrit, avant l'expiration du délai de 45 jours mentionné ci-dessus, à monsieur Étienne Chabot aux coordonnées mentionnées ci-dessus.

Le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie,
BERNARD DRAINVILLE

Règlement d'application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie concernant l'autorisation pour distribuer l'électricité

Loi sur la Régie de l'énergie
(chapitre R-6.01, a. 112, 1er al., par. 2.1° et 2.2°).

1. Un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité doit demander l'autorisation au ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie pour distribuer l'électricité à toute personne qui demande une puissance qui, additionnée à celle que le titulaire a été autorisé à lui distribuer en vertu de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) au cours des 4 années qui précèdent la date de cette demande ou que le titulaire a consenti à lui distribuer au cours de cette même période, pour une même utilisation de l'électricité et pour un même emplacement, est d'au moins 50 kilowatts (kW), dans le cas d'une demande qui a pour objet un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à des fins de minage de cryptomonnaie, ou d'au moins 5 mégawatts (MW), dans le cas de toute autre demande.

Pour l'application du présent règlement, on entend par :

« même utilisation de l'électricité » : l'exercice d'activités qui, selon leur regroupement dans un sous-secteur d'activité dans le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) Canada, publié par Statistique Canada, sont désignées par un même code à 3 chiffres;

© Éditeur officiel du Québec, 2026

« même emplacement » : un lieu sur lequel se trouve un ensemble d'installations adjacentes, situées ou non à la même adresse.

2. Un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité doit demander l'autorisation au ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie pour distribuer l'électricité à toute personne dans les cas suivants :

1° lorsqu'une puissance d'au moins 50 kilowatts (kW) est distribuée à une personne pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à des fins de minage de cryptomonnaie et que cette personne projette de modifier son utilisation de l'électricité pour exercer, au même emplacement, une autre activité désignée par le code 518 dans le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) Canada, publié par Statistique Canada;

2° lorsqu'une puissance d'au moins 50 kilowatts (kW) est distribuée à une personne pour une activité autre que l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à des fins de minage de cryptomonnaie et que cette personne projette de modifier son utilisation de l'électricité pour un tel usage au même emplacement;

3° lorsqu'une puissance d'au moins 5 mégawatts (MW) est distribuée à une personne et que cette personne projette de modifier son utilisation de l'électricité pour exercer, au même emplacement, une autre activité qui, selon son regroupement dans un sous-secteur d'activité dans le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) Canada, publié par Statistique Canada, est désignée par un code à 3 chiffres différent de celui désignant l'activité pour laquelle il utilise l'électricité.

3. Un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité doit demander l'autorisation au ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie pour distribuer l'électricité à toute personne, y compris à tout groupement dont cette dernière détient le contrôle ou auquel elle est affiliée, qui formule plusieurs demandes de puissance pour une même utilisation de l'électricité et pour un même emplacement qui, lorsqu'elles sont jointes, sont visées au deuxième alinéa de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) ou à l'article 1 du présent règlement.

Pour l'application du premier alinéa, le détenteur du contrôle des groupements suivants s'entend :

1° dans le cas d'une société par actions, du détenteur des actions conférant plus de 50 % des droits de vote ou de celui qui, autrement, a la possibilité d'en choisir la majorité des administrateurs;

2° dans le cas d'une société de personnes qui est une société en commandite, du commandité, et dans le cas de toute autre société de personnes, de l'associé qui peut déterminer les décisions collectives, le cas échéant;

3° dans le cas d'une fiducie, du fiduciaire.

Le détenteur du contrôle d'un groupement est également, lorsque ce groupement est le détenteur du contrôle d'un autre groupement, le détenteur du contrôle de ce dernier. En outre, sont affiliés les groupements qui ont un détenteur de leur contrôle commun.

4. Un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité n'est pas tenu d'obtenir une autorisation en vertu du deuxième alinéa de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) ou des dispositions du présent règlement pour distribuer l'électricité à toute personne qui demande une puissance qui, sans excéder 50 mégawatts (MW), vise :

1° un projet visant principalement l'ajout d'unités d'habitation lorsque la puissance totale demandée est d'au moins 5 mégawatts (MW), mais en deçà de ce nombre pour chacune des unités, et que la demande pour la partie non résidentielle vise une puissance inférieure à 5 mégawatts (MW);

2° un projet :

a) d'un centre de services scolaire ou du Comité de gestion de la taxe scolaire de l'île de Montréal institués en vertu de la Loi sur l'instruction publique (chapitre I-13.3), du Centre de services scolaire du Littoral constitué en vertu du chapitre 125 des lois de 1966-1967, de la Commission scolaire crie, de la Commission scolaire Kativik ou du Comité naskapi de l'éducation constitué par la Loi sur l'instruction publique pour les autochtones cris, inuit et naskapis (chapitre I-14);

b) d'un collège d'enseignement général et professionnel institué en vertu de la Loi sur les collèges d'enseignement général et professionnel (chapitre C-29);

c) d'un établissement d'enseignement de niveau universitaire visé à l'un des paragraphes 1° à 11° de l'article 1 de la Loi sur les établissements d'enseignement de niveau universitaire (chapitre E-14.1);

d) de Santé Québec, d'un établissement visé à l'annexe II de la Loi sur la gouvernance du système de santé et de services sociaux (chapitre G-1.021), d'un établissement privé conventionné visé par cette loi, d'un établissement public ou privé conventionné visé par la Loi sur les services de santé et les services sociaux pour les Inuit et les

© Éditeur officiel du Québec, 2026

Naskapis (chapitre S-4.2), de la Régie régionale de la santé et des services sociaux du Nunavik instituée par cette loi, de même que du Conseil cri de la santé et des services sociaux de la Baie James institué par la Loi sur les services de santé et les services sociaux pour les autochtones cris (chapitre S-5);

3° un projet d'électrification du transport collectif terrestre planifié, réalisé ou exploité par :

a) le ministre des Transports;

b) un organisme municipal au sens du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 5 de la Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels (chapitre A-2.1);

c) le Réseau de transport métropolitain;

d) l'Autorité régionale de transport métropolitain;

e) tout autre organisme à qui le gouvernement confie la responsabilité d'un tel projet conformément à la loi.

Pour l'application du paragraphe 2° du premier alinéa, le projet de l'organisme doit viser l'ajout ou l'amélioration d'un service dispensé par cet organisme dans l'accomplissement de sa mission.

5. Le présent règlement entre en vigueur le quinzième jour qui suit la date de sa publication à la *Gazette officielle du Québec*.

88010

© Éditeur officiel du Québec, 2026

Gouvernement du Québec

Décret 1241-2026, 12 août 2026

CONCERNANT le Règlement d'application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie concernant l'autorisation pour distribuer l'électricité

ATTENDU QUE, en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01), le gouvernement peut déterminer par règlement les cas, autres que ceux visés au deuxième alinéa de l'article 76 de cette loi, et les conditions selon lesquels un titulaire doit demander l'autorisation du ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie pour distribuer l'électricité;

ATTENDU QUE, en vertu du paragraphe 2.2° du premier alinéa de l'article 112 de cette loi, le gouvernement peut déterminer par règlement les cas dans lesquels le titulaire n'est pas tenu d'obtenir une autorisation en vertu du deuxième alinéa de l'article 76 de cette loi;

ATTENDU QUE, conformément aux articles 10 et 11 de la Loi sur les règlements (chapitre R-18.1), un projet de règlement d'application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie concernant l'autorisation pour distribuer l'électricité a été publié à la Partie 2 de *la Gazette officielle du Québec* du 13 mai 2026 avec avis qu'il pourra être édicté par le gouvernement à l'expiration d'un délai de 45 jours à compter de cette publication;

ATTENDU QU'il y a lieu d'édicter ce règlement sans modification;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie :

QUE le Règlement d'application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie concernant l'autorisation pour distribuer l'électricité, annexé au présent décret, soit édicté.

Le greffier du Conseil exécutif,
DAVID BAHAN

Règlement d'application de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie concernant l'autorisation pour distribuer l'électricité

Loi sur la Régie de l'énergie
(chapitre R-6.01, a. 112, 1er al., par. 2.1° et 2.2°).

1. Un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité doit demander l'autorisation au ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie pour distribuer l'électricité à toute personne qui demande une puissance qui, additionnée à celle que le titulaire a été autorisé à lui distribuer en vertu de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) au cours des 4 années qui précèdent la date de cette demande ou que le titulaire a consenti à lui distribuer au cours de cette même période, pour une même utilisation de l'électricité et pour un même emplacement, est d'au moins 50 kilowatts (kW), dans le cas d'une demande qui a pour objet un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à des fins de minage de cryptomonnaie, ou d'au moins 5 mégawatts (MW), dans le cas de toute autre demande.

Pour l'application du présent règlement, on entend par :

« même utilisation de l'électricité » : l'exercice d'activités qui, selon leur regroupement dans un sous-secteur d'activité dans le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) Canada, publié par Statistique Canada, sont désignées par un même code à 3 chiffres;

« même emplacement » : un lieu sur lequel se trouve un ensemble d'installations adjacentes, situées ou non à la même adresse.

2. Un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité doit demander l'autorisation au ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie pour distribuer l'électricité à toute personne dans les cas suivants :

1° lorsqu'une puissance d'au moins 50 kilowatts (kW) est distribuée à une personne pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à des fins de minage de cryptomonnaie et que cette personne projette de modifier son utilisation de l'électricité pour exercer, au même emplacement, une autre activité désignée par le code 518 dans le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) Canada, publié par Statistique Canada;

2° lorsqu'une puissance d'au moins 50 kilowatts (kW) est distribuée à une personne pour une activité autre que l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs

© Éditeur officiel du Québec, 2026

à des fins de minage de cryptomonnaie et que cette personne projette de modifier son utilisation de l'électricité pour un tel usage au même emplacement;

3° lorsqu'une puissance d'au moins 5 mégawatts (MW) est distribuée à une personne et que cette personne projette de modifier son utilisation de l'électricité pour exercer, au même emplacement, une autre activité qui, selon son regroupement dans un sous-secteur d'activité dans le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) Canada, publié par Statistique Canada, est désignée par un code à 3 chiffres différent de celui désignant l'activité pour laquelle il utilise l'électricité.

3. Un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité doit demander l'autorisation au ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie pour distribuer l'électricité à toute personne, y compris à tout groupement dont cette dernière détient le contrôle ou auquel elle est affiliée, qui formule plusieurs demandes de puissance pour une même utilisation de l'électricité et pour un même emplacement qui, lorsqu'elles sont jointes, sont visées au deuxième alinéa de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) ou à l'article 1 du présent règlement.

Pour l'application du premier alinéa, le détenteur du contrôle des groupements suivants s'entend :

1° dans le cas d'une société par actions, du détenteur des actions conférant plus de 50 % des droits de vote ou de celui qui, autrement, a la possibilité d'en choisir la majorité des administrateurs;

2° dans le cas d'une société de personnes qui est une société en commandite, du commandité, et dans le cas de toute autre société de personnes, de l'associé qui peut déterminer les décisions collectives, le cas échéant;

3° dans le cas d'une fiducie, du fiduciaire.

Le détenteur du contrôle d'un groupement est également, lorsque ce groupement est le détenteur du contrôle d'un autre groupement, le détenteur du contrôle de ce dernier. En outre, sont affiliés les groupements qui ont un détenteur de leur contrôle commun.

4. Un titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité n'est pas tenu d'obtenir une autorisation en vertu du deuxième alinéa de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) ou des dispositions du présent règlement pour distribuer l'électricité à toute personne qui demande une puissance qui, sans excéder 50 mégawatts (MW), vise :

1° un projet visant principalement l'ajout d'unités d'habitation lorsque la puissance totale demandée est d'au moins 5 mégawatts (MW), mais en deçà de ce nombre pour chacune des unités, et que la demande pour la partie non résidentielle vise une puissance inférieure à 5 mégawatts (MW);

2° un projet :

a) d'un centre de services scolaire ou du Comité de gestion de la taxe scolaire de l'île de Montréal institués en vertu de la Loi sur l'instruction publique (chapitre I-13.3), du Centre de services scolaire du Littoral constitué en vertu du chapitre 125 des lois de 1966-1967, de la Commission scolaire crie, de la Commission scolaire Kativik ou du Comité naskapi de l'éducation constitué par la Loi sur l'instruction publique pour les autochtones cris, inuit et naskapis (chapitre I-14);

b) d'un collège d'enseignement général et professionnel institué en vertu de la Loi sur les collèges d'enseignement général et professionnel (chapitre C-29);

c) d'un établissement d'enseignement de niveau universitaire visé à l'un des paragraphes 1° à 11° de l'article 1 de la Loi sur les établissements d'enseignement de niveau universitaire (chapitre E-14.1);

d) de Santé Québec, d'un établissement visé à l'annexe II de la Loi sur la gouvernance du système de santé et de services sociaux (chapitre G-1.021), d'un établissement privé conventionné visé par cette loi, d'un établissement public ou privé conventionné visé par la Loi sur les services de santé et les services sociaux pour les Inuit et les Naskapis (chapitre S-4.2), de la Régie régionale de la santé et des services sociaux du Nunavik instituée par cette loi, de même que du Conseil cri de la santé et des services sociaux de la Baie James institué par la Loi sur les services de santé et les services sociaux pour les autochtones cris (chapitre S-5);

3° un projet d'électrification du transport collectif terrestre planifié, réalisé ou exploité par :

a) le ministre des Transports;

b) un organisme municipal au sens du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 5 de la Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels (chapitre A-2.1);

c) le Réseau de transport métropolitain;

d) l'Autorité régionale de transport métropolitain;

© Éditeur officiel du Québec, 2026

e) tout autre organisme à qui le gouvernement confie la responsabilité d'un tel projet conformément à la loi.

Pour l'application du paragraphe 2° du premier alinéa, le projet de l'organisme doit viser l'ajout ou l'amélioration d'un service dispensé par cet organisme dans l'accomplissement de sa mission.

5. Le présent règlement entre en vigueur le quinzième jour qui suit la date de sa publication à la *Gazette officielle du Québec*.

88838

© Éditeur officiel du Québec, 2026

Le 14 septembre 2023

Groupe Stratégies et développement
Édifice Jean-Lesage
75, boul. René-Lévesque Ouest, 17e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4

PAR COURRIEL

Brian McDougall
Rivière-du-Loup
Québec

Objet : Projet hydroélectrique de Saint-Antonin

Monsieur McDougall,

Pour donner suite à nos échanges des mois derniers, je vous confirme, par la présente, que Hydro-Québec, dans le cadre de ses activités de production, est effectivement intéressée à entreprendre des discussions avec vous afin de voir la faisabilité de signer un contrat d'achat d'électricité concernant votre projet situé à Saint-Antonin dans la municipalité régionale de comté de Rivière-du-Loup.

Nous vous invitons donc à nous soumettre une proposition comportant une modélisation de la production anticipée, un échéancier sommaire de réalisation du projet ainsi que le prix (exprimé en MWh) que vous souhaitez obtenir. Nous sommes prêts à discuter d'un contrat à court ou long terme (plus de 25 ans) selon ce qui vous apparaîtra le plus raisonnable dans la réalisation de votre projet.

À la suite de la réception et l'analyse de cette proposition, nous nous engageons à mener un processus de négociation portant sur les prix et les conditions contractuelles d'une éventuelle entente avec vous ou une société de projet que vous aurez constituée pour la réalisation de ce projet. Bien entendu, vous comprendrez que notre rôle est de procurer une énergie à un coût commercialement raisonnable au bénéfice de l'ensemble de nos clients. Cependant nous sommes confiants de pouvoir parvenir à une entente qui satisfera ici l'ensemble des parties.

Dans l'attente de votre proposition, veuillez recevoir, M. McDougall, l'expression de mes salutations distinguées.

François Morin
Délégué principal – Développement des affaires

Dir. Développement des affaires

Cc Érik Bellavance, Directeur-Développement des affaires

From: Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Sent: February 21, 2024 10:50 PM
To: Morin, François [12] <Morin.Francois12@hydroquebec.com>
Cc: Bryan Moloughney <bryan.moloughney@scequinox.ca>
Subject: Re: Lettre d'intention- Saint-Antonin

Bonsoir Monsieur Morin,

Merci de m'avoir rencontré au Colloque de l'AQPER.

Voici ci-joint l'étude de faisabilité ainsi que trois annexes en appui pour la construction et mise en service d'une minicentrale hydroélectrique sur la propriété de Winston Hydro Inc. à Saint Antonin.

Si possible nous aimerions savoir environ quel délai vous croyez avoir besoin avant de pouvoir nous revenir.

Nous (notre consultant et moi) sommes disponible au moment opportun pour une rencontre ou un appel Teams afin de répondre aux questions.

Merci d'avance.

Bien à vous,

Brian McDougall
Winston Hydro Inc.
Tél: 418-894-0193

From: Morin, François [12] <Morin.Francois12@hydroquebec.com>
Sent: September 15, 2023 10:31 AM
To: Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Cc: Bellavance, Érik <bellavance.erik@hydroquebec.com>; Sutherland, Gary <sutherland.gary@hydroquebec.com>
Subject: Lettre d'intention- Saint-Antonin

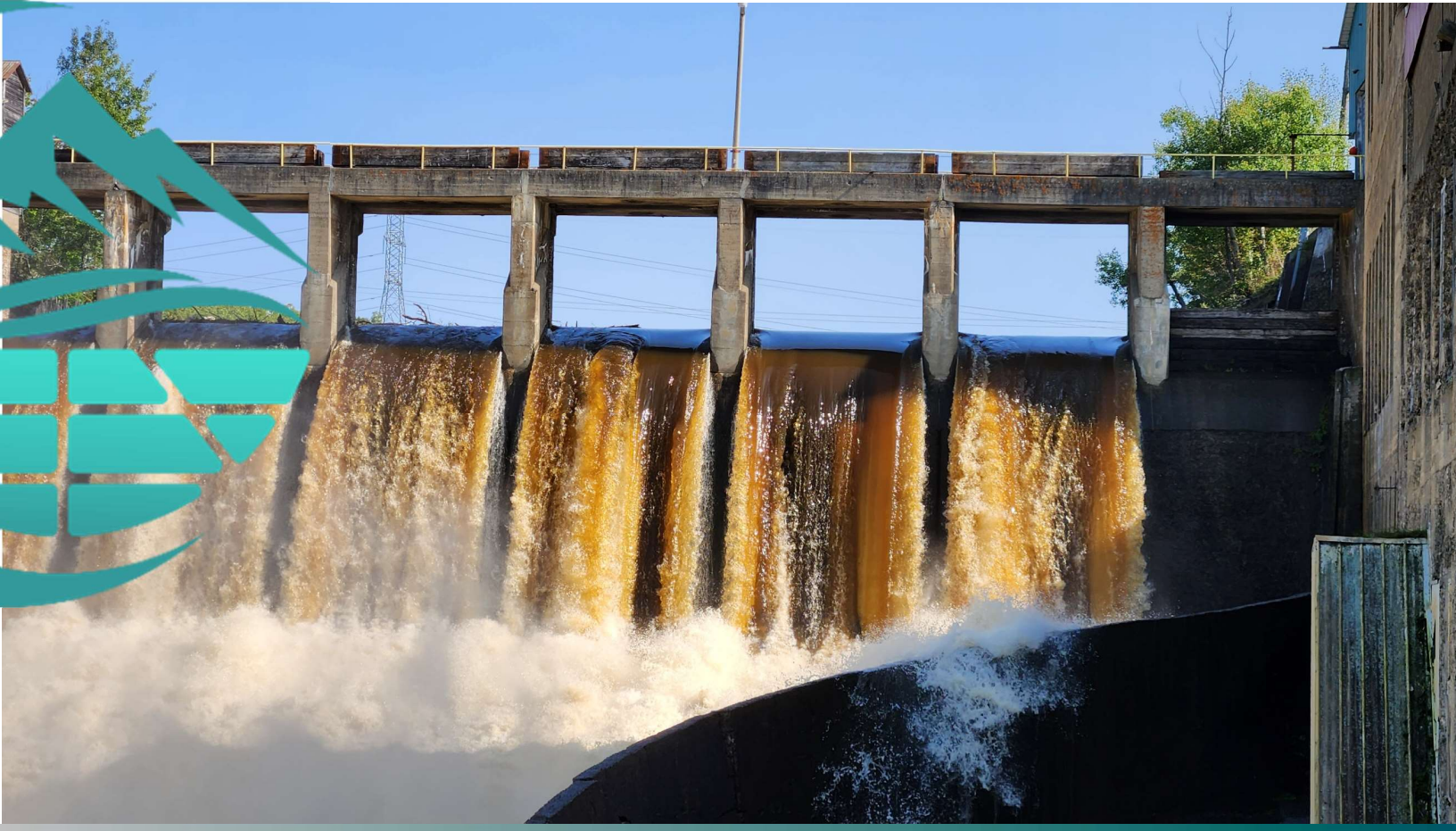
Bonjour M McDougall,

Tel que discuté précédemment.

Bonne journée

François Morin
Délégué principal – Développement des affaires
Dir. Développement des affaires
Groupe Stratégies et développement
Édifice Jean-Lesage
75, boul. René-Lévesque Ouest, 17e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
(438)860-9286
Morin.Francois12@hydroquebec.com

hydroquebec.com



ÉTUDE DE FAISABILITÉ
CENTRALE SAINT-ANTONIN

Présenté à qui de droit, Hydro-Québec
Rédigé par les Services de construction Equinox
Numéro de projet #223160
2024-02-21 Émission finale

EQUINOX

Registre d'approbation et mise en contexte

Le présent document, intitulé « Étude de faisabilité – Centrale Saint Antonin » concerne le barrage X0000627, appartenant à Winston Hydro (Propriétaire). Rédigé par les Services de construction Equinox (SCE), il offre un portrait détaillé des aspects et critères d'évaluation à prendre en compte lors de la construction d'une petite centrale hydroélectrique, toute en réutilisant des structures existantes du Propriétaire.

Ceci fait suite à la réception de la lettre d'Hydro-Québec, intitulée « Projet hydroélectrique de Saint-Antonin » et transmise le 14 septembre 2023.

Avant tout, ce document présente les résultats d'une analyse énergétique, basée sur une hydrologie stable, des soumissions fermes et une analyse complète de la durée de vie du barrage.

À cet égard, toute utilisation de ce document par une tierce partie est strictement défendue. Son contenu constitue le jugement professionnel de l'ingénieur signataire ci-dessous.

Enfin, toute utilisation de ce document par un tiers engage la responsabilité de ce dernier.

Rédigé et intégré par

Bryan Moloughney Ing., M. Ing., PMP. (OIQ 5019085)

Tableau des révisions

No.	Titre de la révision	Date de la révision
1	Émission – Pour commentaires R0	2024-01-30
2	Émission – Pour commentaires RA	2024-02-16
3	Émission finale	2024-02-21

Sommaire exécutif

Les sections suivantes détaillent les aspects techniques, les analyses approfondies et les prévisions développées dans le cadre de cette Étude de faisabilité.

Le lecteur aura, suite à l'évaluation détaillée de ce rapport, une compréhension globale du projet concernant la remise en marche de la Centrale Saint-Antonin.

Plus particulièrement, Winston Hydro Inc., via ce projet, demande un contrat d'approvisionnement à long terme, renouvelable et indexé, ayant une durée minimale de 25 ans.

Winston Hydro Inc., au moyen des études présentées dans ce rapport, prévoit d'exporter un volume d'électricité à l'ampleur de 9 768 649 kWh/an au réseau de distribution locale, lequel comprend un volume minimal de production hivernal.

Or, le développeur du projet souhaite que l'électricité exportée au point de raccordement soit compensée au taux de $110 par MWh, indexée par an en fonction du taux d'indexation annuel émis par *le ministère des Finances du Québec*.

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

Table des matières

1. CONTEXTE GLOBAL ET COLLECTE DE DONNÉES. 6
1.1. Introduction 6
1.2. Emplacement du barrage 6
1.1. Relevé aérien par drone et numérisation 3D intérieure 7
1.2. Description des composantes du barrage 8
2. ANALYSE ÉNERGÉTIQUE ET QUALIFICATION TECHNIQUE 9
2.1. Objectif de l'analyse 9
2.2. ÉTAPE 1 : Revue des conditions hydrologiques 10
2.2.1. Provenance des données hydrologiques 10
2.2.2. Caractéristiques géomorphologiques du bassin versant 11
2.2.1. Élévations et chute brute 15
2.3. ÉTAPE 2 : Aménagement des équipements et considérations 16
2.3.1. Résumé de la proposition retenue 16
2.3.2. Caractéristiques des équipements de production proposés 17
2.3.3. Délimitation des travaux 17
2.3.4. Aménagement conceptuel 19
2.3.5. Aménagement standard SAXO vertical 20
2.3.1. Efficacités des turbines Saxo de Scotta 21
2.4. Modèle énergétique développé avec RETScreen PRO 22
3. VIABILITÉ DU PROJET 24
3.1. Raccordement du projet au réseau de distribution 24
3.2. Plan directeur relatif à la réalisation du projet 25
3.3. Flexibilité du projet et capacité hivernale 25
3.4. Choix et contrôle du site 25
3.5. Revue des autorisations gouvernementales 26
4. ANALYSE FINANCIÈRE DU PROJET 27
4.1. Analyse du coût de l'électricité 27
4.2. Analyse financière provenant de RETScreen PRO 27
4.2.1. Sommaire des coûts 28
4.2.2. Détails des coûts 28
4.3. Paramètres financiers 31
4.4. Résultats de l'analyse financière 31

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

4.5. Analyse de sensibilité 32
5. CONCLUSION 33
3. Références ..... **Erreur! Signet non défini.**

Liste des figures

Figure 1 : Carte de localisation du barrage X0000627 6
Figure 2 : Carte de localisation du barrage X0000627 par rapport à la ville Rivière-du-Loup 7
Figure 3 : Composantes du barrage X0000627 8
Figure 4 - Modèle numérique d'élévation (MNE) du bassin versant du barrage de Saint Antonin 12
Figure 5 : Courbe de débit classé 13
Figure 6 : Courbe de débits classés - Mensuelle 14
Figure 7 : Plancher des alternateurs 17
Figure 8 : Vue d'ensemble du plancher des turbines 18
Figure 9 : Vue d'ensemble du plancher des turbines 18
Figure 10: Aménagement conceptuel de Scotta 19
Figure 11: Aménagement SAXO standard 20
Figure 12 : Courbes de débits classés et de puissance 23

Liste des tableaux

Tableau 1: Débits classés 2002-2023 13
Tableau 2: Élévations et chute brute 15
Tableau 3: Caractéristiques des équipements de production proposés 17

Liste des annexes

No.	Description
A	Proposition de Scotta
B	Dessins de Scotta -Aménagement conceptuel, schéma de communication et dessin unifilaire
C	Décision du DPUC

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

1. CONTEXTE GLOBAL ET COLLECTE DE DONNÉES

1.1. Introduction

La société **Winston Hydro Inc.** a confié à **SCE (Services de construction Equinox)** la tâche d'élaborer le présent rapport, en recueillant les diverses informations qui y se trouvent.

Par la suite, cette section décrit les informations globales et spécifiques au barrage.

1.2. Emplacement du barrage

Le barrage de Saint-Antonin (X0000627) est situé sur la Rivière du Loup, à l'aval du barrage Morin (X0000730) et en amont du barrage de Rivière-du-Loup (X0000659).

Le barrage de Saint-Antonin se trouve au 2009 1er Rang, Saint-Antonin, QC, G0L 2J0 et correspond à l'ancienne usine de Pâtes Mohawk Ltée. Cette dernière est adjacente au barrage et située en rive gauche, sur la même la route d'accès principal, tel qu'illustré dans la Figure 1.



Figure 1 : Carte de localisation du barrage X0000627

D'un point de vue plus distant, le barrage Saint Antonin se trouve à environ 16 km de l'embouchure de la Rivière-du-Loup et à 15 minutes en voiture du centre de ville (voir la Figure 2).

Le barrage est situé dans la municipalité de Saint-Antonin, plus précisément dans la MRC de Rivière-du-Loup. Les coordonnées géographiques de l'ouvrage sont 47° 44' 56'' de latitude et 69° 31' 14'' (NAD83) de longitude.

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

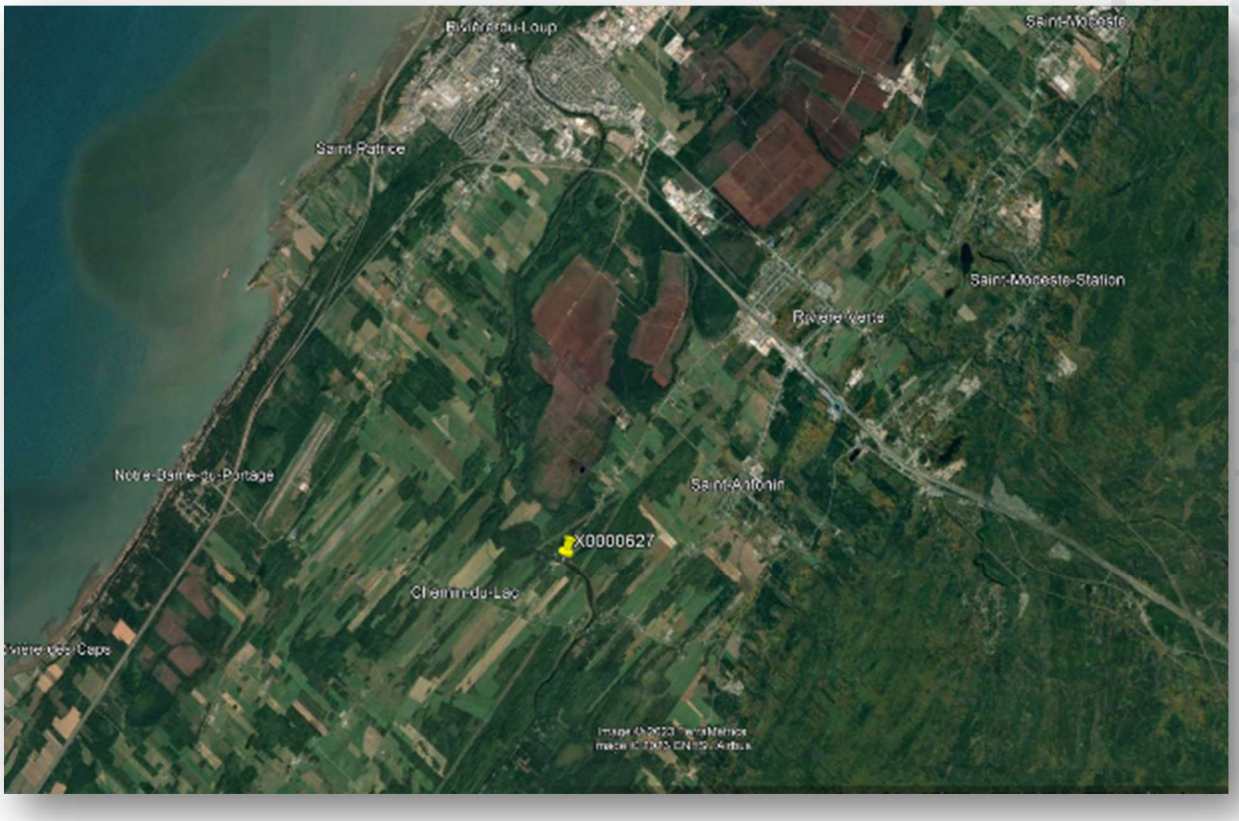


Figure 2 : Carte de localisation du barrage X0000627 par rapport à la ville Rivière-du-Loup

1.1. Relevé aérien par drone et numérisation 3D intérieure

Dans le cadre des diverses études requises au barrage de Saint Antonin, un relevé Lidar par drone a également été réalisé. De plus, une numérisation 3D de l'intérieur de la centrale, comprenant les niveaux de turbine et d'entreposage, a été menée par l'entreprise AOP.

Ces données sont disponibles sur demande et ont également été converties en visite virtuelle, disponible sous les liens suivants.

Modèle 3D de l'extérieur du barrage et de la centrale :

https://app.pointerra.io/shared/pc_vZhytK9HtqP5FsuNAhduHX

Visite virtuelle de l'intérieur du bâtiment qui abritera les nouveaux équipements :

https://app.pointerra.io/shared/pc_tXuVCQZN3xQcD2MfUR4ptQ

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

1.2. Description des composantes du barrage

Tel que présenté en 2008 par BPR (BPR, 2008), les différentes composantes du barrage sont celles indiquées dans la Figure 2.

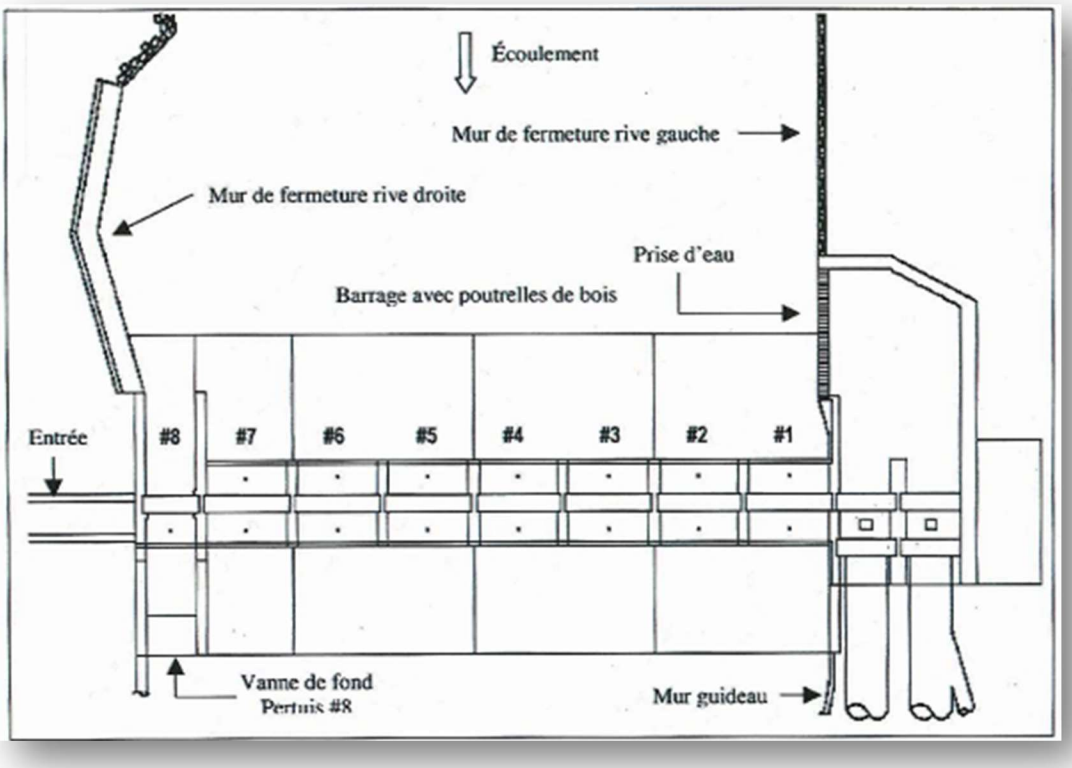


Figure 3 : Composantes du barrage X0000627

Le barrage, de type béton-gravité avec un noyau vide et composé de poutrelles en bois, est orienté nord-sud, alors que les murs de fermeture en rives gauche et droite sont orientés est-ouest. Le barrage inclut les composantes suivantes :

- Mur de fermeture rive droite en béton, avec une digue d'aile et un noyau formé d'un mur d'écran en béton à l'aval.
- Mur de fermeture en rive gauche composé de plusieurs sections (définies ultérieurement), avec un remblai et un mur d'écran en béton à l'aval.
- Barrage-évacuateur en béton incluant sept (7) pertuis de 4.65 m en largeur, avec des poutrelles en bois.
- Un huitième pertuis moins large que les sept premiers, mais abritant une vanne de fond.
- Mur guideau à l'aval en rive gauche.
- Prise d'eau, conduites forcées et canal de fuite de la centrale désaffecté.

Il convient également de noter que le barrage est également muni d'une digue de fermeture en rive droite mesurant 140 mètres de long, ainsi qu'une digue de fermeture en rive gauche.

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

2. ANALYSE ÉNERGÉTIQUE ET QUALIFICATION TECHNIQUE

2.1. Objectif de l'analyse

Cette analyse vise à évaluer la viabilité financière de la construction d'une petite centrale hydroélectrique en vue de vendre l'électricité produite à Hydro-Québec. Cette électricité sera fournie au réseau de distribution locale, selon la structure de réseau décrite dans la demande OASIS 105R.

Cette analyse passe par les différentes étapes listées ci-dessous :

- Étape 1 : Revue des conditions hydrologiques
- Étape 2 - Présentation de la solution turbine – alternateur et de l'aménagement conceptuel
- Étape 3 – Préparation d'un modèle énergétique avec RETScreen PRO

Par la suite, l'évaluation de la viabilité du projet, ainsi que l'analyse financière de ce dernier, sont présentées.

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

2.2. ÉTAPE 1 : Revue des conditions hydrologiques

2.2.1. Provenance des données hydrologiques

Les données hydrologiques disponibles concernent la Station 022513, Rivière-du-Loup, située à 1,4 km en aval du pont de la Route 185 sur ladite rivière et à environ 9,5 km en aval du barrage Saint-Antonin, soit la station la plus proche du profil en question. En plus de cette station hydrologique, les données de 022505, à 0.2 km en aval du barrage Morin sur la rivière Fourchue ont été consultés, tout comme l'étude d'évaluation de la sécurité de l'aménagement Morin pour le barrage du même nom, situé à environ 16 km du barrage de Saint Antonin.

Les débits de pointe ont été évalués grâce à l'analyse statistique standard, en définissant les quantiles d'une certaine période de retour.

Les débits de pointe ont également été analysés statistiquement pour les stations 022513 et 022505. En effet, nous disposons d'une période d'observation suffisamment longue pour évaluer les quantiles de périodes de retour spécifiques avec une certitude satisfaisante, nous permettant de comparer ensuite les résultats. À partir de l'analyse statistique, des dépendances fonctionnelles déjà définies pour les débits maximaux spécifiques d'une certaine période de retour ont été utilisées, à des fins de vérification et comme indicateur plus précis des débits de pointe sur le profil du barrage de Saint-Antonin. En plus de ce qui précède, le traitement des débits de pointe a été effectué en utilisant des courbes IDF de calcul des pluies, à savoir des débits de pointe de calcul à l'aide de la méthode NRCS. Les courbes IDF ont été utilisées afin d'obtenir les formes d'écoulement direct des hydrogrammes des débits de pointe, ces dernières grâces à l'analyse statistique des stations considérées.

Les débits évacués par le barrage Morin ont été mesurés par la station 022505, située à 200 m en aval de celui-ci. Cette station a été mise en service en 1943, soit l'année de construction du barrage. Le niveau du réservoir Morin est enregistré par la station 022501. L'historique des données archivées disponibles remonte à 1964.

Les apports journaliers au barrage Morin ont été principalement reconstitués par la Direction de l'expertise hydrique (DEH) du MELCC, en suivant une méthodologie classique (filtrage des données de niveau, puis reconstitution par bilan hydrique). De 2016 à 2019, les apports ont été comptabilisés par la Direction de l'exploitation avec la même méthode. La série d'apports reconstitués jugée fiable couvre la période de 1967 à 2019.

Les caractéristiques des stations hydrologiques et des stations prises en compte dans le cadre de ce projet sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1 - Stations hydrométriques dans le bassin versant

NUMÉRO DE STATION	LATITUDE	LONGITUDE	ZONE DE DRAINAGE [KM2]	PÉRIODE DE FONCTIONNEMENT
22505	47.65095	-69.51215	267	1970 - Ce jour
22513	47.82194	-69.51667	1042	1961 - Ce jour

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

2.2.2. Caractéristiques géomorphologiques du bassin versant

La Rivière-du-Loup est une rivière de l'est du Québec, au Canada, se déversant sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, à la hauteur de la ville de Rivière-du-Loup, laquelle fait partie de la municipalité régionale de comté (MRC) de Rivière-du-Loup, dans la région administrative du Bas-Saint-Laurent.

La Rivière-du-Loup prend sa source dans le lac Saint-Pierre, situé dans le canton géographique de Painchaud, soit la municipalité régionale du comté de Kamouraska, située dans les monts Notre-Dame et dans la zone d'exploitation contrôlée de la Zec Chapais. Ce lac est situé à 36,5 km (23 milles) à l'est de la côte sud-est du golfe du Saint-Laurent, à 20 km (12 milles) au sud-est du centre du village de Saint-Bruno-of-Kamouraska et à 20 km (12 milles) au sud-ouest du centre du village de Saint-Athanase.

La Rivière-du-Loup coule vers le nord sur 101,3 kilomètres (63 milles).

Les caractéristiques géomorphologiques du bassin versant ont été déterminées à l'aide du système d'information géographique Quantum (QgiS), en analysant le modèle numérique d'élévation. Le Tableau 2 illustre les caractéristiques géomorphologiques du bassin versant jusqu'au barrage de Saint Antonin.

Tableau 2 - Caractéristiques du bassin versant extraites de QGIS

PARAMÈTRE	VALEUR	UNITÉS DE MESURE
BASSIN VERSANT	954.91	Km2
PENTE MOYENNE SELON QGIS	6.13	%
PARCOURS D'ÉCOULEMENT LE PLUS LONG	18700.79	mètres
ALTITUDE MINIMALE	118.4	Mètres au-dessus du niveau de la mer
ALTITUDE MOYENNE	323	Mètres au-dessus du niveau de la mer
ALTITUDE MAXIMALE	~650	Mètres au-dessus du niveau de la mer

Le tableau précédent précise les caractéristiques de base du bassin versant, lesquelles constituent des paramètres essentiels du projet. Grâce au programme QGiS, les caractéristiques de base ont été établies et les images suivantes reprennent les caractéristiques mentionnées dudit bassin.

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

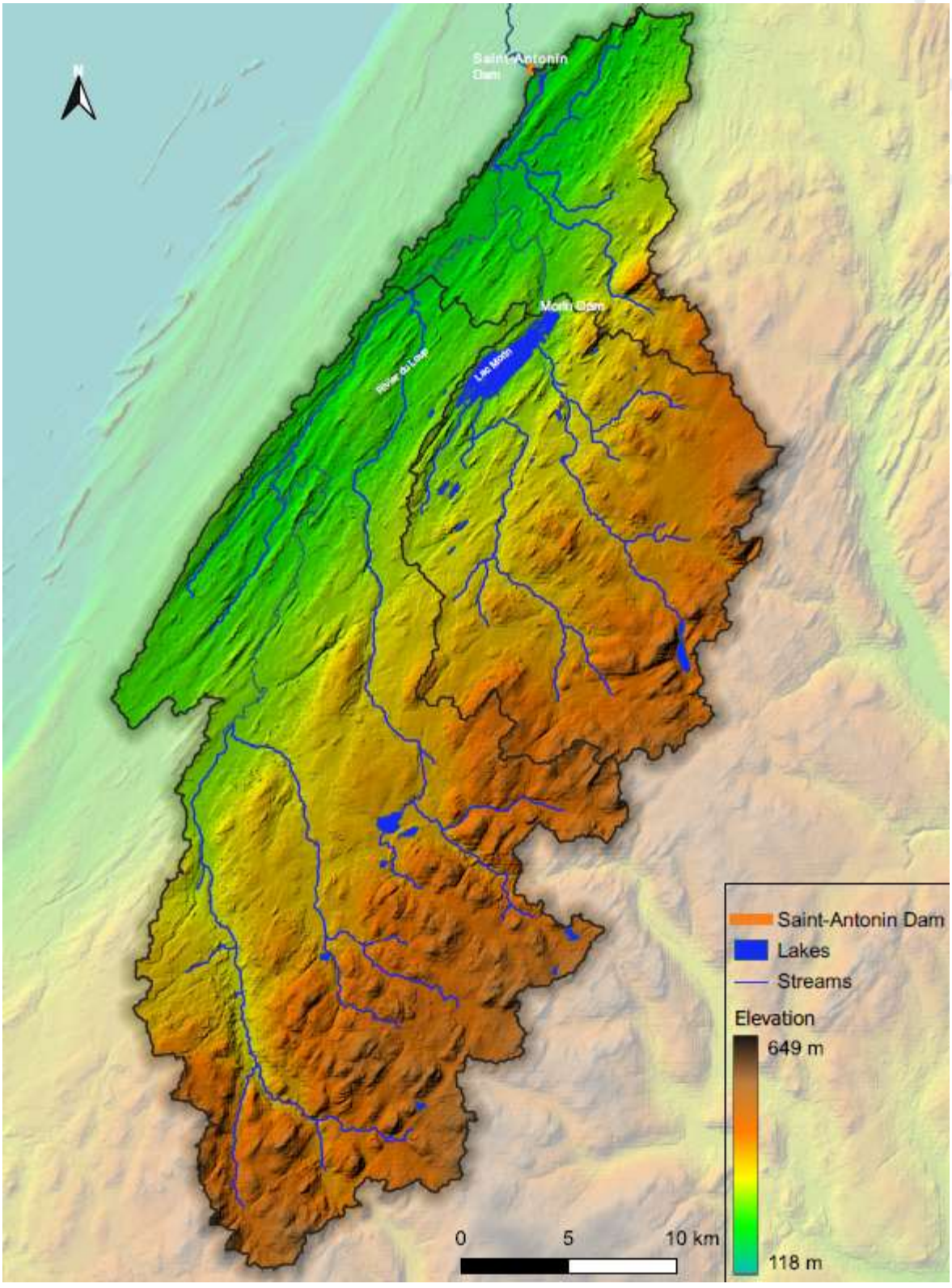


Figure 4 - Modèle numérique d'élévation (MNE) du bassin versant du barrage de Saint Antonin

L'analyse des données hydrologiques a été évaluée sur un historique des 25 dernières années, soit depuis 1998. Toutefois, le barrage Morin (immédiatement en amont) a été reconstruit en 2002, influençant considérablement la régulation des débits dans la retenue du barrage de Saint Antonin.

Or, cette amélioration a un impact positif sur la production énergétique de la centrale. Les différentes périodes ont donc été comparées afin de justifier l'utilisation de la période la plus représentative, soit de 2002 à 2023. Le graphique ci-dessous présente les courbes de débit classé.

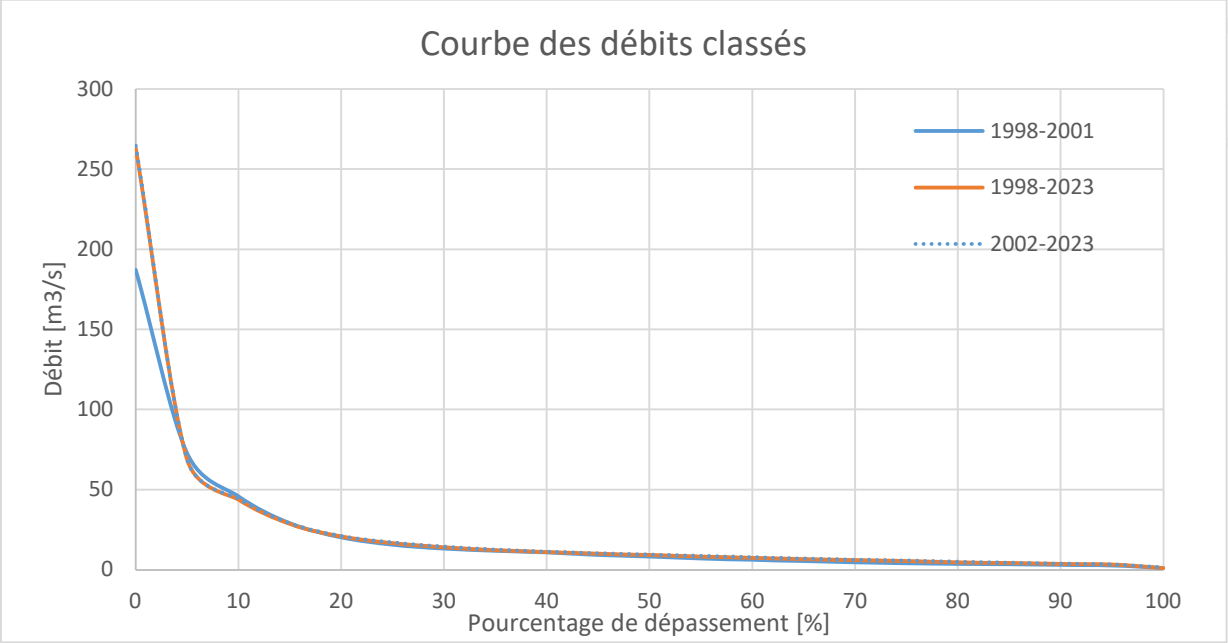


Figure 5 : Courbe des débits classés

Le tableau ci-dessous représente les débits de la période 2002 – 2023.

Tableau 1: Débits classés 2002-2023

DÉBIT (%)	DÉBIT (M³)	DÉBIT (%)	DÉBIT (M³)
0	253.33	**55**	8.38
5	66.04	**60**	7.56
10	42.58	**65**	6.77
15	27.83	**70**	6.06
20	20.23	**75**	5.60
25	16.40	**80**	4.86
30	13.87	**85**	4.28
35	12.13	**90**	3.73
40	10.91	**95**	3.28
45	9.92	**100**	1.44
50	9.15		

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

La courbe de débits classés, sur une base mensuelle, est présentée ci-dessous :

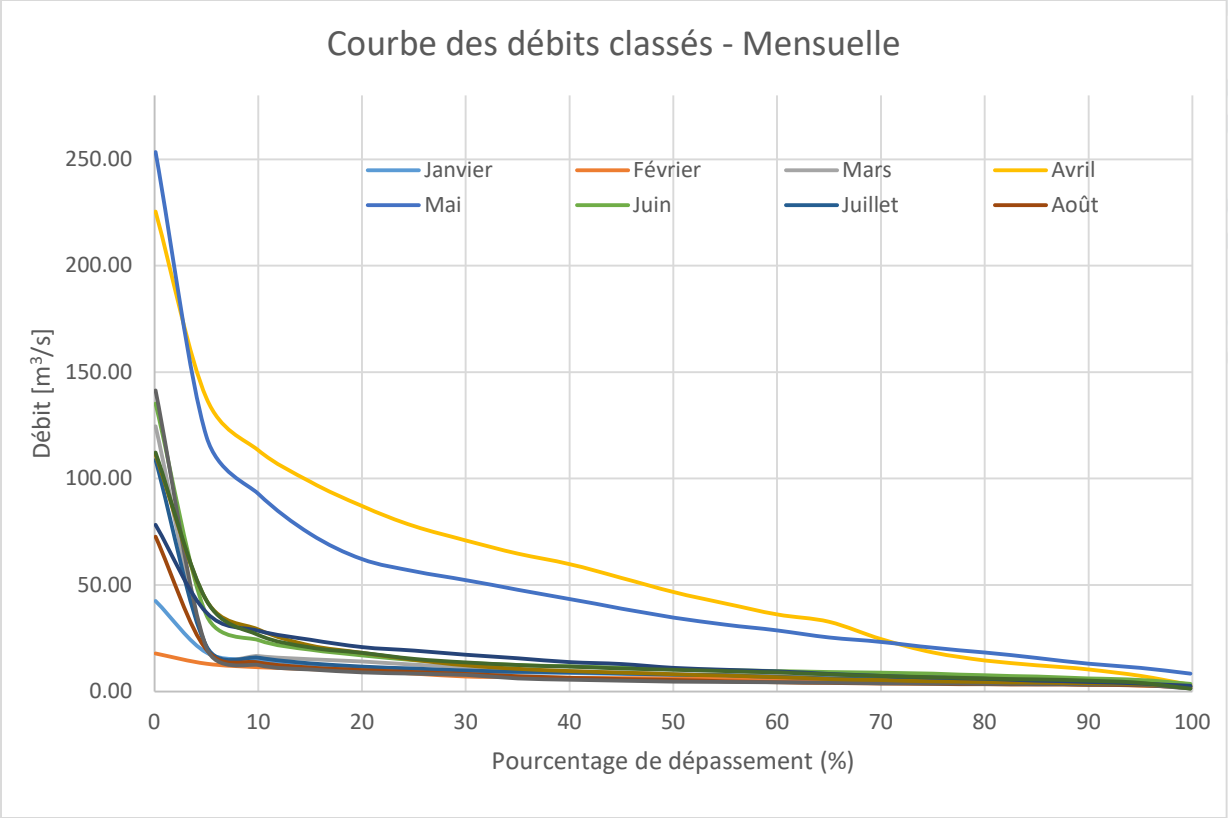


Figure 6 : Courbe des débits classés - Mensuelle

Ainsi, la moyenne mensuelle de ce débit est indiquée dans le tableau qui suit :

Table 3 : Débit moyen par mois

MOIS	DÉBIT MOYEN (M³/S)
JANVIER	8.79
FÉVRIER	6.72
MARS	10.63
AVRIL	55.29
MAI	45.96
JUIN	13.89
JUILLET	9.79
AOÛT	7.78
SEPTEMBRE	7.92
OCTOBRE	13.13
NOVEMBRE	14.89
DÉCEMBRE	14.03

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

2.2.1. Élévations et chute brute

Le tableau ci-dessous résume les niveaux d'eau considérés lors de l'étude.

Tableau 2: Élévations et chute brute

NIVEAUX D'OPÉRATION	VALEUR
NIVEAU D'OPÉRATION NORMAL (AMONT)	119.70 m
NIVEAU D'OPÉRATION MAXIMALE (AMONT)	120.00 m
NIVEAU D'EAU EN AVAL	103.80 m
VALEUR DE CHUTE BRUTE CONSIDÉRÉE	15.60 m *

**Il pourra être déduit que la valeur de chute brute considérée lors de la présente étude est en fait conservatrice. Toutefois, elle a été déterminée dans le but de permettre une variation de 0.3 m du niveau d'eau en aval. L'historique des niveaux d'eau en aval manque de documentation. Equinox considère alors que cette approche est au bénéfice du projet.*

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

2.3. ÉTAPE 2 : Aménagement des équipements et considérations

Étant donné les installations existantes, soit la prise d'eau, les conduites forcées et la centrale, il a été convenu de réutiliser celles-ci et de limiter les travaux de remplacement aux groupes turbines-alternateurs.

Des turbines de type « Francis » ont été évaluées lors de l'analyse initiale, puisque les turbines originales du moulin sont du même type. La technologie « Kaplan » a été ajoutée afin de comparer les capacités de production et les coûts de construction.

Plusieurs fournisseurs ont été abordés dans le cadre de l'analyse de solutions et les critères de conception suivants ont été utilisés pour pouvoir mener la comparaison.

- Estimation des installations nécessaires quant à la production d'électricité sur une période d'au moins 25 ans.
- Optimisation du débit disponible sur le site, en utilisant un niveau d'opération habituel de 119.80 (élévation géodésique) et un niveau d'eau maximale de 120.00.
- Le niveau d'eau aval est influencé par les crues saisonnières, mais cet impact est limité à 1 mètre de réduction dans la chute brute.

Enfin, lors de la prochaine phase du projet, des fournisseurs additionnels pourront être contactés afin de confirmer ou de remplacer les propositions reçues lors de la préparation du présent rapport.

2.3.1. Résumé de la proposition retenue

La proposition retenue pour la présente étude est celle de Scotta, une équipe basée en Italie depuis 1987, spécialisée dans les domaines de la conception, la construction et l'installation de centrales hydroélectriques.

Le tableau ci-dessous résume leur proposition et le détail de celle-ci peut être consulté en Annexe A.

CRITÈRE	SCOTTA
COÛT	€2.8M ($4.0M)
ÉTENDUE DE LA FOURNITURE	Deux solutions W2W (turbines, génératrices et équipements électriques)
TECHNOLOGIE SUGGÉRÉE	Turbines SAXO (ressemblant à des Kaplans)
TRAVAUX CIVILS	Mineurs, aucune excavation canal de fuite
LOCALISATION	Italie

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

2.3.2. Caractéristiques des équipements de production proposés

Le tableau ci-dessous résume les équipements proposés, selon la proposition initiale reçue de Scotta.

Tableau 3: Caractéristiques des équipements de production proposés

CARACTÉRISTIQUE		VALEUR
PUISSANCE INSTALLÉE (MW)		2.8
PUISSANCE MAXIMALE À TRANSPORTER (MW)		2.4
NOMBRE DE GROUPES TURBINE-ALTERNATEURS		2
	Type, manufacturier et modèle	Synchrone, Scotta, Saxo
	Puissance nominale en MW de chaque unité	1.4
	Facteur de puissance	80% (0.8)
LONGUEUR ESTIMÉE DU RÉSEAU COLLECTEUR EN KM		0.2

2.3.3. Délimitation des travaux

Il convient de centrer l'aménagement de la centrale sur les espaces suivants, soit le plancher des turbines à l'étage inférieur et le plancher des alternateurs, situé à l'étage supérieur.



Figure 7 : Plancher des alternateurs

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

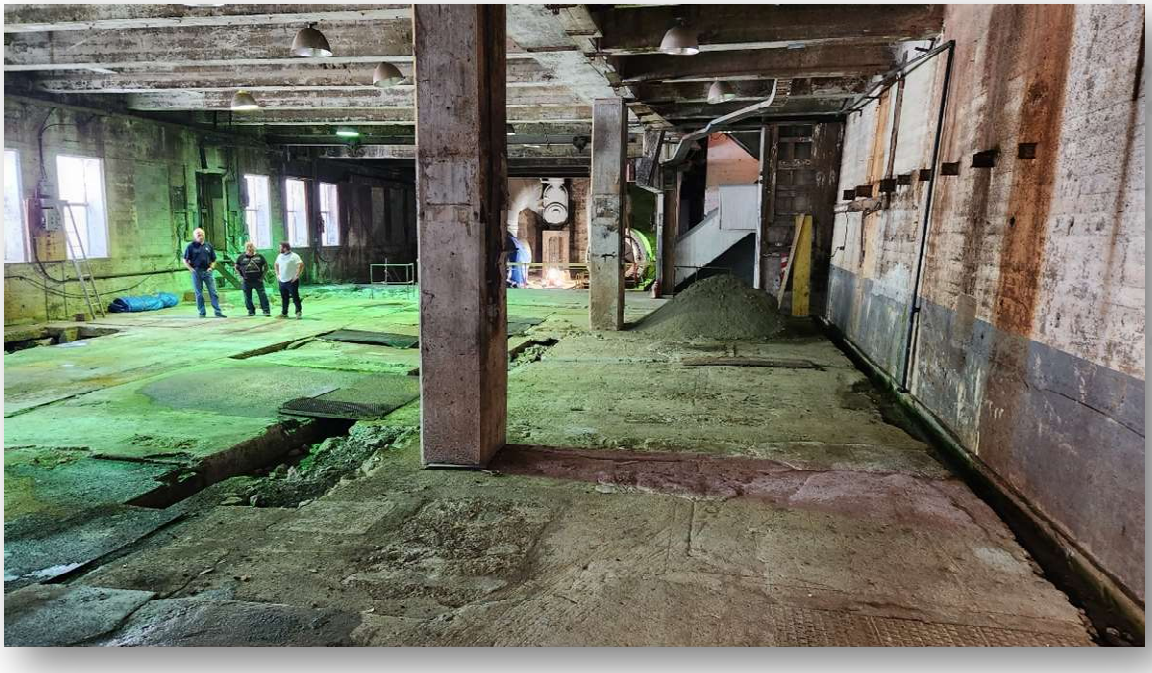


Figure 8 : Vue d'ensemble du plancher des turbines



Figure 9 : Vue d'ensemble du plancher des turbines

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

2.3.4. Aménagement conceptuel

L'aménagement conceptuel des nouveaux groupes turbine-alternateurs suivant le style SAXO vertical désaxé, développé par le turbinier Scotta, figure dans le dessin ci-dessous. Le format original est joint en Annexe B avec le dessin de communication sur le réseau, tout comme le dessin unifilaire.

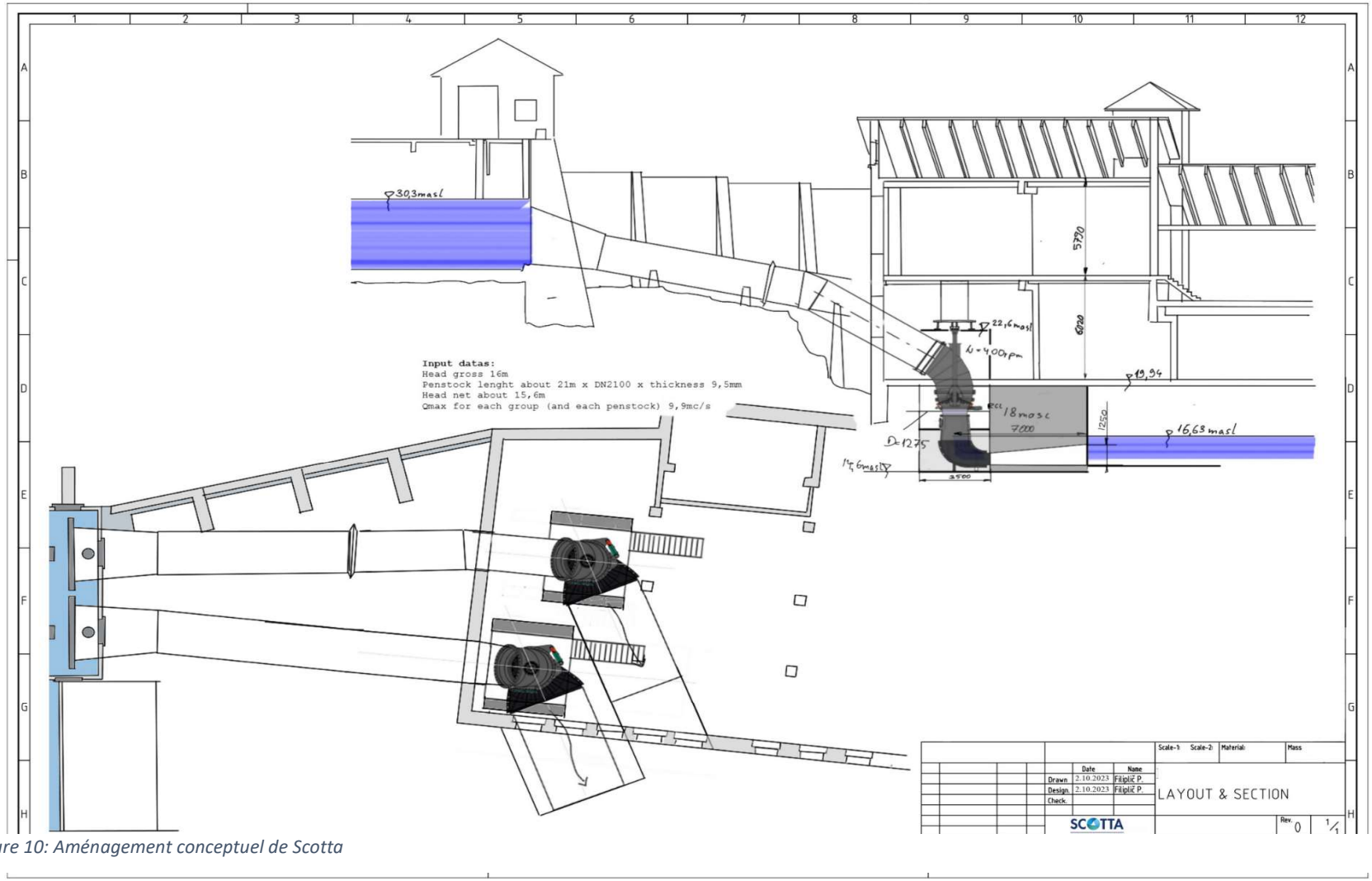


Figure 10: Aménagement conceptuel de Scotta

2.3.5. Aménagement standard SAXO vertical

L'aménagement standard d'une turbine SAXO verticale et axiale figure ci-dessous (Edvard Höfler, 2011/02/01).

L'avantage d'un aménagement SAXO versus Kaplan réside dans la réduction de la profondeur de l'aspirateur. Ainsi, un aménagement SAXO est avantageux par rapport au Francis puisque la courbe d'efficacité est plus attrayante.

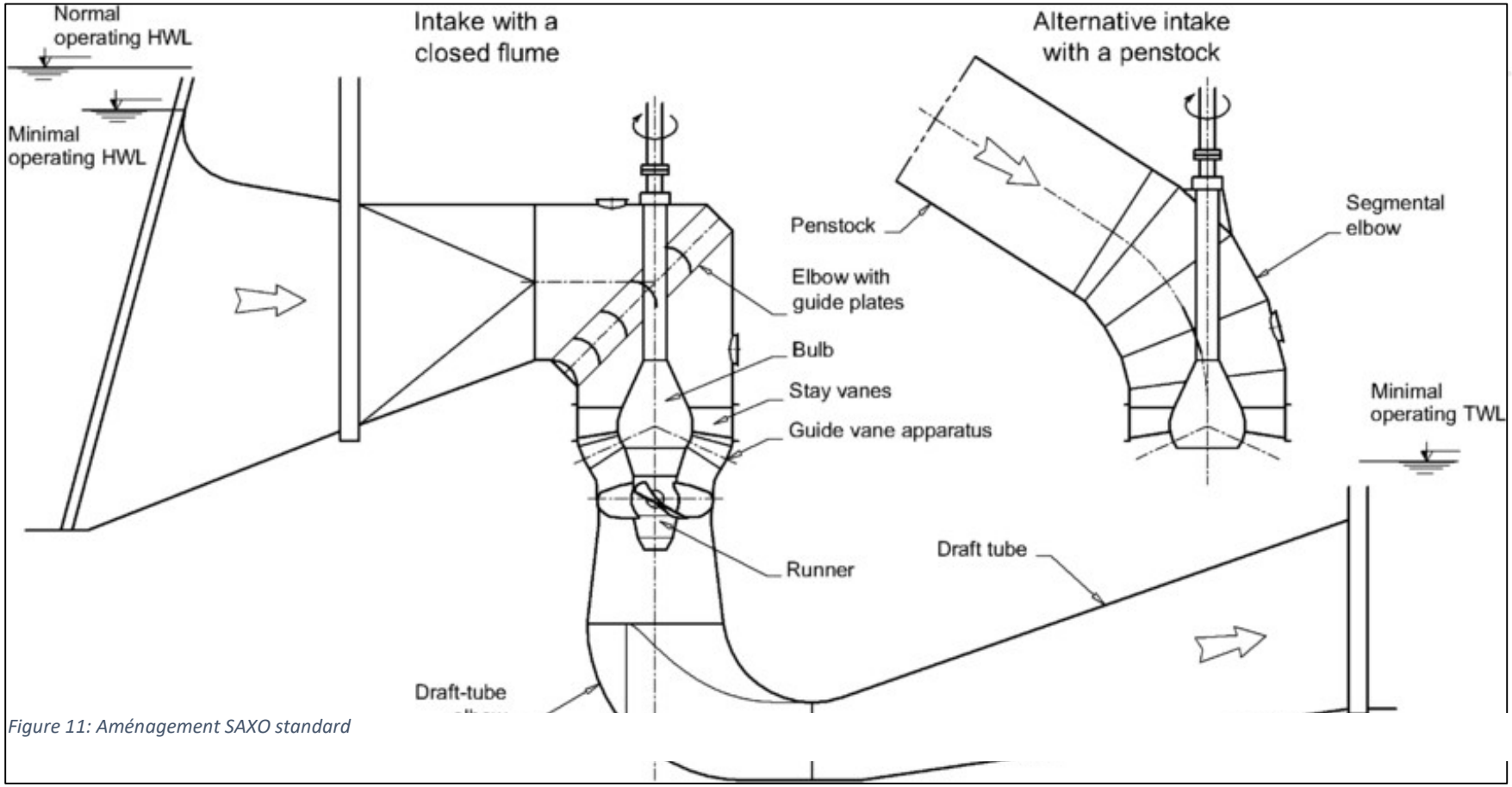


Figure 11: Aménagement SAXO standard

2.3.1. Efficacités des turbines Saxo de Scotta

Les turbines Saxo de Scotta, lorsque conçues pour la Centrale Saint Antonin avec une chute brute conservatrice de 15.60 m, présentent les efficacités listées dans le tableau ci-dessous.

Débit	Débit	Hauteur de chute nette	Débit G1	Débit G2	Rendement de turbine G1	Rendement de turbine G2
%	mcs	mt	mcs	mcs	%	%
0%	253.33	15.60	-	-	-	-
5%	66.04	15.60	9.90	9.90	91.07%	91.07%
10%	42.58	15.60	9.90	9.90	91.07%	91.07%
15%	27.83	15.60	9.90	9.90	91.07%	91.07%
20%	20.23	15.60	9.90	9.90	91.07%	91.07%
25%	16.4	15.60	8.20	8.20	91.50%	91.50%
30%	13.87	15.60	6.94	6.94	91.64%	91.64%
35%	12.13	15.60	6.07	6.07	90.96%	90.96%
40%	10.91	15.60	5.46	5.46	90.54%	90.54%
45%	9.92	15.60	9.92	-	91.07%	-
50%	9.15	15.60	9.15	-	91.40%	-
55%	8.38	15.60	8.38	-	91.60%	-
60%	7.56	15.60	7.56	-	91.64%	-
65%	6.77	15.60	6.77	-	91.40%	-
70%	6.06	15.60	6.06	-	91.05%	-
75%	5.6	15.60	5.60	-	90.80%	-
80%	4.86	15.60	4.86	-	90.30%	-
85%	4.28	15.60	4.28	-	89.50%	-
90%	3.73	15.60	3.73	-	87.80%	-
95%	3.28	15.60	3.28	-	85.80%	-
100%	1.44	15.60	1.44	-	75.40%	-

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

2.4. Modèle énergétique développé avec RETScreen PRO

Aussitôt les divers intrants précédents assemblés, un modèle de production énergétique a été développé avec le logiciel RETScreen Pro.

Ainsi, les divers facteurs de conceptions ci-dessous ont été utilités lors de l'élaboration de ce modèle.

- Hauteur de chute brute = 16 m
  - Niveau d'opération habituel en amont = 119.7 m
  - Niveau d'opération habituel en aval = 113.7 m
- Effet maximal de l'eau de fuite = 1 m
- Débit résiduel = 0 m^3/s
- % de disponibilité du débit garanti = 100%
- Débit garanti = 1.44 m^3/s
- Débit nominal de l'équipement m^3/s = 19.8 m^3/s, soit 9.9 m^3/s par turbine, ce qui revient au Qmax des conduites forcées existantes
- Coefficient de conception = 4.5

Les rendements standards de la base historique de RETScreen ont été conservés afin de paramétrer ce modèle :

- Rendement de pointe de la turbine = 92.2%
- Débit du rendement de pointe = 14.9 m^3/s
- Rendement de la turbine au débit nominal = 91.8%
- Pertes hydrauliques maximales = 5%
- Pertes diverses = 3%
- Rendement du générateur = 91%
- Disponibilité = 96%
- Capacité électrique = 2.45 MW
- Facteur d'utilisation = 46.7%
- Électricité exportée (utilisée) = 9 768 649 kWh / année

Une estimation de la production mensuelle est fournie dans le tableau suivant :

Tableau 4 : Estimation de la production mensuelle

MOIS	PRODUCTION (KWH)
JANVIER	573 005
FÉVRIER	438 129
MARS	692 663
AVRIL	1 379 520*
MAI	1 379 520*
JUIN	904 702
JUILLET	638 112
AOÛT	507 209
SEPTEMBRE	516 318
OCTOBRE	855 257
NOVEMBRE	970 225
DÉCEMBRE	913 985
TOTAL	9 768 649

**Production maximale*

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

Enfin, le graphique ci-dessous compare la courbe de débit classée et la courbe de puissance de la turbine sélectionnée, soit d'une **Saxo fournie par Scotta**.

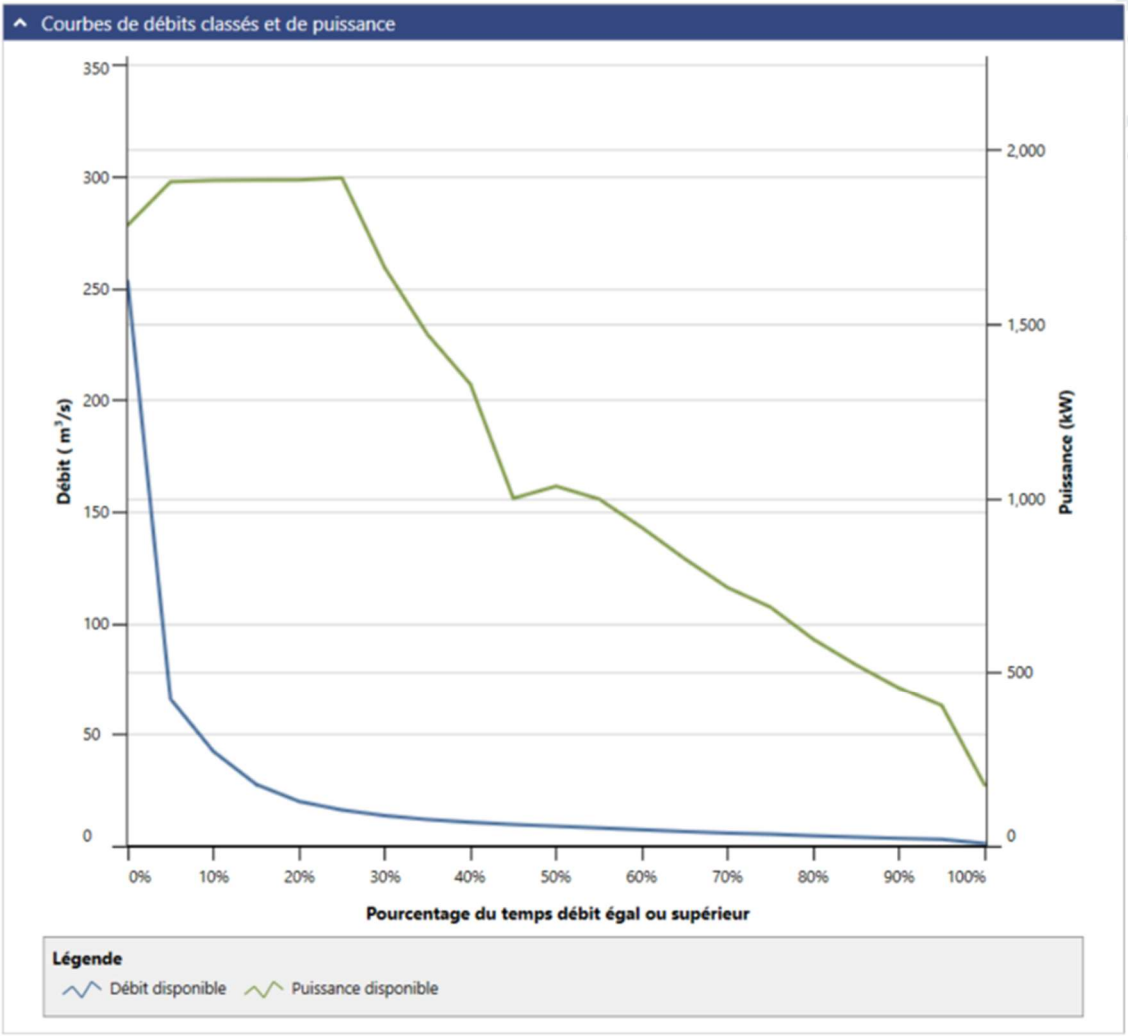


Figure 12 : Courbes de débits classés et de puissance

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

3. VIABILITÉ DU PROJET

Cette section détaille les aspects reflétant la viabilité du projet et les conditions de sa réussite lors de son intégration dans la planification stratégique d'Hydro-Québec.

3.1. Raccordement du projet au réseau de distribution

Les travaux de raccordement du projet au réseau de distribution d'Hydro-Québec ont été évalués lors de la demande OASIS 105R, laquelle a été résiliée en mars 2022 suite à la demande de Winston Hydro Inc.

L'Entente de raccordement pour l'intégration d'une centrale au réseau d'Hydro-Québec (Centrale Winston – Projet #707), incluant *l'amendement N° 1,* daté le 19 octobre 2006, prévoyait les travaux listés ci-dessous.

1) Modification et ajout au réseau de distribution
    a. Ajout d'un fil de neutre sur 7.5 km
    b. Fourniture d'un TéléSafe
    c. Analyse des études, mise en route divers
2) Modification et ajout au poste Grand Portage
    a. Vérification de tension sur le départ 25-31
    b. Modification de la protection de ligne de 120 kV et 25 kV du transformateur
3) Équipements de mesures à 2.3 kV
    a. Fourniture des transformateurs de mesure
    b. Installation des compteurs et des équipements connexes

La demande de résiliation de l'entente de raccordement a été effectuée par Winston Hydro puisqu'aucun contrat d'achat d'électricité n'a été signé par Hydro-Québec en date de 2022, alors que les travaux d'intégration avaient déjà été entamés.

Toutefois, l'avancement physique des travaux d'Hydro-Québec n'a pas été communiqué. Il est attendu que seulement une faible portion des travaux prévus doive être réalisés.

Equinox a par la suite déposé une nouvelle demande d'étude exploratoire auprès d'Hydro-Québec, laquelle est en cours d'analyse.

Les résultats, lorsque fournis par Hydro-Québec, seront ensuite annexés à une révision de la présente étude. Ainsi, la plus récente étude exploratoire inclura le niveau d'effort restant concernant l'intégration de la Centrale Winston à la ligne L321 en provenance du poste Grand Portage.

Toutefois, rappelons que cette étude comprend « un ordre de grandeur concernant la faisabilité du raccordement » et, tel que précisé dans le formulaire rempli, les coûts associés au réseau de transport principal et aux enjeux de stabilité sont en fait exclus de cette étude.

Du côté du Producteur, les équipements des sous-stations à prévoir dans le projet sont les suivants :

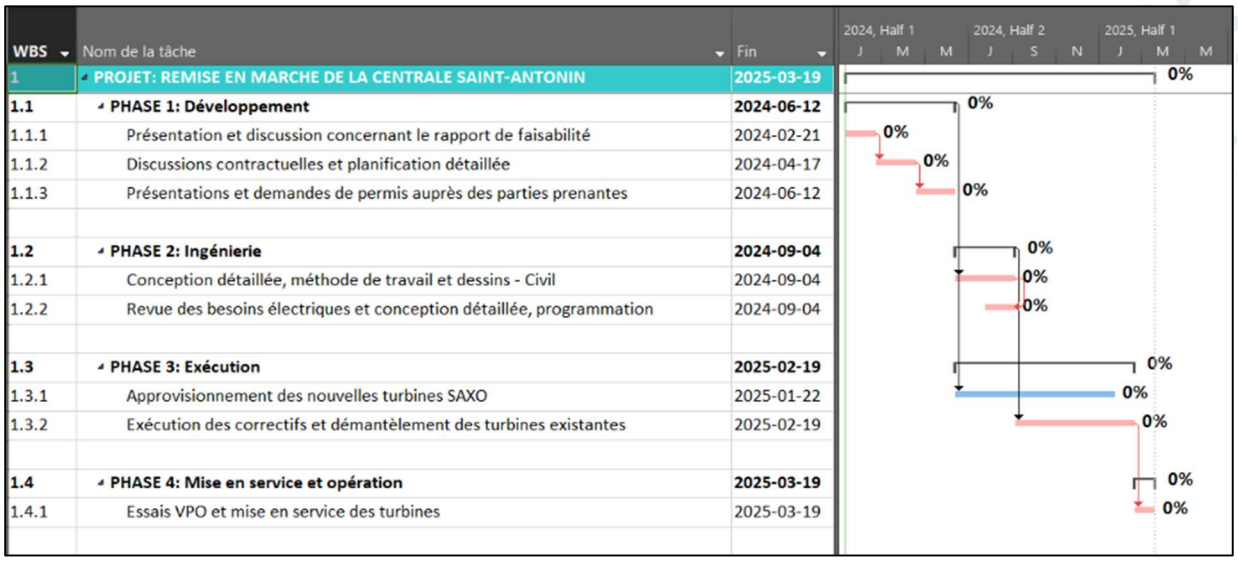
- Services auxiliaires dans la centrale acceptant des équipements de 600 Vac et de 125 Vdc.
- Dispositif de commutation électrique à faible voltage de 600 Vac et à voltage moyen de 25 kV.
- Équipement de 25 kV sur des poteaux électriques.

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

3.2. Plan directeur relatif à la réalisation du projet

Le plan directeur concernant la réalisation du projet comprend 4 phases : le Développement, l'Ingénierie, l'Exécution et la Mise en service.

L'échéancier de projet est présenté dans la Figure ci-dessous et vise une date de mise en service vers la première moitié de l'année 2025.



WBS	Nom de la tâche	Fin
1	**PROJET: REMISE EN MARCHE DE LA CENTRALE SAINT-ANTONIN**	**2025-03-19**
1.1	**PHASE 1: Développement**	**2024-06-12**
1.1.1	Présentation et discussion concernant le rapport de faisabilité	2024-02-21
1.1.2	Discussions contractuelles et planification détaillée	2024-04-17
1.1.3	Présentations et demandes de permis auprès des parties prenantes	2024-06-12
1.2	**PHASE 2: Ingénierie**	**2024-09-04**
1.2.1	Conception détaillée, méthode de travail et dessins - Civil	2024-09-04
1.2.2	Revue des besoins électriques et conception détaillée, programmation	2024-09-04
1.3	**PHASE 3: Exécution**	**2025-02-19**
1.3.1	Approvisionnement des nouvelles turbines SAXO	2025-01-22
1.3.2	Exécution des correctifs et démantèlement des turbines existantes	2025-02-19
1.4	**PHASE 4: Mise en service et opération**	**2025-03-19**
1.4.1	Essais VPO et mise en service des turbines	2025-03-19

3.3. Flexibilité du projet et capacité hivernale

Winston Hydro Inc. s'engage à rendre disponible un minimum de production pendant la période hivernale afin de répondre aux besoins du Distributeur. Pour référence, la production hivernale est estimée à un minimum de 400 000 kWh par mois.

MOIS	PRODUCTION (KWH)
JANVIER	573 005
FÉVRIER	438 129
MARS	692 663

3.4. Choix et contrôle du site

Le site existant comprend le barrage X0000627 (appartenant à Winston Hydro Inc.), ainsi qu'un bâtiment industriel du même propriétaire.

Lors d'une communication du *Centre d'expertise hydrique du Québec*, datée du 8 juillet 2004, il a été confirmé que « le lit de la rivière est privé, puisque non navigable à cet endroit ».

De plus, les terrains comprenant les accessoires et rives du barrage, ainsi que ceux requis pour l'exploitation de la centrale, appartiennent également à Winston Hydro Inc.

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

3.5. Revue des autorisations gouvernementales

En ce qui concerne la revue des autorisations gouvernementales du projet en question, il convient de souligner que la *Loi sur le régime des eaux (r-13)* et la *Loi sur la régie de l'énergie (r-6.01)* sont respectées.

À la suite de la signature de contrat, l'évaluation du *Règlement sur l'encadrement d'activités en fonction de leur impact sur l'environnement (REAFIE)* sera menée, pouvant ensuite donner lieu à la préparation d'une *Demande d'autorisation* en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement (Q-2)*.

La municipalité de Saint-Antonin sera également informée des développements du projet. Toutefois, étant donné que les installations se trouvent dans des terrains privés et que Winston Hydro est également responsable du barrage X0000627, ceux-ci ne sont pas une partie prenante clé dans le projet.

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

4. ANALYSE FINANCIÈRE DU PROJET

Cette section inclut les aspects justifiant le coût et par conséquent la rentabilité financière de du projet, en fonction du coût de vente de l'électricité.

4.1. Analyse du coût de l'électricité

Lors de la préparation de cette analyse, le coût de vente de l'électricité produite par la Centrale Saint-Antonin est de **110 $/MWh**.

Il a été déterminé en fonction des éléments ci-dessous :

- Afin que le projet soit réalisable pour un investisseur privé, le retour simple devrait être d'environ 12 ans au maximum.
- Le contexte actuel des prix des fournisseurs et des entrepreneurs (en dollars 2024) justifie ce coût de vente.
- Le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux d'Hydro Québec, tel qu'illustré dans le *Plan stratégique 2022 – 2026* d'Hydro Québec, se situe à 110$ / MWh.
- La centrale pourra garantir une puissance hivernale avec ou sans étiage et pourra contribue à stabiliser le réseau local.
- La Centrale Saint-Antonin est également près de la ville de Rivière-du-Loup, ce qui est en fait un centre de consommation important avec une population de 30 000 habitants et plusieurs industries.

Enfin, il convient de souligner que projet hydroélectrique de Winston Hydro Inc. à Saint-Antonin a été qualifié, en 2008, par la « *Department of Public Utility Control (DPUC)* » au Connecticut, comme étant une centrale d'énergie renouvelable autorisé à générer les revenus de type « Class 1 Recs » (voir la décision du DPUC fourni à l'annexe C de ce document).

De plus, ce type de revenu existe pour inciter les investissements dans la création des énergies renouvelables, provient des attributs environnementaux du projet et existe depuis plus de 15 ans. La valeur marchande de ce type de revenu se situe entre 47 et 52 $/MWh (CAD).

4.2. Analyse financière provenant de RETScreen PRO

Le modèle énergétique développé avec RETScreen PRO comprend également un volet d'analyse financière, présenté dans les sections ci-après.

Les coûts figurant dans l'estimation de Niveau 2, utilisée dans le cadre du modèle énergétique, ont été déterminés de façon préliminaire et doivent être confirmés lors des étapes de conception prévues dans les phases suivantes du projet.

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

4.2.1. Sommaire des coûts

Le sommaire des coûts de développement, d'ingénierie, d'investissement (CAPEX) et les coûts d'entretien (OPEX) est présenté dans le tableau 5. Or, les coûts CAPEX représentent l'investissement nécessaire pour réaliser une campagne de réhabilitation de la centrale et du barrage, en plus des correctifs exigés dans l'Étude de sécurité de barrage la plus récente (2024 – en cours).

L'investissement en CAPEX est prévu pour être mené lors de la mise en marche de la centrale alors que les coûts OPEX sont prévus sur une base annuelle.

Tableau 5: Sommaire des coûts figurant dans l'analyse financière

COÛT	MONTANT ($)
DÉVELOPPEMENT	$35 200
INGÉNIERIE CIVILE ET SUPERVISION	$290 000
GROUPE TURBINE-ALTERNATEUR	$4 200 000
INGÉNIERIE ÉLECTRIQUE ET DIVERS	$300 000
SOLDE DE L'USINE	$910 000
INVESTISSEMENT CAPEX (COURT ET MOYEN TERME)	$2 000 000
FRAIS IMPRÉVUS - INFRASTRUCTURES	$386 760
COÛT INVESTISSEMENT TOTAL	**$8 121 960**
EXPLOITATION, ENTRETIEN (OPEX) ET CONFORMITÉ	$287 322

4.2.2. Détails des coûts

Le sommaire des coûts, présenté dans le Tableau 5, est détaillé dans les paragraphes suivants.

- Développement et ingénierie

  Les coûts des activités de développement et d'ingénierie sont des estimations d'Equinox et représentent, avec un niveau d'incertitude de ±30%, le niveau d'effort requis pour réaliser les activités suivantes :

  - Rencontres, présentations, suivis et livrables pour les diverses parties prenantes approuvant le projet.
  - Conception détaillée des travaux de réhabilitation civile dans la centrale et au barrage, y compris les travaux de remplacement des turbines existantes et les pièces encastrées.
  - Supervision des travaux, contrôle qualité des produits et frais de gestion du projet.
  - Ingénierie électrique de détail afin de compléter le raccordement de la nouvelle turbine aux systèmes de protection et de contrôle, incluant les tâches de programmation et de mise en route.

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

- Groupe turbine-alternateur

La soumission officielle du fournisseur Scotta présente les coûts associés aux nouveaux systèmes de turbine-alternateurs en Annexe B.

- Solde de l'usine et frais imprévus - Infrastructures

Cette section comprend les équipements, les travaux et les mesures temporaires requises pour réaliser le projet de remise en marche de la centrale. Elle inclut également l'ajout d'un pont roulant, des planchers de service, la réhabilitation des routes d'accès ou tout autre élément non prévu. Ces éléments constituent donc les contingences du projet.

- Investissement CAPEX (Court et moyen terme)

Equinox a procédé à une évaluation de l'état de la centrale et du barrage et, suivant cette analyse, plusieurs travaux sont recommandés. Ceux-ci comprennent les travaux de réhabilitation requis permettant le bon fonctionnement de la centrale, ainsi que les travaux de réhabilitation à prévoir au cours des prochains 25 ans.

Toutefois, si cette campagne de réhabilitation est effectuée lors de la remise en fonction de la centrale, l'ampleur des travaux sera minimisée.

Enfin, les correctifs exigés dans l'Étude de sécurité du barrage la plus récente (2024 – en cours) figurent également dans cette section.

Nous invitons le lecteur à consulter le tableau suivant concernant la ventilation de ces coûts CAPEX.

No.	Aspect	Description	Coût budgétaire total
2-1	Protection du public	Fourniture et installation d'un panneau d'avertissement	**400 $**
2-2	Protection du public	Ajout d'une estacade à débris	**64 000 $**
2-3	Protection du public	Ajout de caméras	**1 200 $**
3-1	Sécurité des travailleurs	Remplacement des planches de protection au-dessus des poutrelles	**53 000 $**
4-1	Protection de l'environnement	Enlèvement d'arbres et de buissons des digues	**10 000 $**
5-1	Mur de fermeture rive gauche	Remplacement du mur de fermeture rive gauche	**151 000 $**
6-1	Piliers et tablier	Lavage du barrage et inventaire des défauts	**10 000 $**
6-2	Piliers et tablier	Réparations diverses	**10 000 $**
7-1	Mur de fermeture rive droite	Remplacement du mur de soutènement rive droit	**248 000 $**

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

9-1	Équipements hydromécaniques	Pièces de rechange des composantes critiques	**150 $**
9-2	Équipements hydromécaniques	Mise en place d'une vanne d'évacuateur	**445 000 $**
9-3	Équipements hydromécaniques	Alimentation électrique auxiliaire	**3 000 $**
9-4	Équipements hydromécaniques	Évaluation de l'état des poutrelles et possible remplacement	**16 800 $**
9-5	Équipements hydromécaniques	Système de dégivrage	**17 000 $**
12-1	Mur guideau rive gauche	Remplacement du mur guideau	**128 000 $**
13-1	Passerelle d'accès et vannes d'aspirateur	Remplacement de la passerelle	**110 000 $**
13-2	Passerelle d'accès et vannes d'aspirateur	Approvisionnement de vannes d'aspirateur	**359 000 $**
M-1	Parti évidée du barrage	Réhabilitation des fissures et remplissage de la gallérie d'inspection	**350 000 $**
		Total des coûts	**2 090 550 $**

- Exploitation, entretien (OPEX) et conformité

Les prévisions des coûts catégorisés « Exploitation et entretiens » sont estimés à 125 $/kW par an (y compris l'opérateur et un budget de travaux d'entretien).

Ainsi, les coûts de « Conformité » représentent les inspections et études obligatoires et annuelles, en conformité avec la *Loi sur la sécurité des barrages* et du *Règlement sur la sécurité des barrages*, suite au classement « **Forte contenance** » du barrage X0000627.

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

4.3. Paramètres financiers

Ainsi, les coûts étant compilés avec l'estimation de la production énergétique du site, les paramètres financiers ci-dessous sont appliqués :

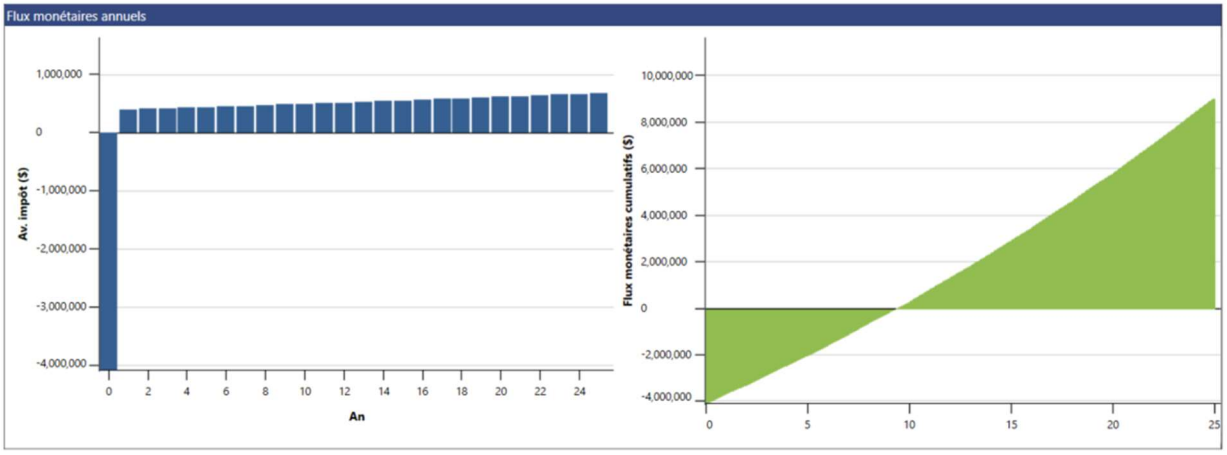
- Taux d'inflation = 3%
- Taux d'actualisation = 0%
- Taux de réinvestissement = 9%
- Durée de la vie du projet = 25 ans
- Ratio d'endettement = 50%
- Taux d'intérêt sur la dette = 5%
- Durée de l'emprunt (amortissement) = 25 ans

4.4. Résultats de l'analyse financière

La viabilité financière minimale de la centrale hydroélectrique est présentée ci-dessous :

- TRI avant impôt = 10.5%
- Retour simple = 12.3 ans
- Retour sur capitaux propres = 9.4 ans
- Valeur actualisée nette = $9 022 424
- Recouvrement de la dette = 2.3

Les deux graphiques ci-dessous illustrent le flux monétaire annuel avant impôt sur une base annuelle et cumulative.



SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

EQUINOX

4.5. Analyse de sensibilité

Enfin, les tableaux ci-dessous présentent une analyse de sensibilité selon le retour sur capitaux propres, lorsque plusieurs facteurs sont comparés.

Un seuil de 25% a été établi et les cellules blanches reflètent ce niveau de rentabilité.

- Enlever l'analyse

Taux d'intérêt sur la dette		Coûts d'investissement $ 6,162,778	7,189,908	8,217,038	9,244,167	10,271,297
%		-25.0%	-12.5%	0.0%	12.5%	25.0%
3.75%	-25.0%	6.0	7.3	8.8	10.4	12.2
4.38%	-12.5%	6.1	7.5	9.1	10.8	12.7
5.00%	0.0%	6.3	7.8	**9.4**	11.3	13.4
5.63%	12.5%	6.4	8.0	9.8	11.8	14.1
6.25%	25.0%	6.6	8.3	10.2	12.4	14.9

- Enlever l'analyse

Prix de l'électricité exportée		Coûts d'investissement $ 6,162,778	7,189,908	8,217,038	9,244,167	10,271,297
$/MWh		-25.0%	-12.5%	0.0%	12.5%	25.0%
75.00	-25.0%	12.6	16.4	21.0	> projet	> projet
87.50	-12.5%	8.4	10.6	13.1	15.9	19.2
100.00	0.0%	6.3	7.8	**9.4**	11.3	13.4
112.50	12.5%	5.0	6.1	7.4	8.7	10.2
125.00	25.0%	4.2	5.1	6.1	7.1	8.2

- Enlever l'analyse

Coûts d'investissement		Ratio d'endettement % 38%	44%	50%	56%	63%
$		-25.0%	-12.5%	0.0%	12.5%	25.0%
6,162,778	-25.0%	7.0	6.7	6.3	5.8	5.4
7,189,908	-12.5%	8.5	8.1	7.8	7.3	6.9
8,217,038	0.0%	10.0	9.8	**9.4**	9.1	8.6
9,244,167	12.5%	11.7	11.5	11.3	11.0	10.7
10,271,297	25.0%	13.5	13.4	13.4	13.3	13.2

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

5. CONCLUSION

À la suite de ce qui précède, le lecteur dispose d'une meilleure appréciation du projet proposé pour la Centrale Saint-Antonin. Les intrants nécessaires au développement de l'analyse énergétique, soit les données hydrologiques, la soumission officielle de Scotta, la demande d'étude exploratoire d'Hydro-Québec et l'estimation des coûts, ont donc amené à une évaluation précise de la valeur du projet, ainsi que de sa viabilité.

Rappelons également que Winston Hydro inc. souhaite obtenir un contrat de vente d'électricité, d'une durée d'au moins 25 ans sur une base renouvelable et au taux de **110 $/MW.**

Ainsi, ce taux rejoint le coût d'approvisionnement moyen d'Hydro-Québec. De plus, à part la valeur de l'énergie, Hydro-Québec va pouvoir bénéficier d'un revenu fiable provenant des attributs environnementaux Class 1 Recs au Connecticut qui représente une valeur marchande entre 47 et 52 $/MWh (CAD).

Enfin, il faut également mentionner que des installations d'énergie renouvelable additionnelles pourront être implantées sur le terrain du Propriétaire (superficie supérieure à 50 acres) et peuvent utiliser le même point de raccordement.

Si le projet d'une minicentrale hydroélectrique sur la propriété de Winston Hydro inc. à Saint-Antonin est concluant, un ferme photovoltaïque de 10 MW ou plus ferait d'objet d'une étude de faisabilité subséquent.

Winston Hydro inc. espère donc avoir sollicité l'intérêt d'Hydro-Québec et invite le lecteur à y apporter ses commentaires.

SERVICES DE CONSTRUTION EQUINOX

ANNEXE A

Proposition de Scotta

OFFER

Villafalletto, 30/11/2023
Da : Eligio Scotta
Nicola Enrico

Winston Hydro Inc.

FOR THE ATTENTION Manager

Reference Offer 230478

SUBJECT: HYDROPOWER PLANT 223160 - ELECTROMECHANICAL SUPPLY IN W2W SOLUTION

SCOTTA S.p.A. Capitale sociale Euro 16.000.000,00 i.v. - C.F. - P.IVA - Reg. Imprese di CUNEO: 03429380045 - R.E.A. 290102 C.C.I.A.A. CUNEO
Sede legale e amm.: **Via Monviso, 41 - 12020 VILLAFALLETTO (CN) ITALIA - Tel.: +39 0171 935111 - Fax: +39 0171 935150 - www.scotta.it**

Reference Offer 230478

Technical and economic conditions

Exclusions:

- Civil works
- Optical fiber outside the power house
- Power cables outside the power house
- Hidromecanical equipments (TRCL, trash rack, gates)
- Cranes in HPP
- Unloading and handling of materials on site
- Interfacing activity with local grid operator
- Anything not expressly indicated

Equipment delivery time on-site:

- Submission of guide plans for interface with civil engineering: 1 month after the order;
- Mechanical parts to be embedded in concrete (draft cones and draft elbow)....2 months after order in Scotta factory in Italy;
- Mechanical parts all other parts.....8 months after order in Scotta factory in Italy;
- Electrical parts.....8 months after order in Scotta factory in Italy;

Offer validity period:

30 days

Attachments:

in attach technical Annex to quotation

SCOTTA S.p.A. Capitale sociale Euro 16.000.000,00 i.v. - C.F. - P.IVA - Reg. Imprese di CUNEO: 03429380045 - R.E.A. 290102 C.C.I.A.A. CUNEO
Sede legale e amm.: **Via Monviso, 41 - 12020 VILLAFALLETTO (CN) ITALIA - Tel.: +39 0171 935111 - Fax: +39 0171 935150 - www.scotta.it**

Reference Offer 230478

Amount:

Total amount VAT excluded ..... EUR 2.800.000,00



Payment terms:

30% at close contract
40% Materials ready to dispatch from Scotta Italy factory
20% End of installation in site or 4 months after materials ready to dispatch from Scotta Italy factory
10% End of commissioning or 7 months after materials ready to dispatch from Scotta Italy factory

Warranty:

24 months for mechanical parts, 12 months for electrical parts

At your disposal for any any further clarification, we send our best regards

COPIA DA RITORNARE FIRMATA PER ACCETTAZIONE PER IL
SISTEMA DI QUALITA' ISO 9001/2015

SIGNATURE .....

SCOTTA S.p.A. Capitale sociale Euro 16.000.000,00 i.v. - C.F. - P.IVA - Reg. Imprese di CUNEO: 03429380045 - R.E.A. 290102 C.C.I.A.A. CUNEO
Sede legale e amm.: **Via Monviso, 41 - 12020 VILLAFALLETTO (CN) ITALIA - Tel.: +39 0171 935111 - Fax: +39 0171 935150 - www.scotta.it**



TECHNICAL ANNEX - OFFER 230478
HPP 223160 - CANADA



INDEX:

HPP 223160 – POWERHOUSE 4

PREMISE 4

SAXO TURBINES 6

General 6

TURBINE SIZING DATA 9

TURBINE PARTS 10

Inflow pipe 10

Inflow elbow 10

Stay ring 11

Distributor 11

Runner chamber 12

Runner 13

Turbine shaft 13

Turbine shaft seal 14

Turbine guide bearing 14

Pipes in generator shaft 14

Oil distributor 14

Draft tube (cone and elbow) 15

Draft tube extension 15

Generator support frame 15

Instruments 15

Materials 16

GENERATORS 17

G1 17

G2 17

GROUP EFFICIENCIES 19

HYDRAULIC POWER UNITS 20

SINGLE LINE DIAGRAM 21

MEDIUM VOLTAGE SWITCHGEAR 25 kV 22
Compartment “Incoming cable” 23
Compartment “General Protection” 23
Compartment “Measurement” 26
Compartment “Group 1 Protection” 26
Compartment “Group 2 Protection” 27
Main switch technical features 29
MEDIUM VOLTAGE SWITCHGEAR 6,3 kV 30
Compartment “Star center group 1” 30
Compartment “Star center group 2” 30
ELEVATOR TRANSFORMER 31
AUXILIARY TRANSFORMER 33
LOW VOLTAGE DISTRIBUTION SWITCHGEAR - Electrical Auxiliary 34
DC U.P.S. 100A - 24Vdc 35
GENERATING SET 37
MANAGEMENT AND AUTOMATION SYSTEM 38
Operator Panel 50
Supervision system 52
Remote control system 54
Internet monitoring 54
TOTAL COUNTERS EQUIPMEN 60
POWER HOUSE CABLES 61
DELIVERY OF SUPPLIES 62
INCLUSIONS 62
EXCLUSIONS 62

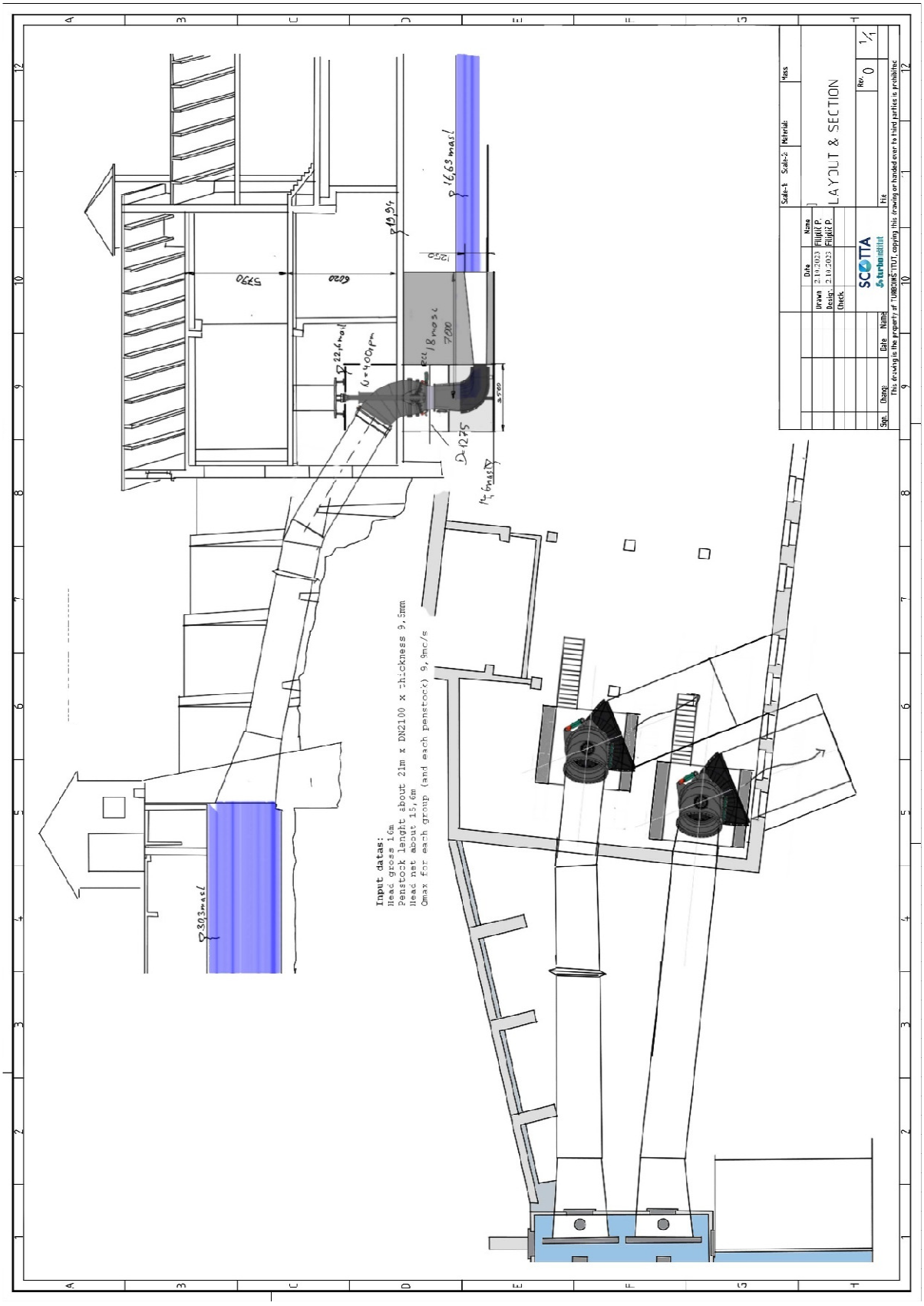
HPP 223160 – POWERHOUSE

PREMISE

Based on the historical drawings of the power station and on the current photos, you sent us, we would like to propose the installation of two vertical kaplan groups double regulation, saxo version.

The rotation speed of the groups, based on the head and flow rate data, is equal to 400rpm, therefore we propose generators with direct coupling. As you can see from the layout sketch below, the drains have been rotated in order to optimize the excavation works as much as possible.

On the following page the layout-sketch proposed by Scotta.


LAYOUT & SECTION
SCOTTA
turbinistitut
Input datas:
Hnet gross 16m
Penstock lenght about 21m x DN2100 x thickness 9,5mm
Hnet net about 15,6m
Qmax for each group (and each penstock) 9,9mc/s

General

The name of Saxo turbine has been usually accepted for axial turbines in 'S'-design configurations. Fig. 1 shows a typical power plant with penstock, Saxo turbine with vertical axis and independently placed generator. The water is fed through the horizontal or inclined penstock. This turbine essentially belongs to the Kaplan type, however, without a spiral case but with a conical distributor. Instead of the spiral case, there is a compact elbow with guide vanes, which predetermines the flow downstream to the guide vanes and the runner. Vertical shaft alignment for the torque transmission is fed throughout this elbow. Below the runner, there is a relatively short conical diffuser with an elbow and the square-sectioned draft tube.

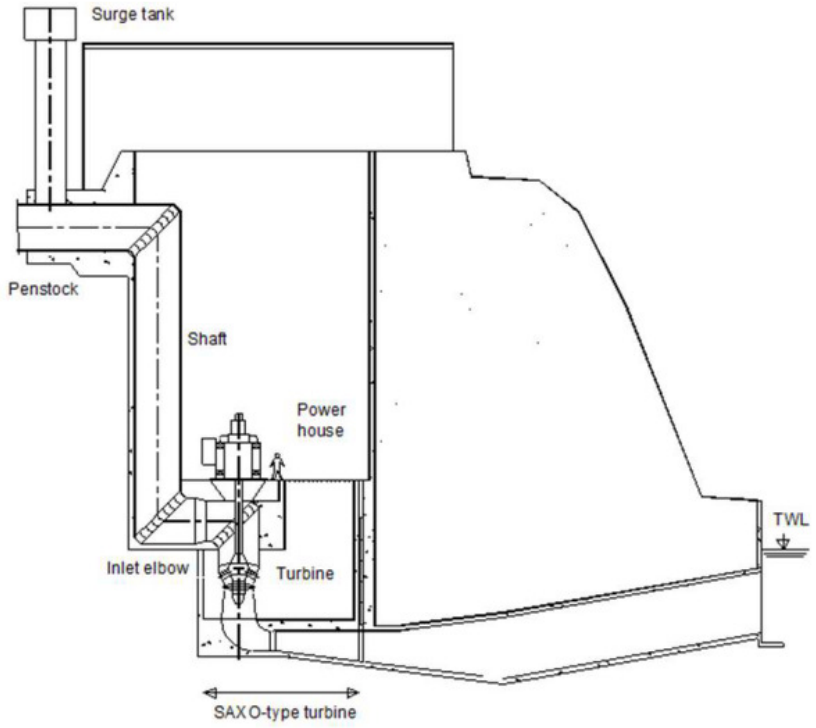


Figure 1: Hydroelectric power plant with a typical Saxo type turbine water passage system.

Fig. 2 shown how the Saxo turbine can be allied with powerhouse civil works. Due to their compact construction, the turbines of this type are appropriate for the net heads ranging from several meters up to more than 30 meters.

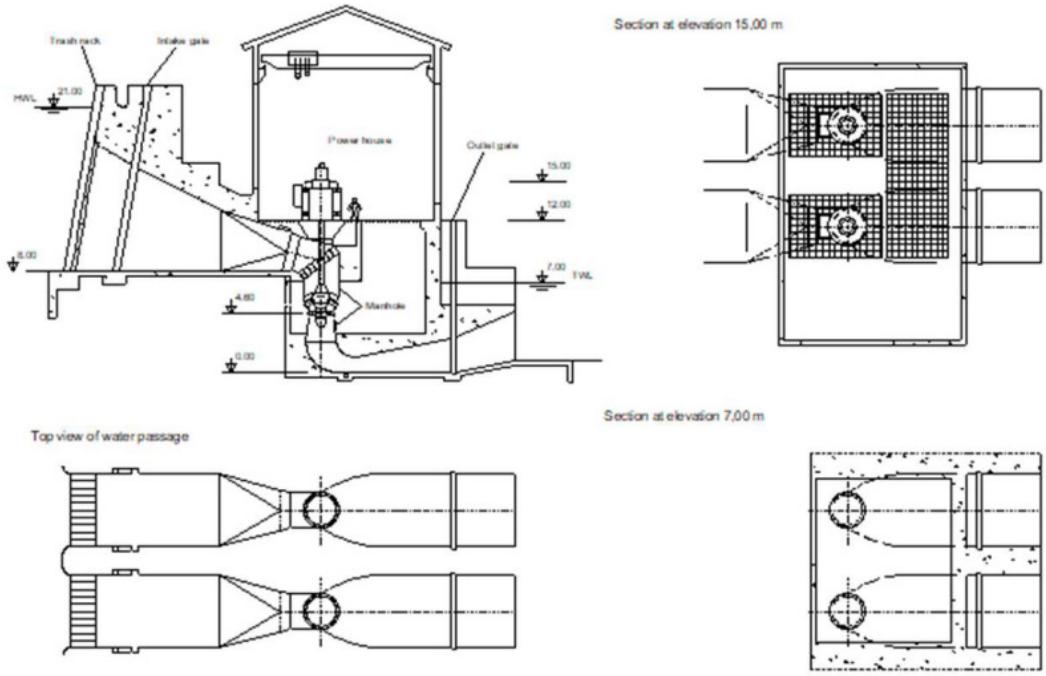


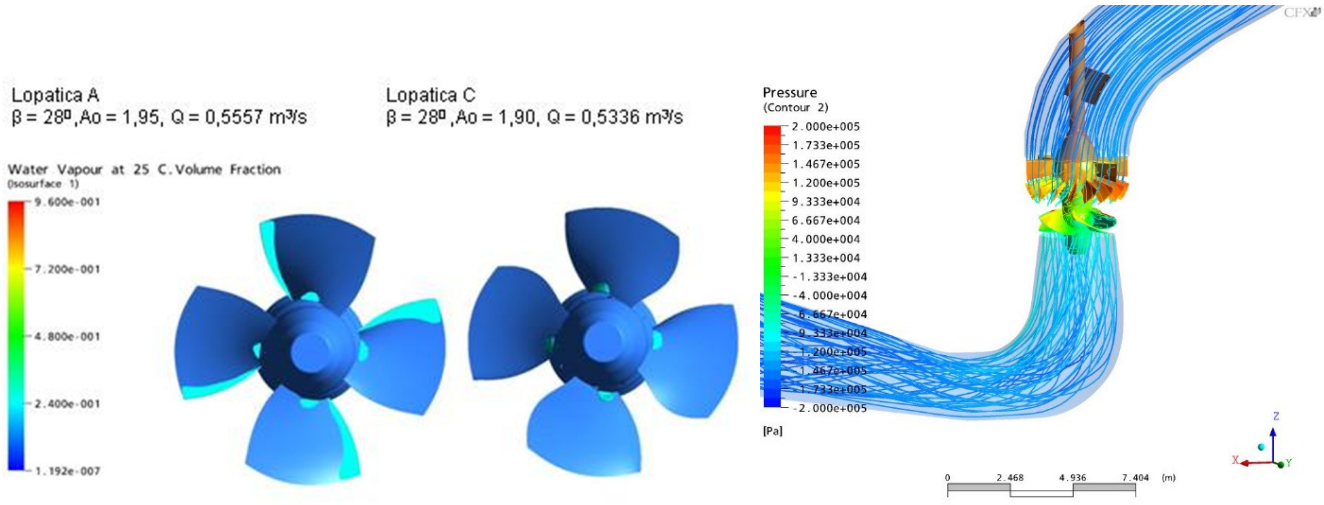
Figure 2: Run-of-river power plant with Saxo-type turbines – power house is integral part of the barrage or it is close to the barrage[1]

Saxo type turbine is a vertical axial water turbine whose construction between turbine inflow and runner is similar to tubular (bulb) turbines with inlet elbow and semi-axial, i.e. conical, guide vane apparatus, while between the runner inlet and the turbine outflow it is similar to conventional Kaplan turbines. This turbine is suitable for covering operating ranges of both Kaplan and tubular turbines. The Saxo turbine at the same time has both advantages of Kaplan and tubular turbines including simple maintenance, rigid construction characteristics and good operation performances. One of advantages is application of a standard water lubricated turbine guide bearing. Another important advantage of the Saxo turbine is its rigid structure and alignment of the vertical turbine shaft. The turbine is normally supplied as a compact unit comprised of inlet elbow, guide vane apparatus, runner and conical diffuser. The compact unit is then bolted to the draft tube inlet flange; the inlet elbow is embedded in concrete. This procedure greatly facilitates the turbine installation and reduces total costs of the project.

Scotta Spa continues the development of turbine models and their optimization on its own behalf or on behalf of third parties, also implementing the optimizations on minihydro groups such as the one in this offer, where it would not be possible, for obvious economic reasons of the project, to develop an ad hoc model These activities are carried out at our sister company Scotta Turboinstitut d.o.o. based in Lubljana, which develops and optimizes turbine models both with the aid of physical models (thanks to the well-equipped internal laboratory) and CFD mathematical models.







TURBINE SIZING DATA

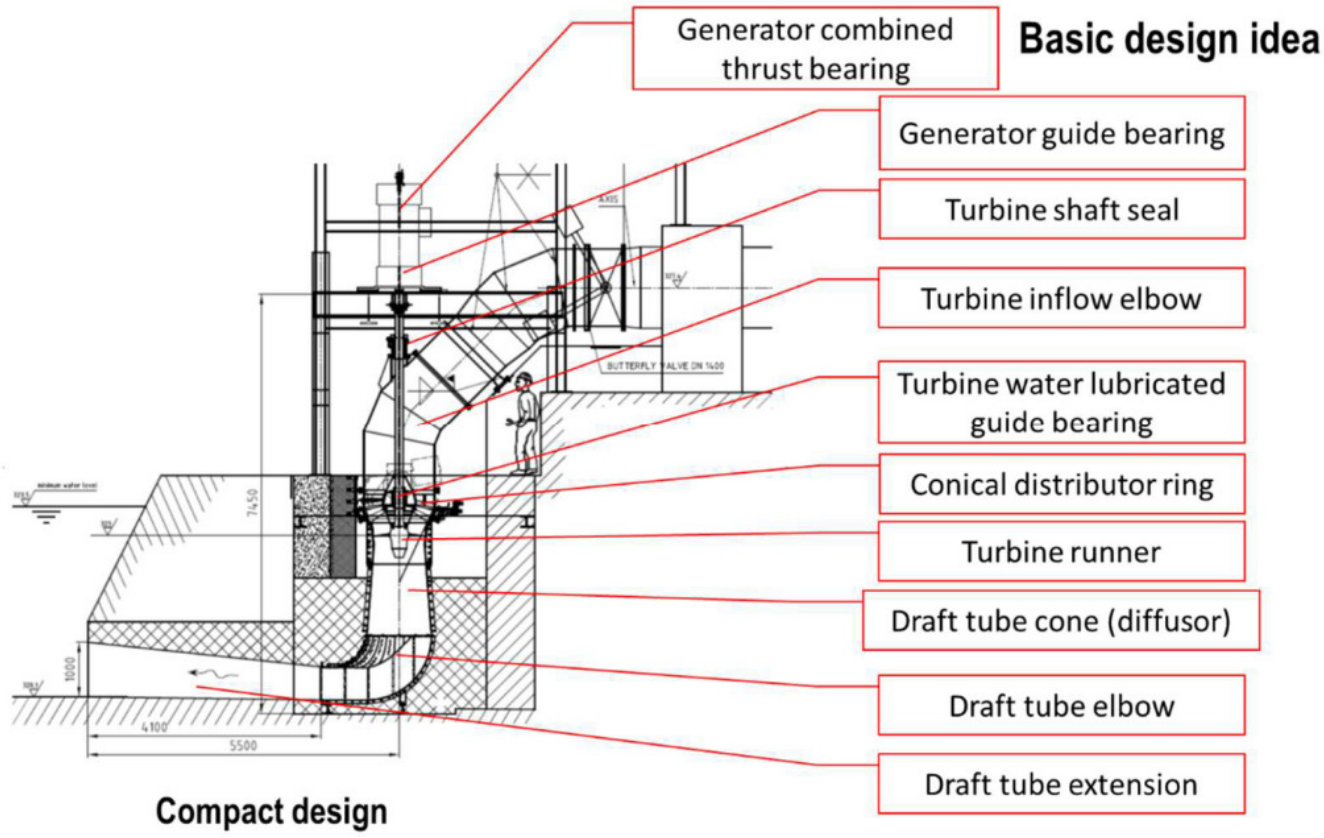
The turbines are designed, constructed and tested in accordance with the following standards:
IEC 41, 193, 308, 545 e 609.

Supply and installation of two equal groups of biregulation Kaplan turbine type Saxo, with each the following characteristics:

Turbine	Vertical biregulation Kaplan type Saxo
Head gross	16 m
Penstock	One for each turbine, length about 21m, DN2100, thickness 9,5mm
Head net	15,6 m
Maximum flow water for each group	9,9 m^3/s
Minimun flow water	1,98 m^3/s
Turbine output for each group	1334 kWm
Speed	400 rpm
Overspeed[1]	1005 rpm
Head draft	+1,37 m
Runner diameter preliminary	1275mm , 5 blades

[1] This value of overspeed corresponds to the maximum value of speed that the turbine can mechanically bear for a duration determined by the provider of the turbine before the intervention of permanent damage to the turbine itself.

TURBINE PARTS



Inflow pipe

Connection and interfacing part with the existing DN2100 pipeline. This part of the turbine is modified and adapted for each individual project in order to connect the penstock with the turbine inlet diameter defined by the geometric parameters of the site based on the hydraulic model of the turbine.

Inflow elbow

The inflow elbow is welded structure. The basic function of the elbow is changing the direction of water flow by 90°to 30°, depending of the setting (run-of-river, low or high head). Water flows into the elbow horizontally from the intake structure, which is not within the scope of supply. Water flows out vertically into the turbine stay ring. The ribs or deflectors situated in the elbow provide changing of water flow direction as smooth as possible. On the downstream side, the rest of turbine is attached to inflow elbow. Inflow elbow also protects the shaft passing through the water flow passage. On the upstream side a flange is situated, to which the shaft

seal is attached. The cylindrical vertical part of the elbow is provided with a manhole with cover(present if the physical size of the turbine allows it). This opening is used for the dismantling and maintenance.
Inflow elbow is reinforced with ribs.

Stay ring

The stay ring is an element of the turbine, which transmits the loads from the bulb to outer part of the unit. All forces occurring in the bolt, the own weight of the bulb and the hydrostatic and hydrodynamic loads caused by the water current are part of these loads as well. The outer part of stay ring is additionally loaded with forces and torques being transmitted to the outer part of the unit. Stay ring is of conical shape. It is of welded design and consists of one part, which guarantees the stiffness and the simplicity of the design.
The transmission of loads from the inner cone to the outer part of the unit is ensured by means of solid stay vanes. On the upstream and the downstream side, stay ring is, by means of bolted flange connections, attached to inflow elbow and conical distributor.

Distributor

The present shape of the conical distributor is typical for tubular turbines. Distributor is used to direct the water current and to close the water flow passage.
Distributor consists of the following elements and assemblies:

- outer guide ring
- inner guide ring
- guide vanes
- mechanism
- servomotor

Outer guide ring is of a bipartite welded design and is a consisting part of the outer part of the unit. On this ring, the regulating ring of distributor mechanism and guide vanes are mounted in bearings. In longitudinal ribs of the ring bore holes for the manipulation are situated. On the upstream side and the downstream side, the ring is, by means of bolted flange connection, attached to the runner casing and to the outer cone of stay ring. Inner guide ring is connected to stay ring. To inner guide ring the turbine guide bearing casing is attached
Guide vanes are stainless steel casting design. At the outer diameter, they are provided with trunnions. At the inner diameter, they are provided with bushings, which make the mounting of the vanes in bearings possible.
The distributor mechanism consists of sliding elements, sealing elements, links, levers, safety elements and regulating ring. The guide vane rotation is obtained by the rotation of guide vane lever, connected to the outer

guide vane trunnion. Rotation of the lever is obtained by means of a mechanism consisting of links and regulating ring. By means of a link, combined movement is performed. The regulating ring rotates around the turbine axis. The regulating ring is mounted in bearings by means of sliding elements on outer guide ring. Hydraulic cylinder drives the regulating ring. Distributor servomotor consists of hydraulic cylinder, hydraulic cylinder supports, base plates and other connecting material necessary for placing the distributor hydraulic cylinders and transmission of operating loads to the concrete. The servomotor of distributor is fastened to the regulator ring in such a way that only small inaccuracy of servomotor assembly (up to max. 1°) is allowed. Although the spherical joint allows larger turn, an inaccuracy of over 1° would overload the support. Linear transducer is provided for the measurement of hydraulic cylinder position stroke and therefore the measurement of regulating ring position and distributor opening. Before the first use, the sensor has to be adequately calibrated with regard to the position of vanes.

The supports of hydraulic cylinder are welded assemblies, which are used for fixing the hydraulic cylinders to the wall of machine house lower part. With regard to the theoretical position, some adjustment is possible in any direction.

Runner chamber

The runner casing is a welded assembly consisting of two parts (upper and bottom runner ring). It is partly made of stainless steel (in the area where runner blades rotate), and partly of usual structural steel. It is connected by means of a bolted flange connection. In the conical part of runner casing is a manhole with cover. It is used as a quick access for visual inspection of this part of the water flow passage. A light platform can be assembled on steel plates welded to draft tube elbow inside the water flow passage. As long as the turbine, the generator or any auxiliary system is in operation or there is water in the water flow passage or any danger of considerable water leakage, the manhole must remain closed. To the runner casing conical part, the dilatation flange is attached by means of a bolted flange connection. The dilatation flange ensures the adjustment of vertical position of runner casing and the necessary clearance for the assembly and dismantling of the turbine.

Runner

The runner is of Kaplan type and model tested. It is possible to adjust the position of runner blades during the turbine operation. The elements of the runner are runner hub, runner blades, mechanism and runner cap.The blades are from stainless steel, machined with CNC machine and polished. Blades are assembled to the hub by a trunnion connection with a seal and self-lubricating bushings. By means of the runner hub, the torque is transmitted to the turbine shaft. The coupling of shaft and runner hub is of combined type and is able to withstand all axial loads. In the runner, regulating rod is connected as well.

The runner hub is also a casing in which runner blades are mounted in bearings and regulating rod is guided.

The necessary rotation of runner blades is obtained by means of the runner blade lever. This lever is, by means of a bolt connection, rigidly attached to the blade. Longitudinal movement of hydraulic cylinder casing is transformed into the rotation of runner blades by means of a mechanism, which is similar to the one used at distributor mechanism. Central guide and hydraulic cylinder piston are rigidly attached to the runner hub.

The runner hydraulic cylinder piston is placed between runner's shaft and generator's shaft. The regulating force for runner blades is transmitted with regulating rod. The pipes thru generator's shaft provide regulating oil.

Turbine shaft

Vertical turbine shaft is a forging with a forged flange on the upper side. The shaft transmits the runner torque to the generator shaft and the generator. Pins and bolts for connection of generator shaft with the turbine shaft are included in the scope of supply. In the area of shaft seal and guide bearing, bushings made of stainless steel are provided to prevent the turbine shaft from wear.The connection with the generator shaft is of combined friction - shear bolt type. The connection runner-turbine shaft is of similar type. Inside the hollow shaft, there is space provided for the regulating rod. The generator shaft has the same design (with a bore hole).

- The shaft is precisely machined and after machining run-out is controlled.
- Under the bearing the split ceramic coated bush is installed.

Turbine shaft seal

The shaft seal is a packing- type using a set of graphite seals (cord). The water leakage of the guide bearing is controlled. The turbine shaft seal housing is made from stainless steel welded design and properly machined. The bipartite stainless steel flange presses the set of seals providing the sealing. In this way, some shaft seal leakage is obtained. A leak through the packing is maintained for the cooling of shaft packing. The water for lubrication and cooling must be clean, therefore it must come from a surface drainage well and is filtered. The leakage water is collected and by gravity flows to the drainage system.

Turbine guide bearing

The guide bearing is two- part type to enable assembly and disassembly. The sliding surface is a bearing bushing made of self-lubricating material (Thordon®). In this bushing, there are longitudinal grooves enabling the cooling and moistening of sliding surface with cooling water. The cooling water enters under the shaft seal into the shaft protection tube to the bulb and through the guide bearing.The labyrinth is situated on the downstream side of the bearing bushing. It limits the quantity of dirty water entering into the bearing when the turbine is stopped. The bearing casing is attached to the inner guide ring by a bolted flange connection. The bearing bushing and the bearing casing are glued and bolted together

Pipes in generator shaft

Pipes in generator shaft provide the oil flow used for the regulation and lubrication of runner.

Oil distributor

Oil distributor is used as a connection between the stationary and the rotating parts for governor oil flow. It is therefore one of the most essential machine parts of the turbine. It is designed and manufactured to provide a reliable, durable and high quality-rotating joint.

Draft tube (cone and elbow)

Draft tube consists of cone and 90° elbow made of a steel welded structure. The basic function of the elbow is changing the direction of water flow for 90°. The draft tube is provided with reinforcement ribs and fastening concrete anchors. The transmission of loads from the elbow to the concrete is thus made possible. Flanges make the connection with the runner casing with a dismantling ring in between. During installation, the draft tube flange should be perfectly level. Pouring concrete should be done carefully in layers, to avoid the "floating" of the mechanical product even if it is well mechanically anchored.

Draft tube extension

This part, in basic solution, is built in reinforced concrete on a square geometry provided by Scotta. If requested, a disposable mechanical formwork can be quoted as an option to facilitate construction work.

Generator support frame

Design and construction of a generator support frame. Verification of the structural ability of the building to support the loads transmitted by the group is excluded from the Scotta supply.

Instruments

The turbine is provided with the instruments, sensors, control devices and switches for complete safety operations:

- Pressure transducer and pressure indicator at inlet pipe;
- Linear transducer for guide vane opening indication;
- Linear transducer for runner blade angle indication;
- Temperature sensor for guide bearings temperature.

Materials

	Construction method	Matter	type
Runner			
blades	Fusion	Stainless steel	WN 1.4313
runner head	Fusion	Steel	WN 1.0570
Distributor			
blades	Fusion	Stainless steel	WN 1.4313
cover	Lamination	Steel	WN 1.0038
Shaft	Forged	Steel	WN 1.1191 (CK45)
Draft tube	Lamination	Steel	WN 1.0038 or WN 1.0570
Runner chamber			
corp	Lamination	Steel	WN 1.0038
runner work area	Lamination	Stainless steel	WN 1.4301

GENERATORS

Supply of two three-phase **synchronous** generators made by primary manufacturer. Designed, built and test according to the following regulations EN / IEC 60034.

G1

-	Rated Power	1.750	kVA
-	Voltage	6.300	V
-	Power Factor	0,8	
-	Frequency	60	Hz
-	Rotation Speed	400	rpm
-	Runaway Speed (10')	1.005	rpm
-	Altitude	< 1.000	m.a.s.l.
-	Protection	IP23	
-	Cooling Method	IC01 – Self ventilated	
-	Insulation Class	F	
-	Temperature Rise Class	B	
-	Excitation system	Brushless	

G2

-	Rated Power	1.750	kVA
-	Voltage	6.300	V
-	Power Factor	0,8	
-	Frequency	60	Hz
-	Rotation Speed	400	rpm
-	Runaway Speed (10')	1.005	rpm
-	Altitude	< 1.000	m.a.s.l.
-	Protection	IP23	
-	Cooling Method	IC01 – Self ventilated	
-	Insulation Class	F	
-	Temperature Rise Class	B	
-	Excitation system	Brushless	

Each generator will be provided with:

- Rolling bearings: grease radial and oil bath axial. Calculated bearing life more than 100.000h;
- n° 3+3 PT100 in stator windings;
- n° 1 PT100 in each bearing;
- Heating elements;
- Vibration sensor: type IFM VSA001 (2 x radial and 1 x axial) and electronic card VSE100;
- Toothed wheel with two speed sensors.

Reference Offer: 230478

GROUP EFFICIENCIES

Flow		Flow	Head net	Turbine efficiencies	Generator efficiencies with pf = 1	Group Efficiencies	Group Power (turb.+gen.)
%		mcs	m	%	%	%	kW
20		1,980	15,60	80,87%	89,80%	72,62%	220
30		2,970	15,60	85,07%	93,50%	79,54%	362
40		3,960	15,60	88,77%	94,10%	83,53%	506
50		4,950	15,60	90,27%	94,70%	85,49%	648
60		5,940	15,60	90,96%	95,80%	87,14%	792
70		6,930	15,60	91,64%	96,10%	88,07%	934
80		7,920	15,60	91,64%	96,30%	88,25%	1.070
90		8,910	15,60	91,57%	96,50%	88,37%	1.205
100		9,900	15,60	91,07%	96,70%	88,06%	1.334

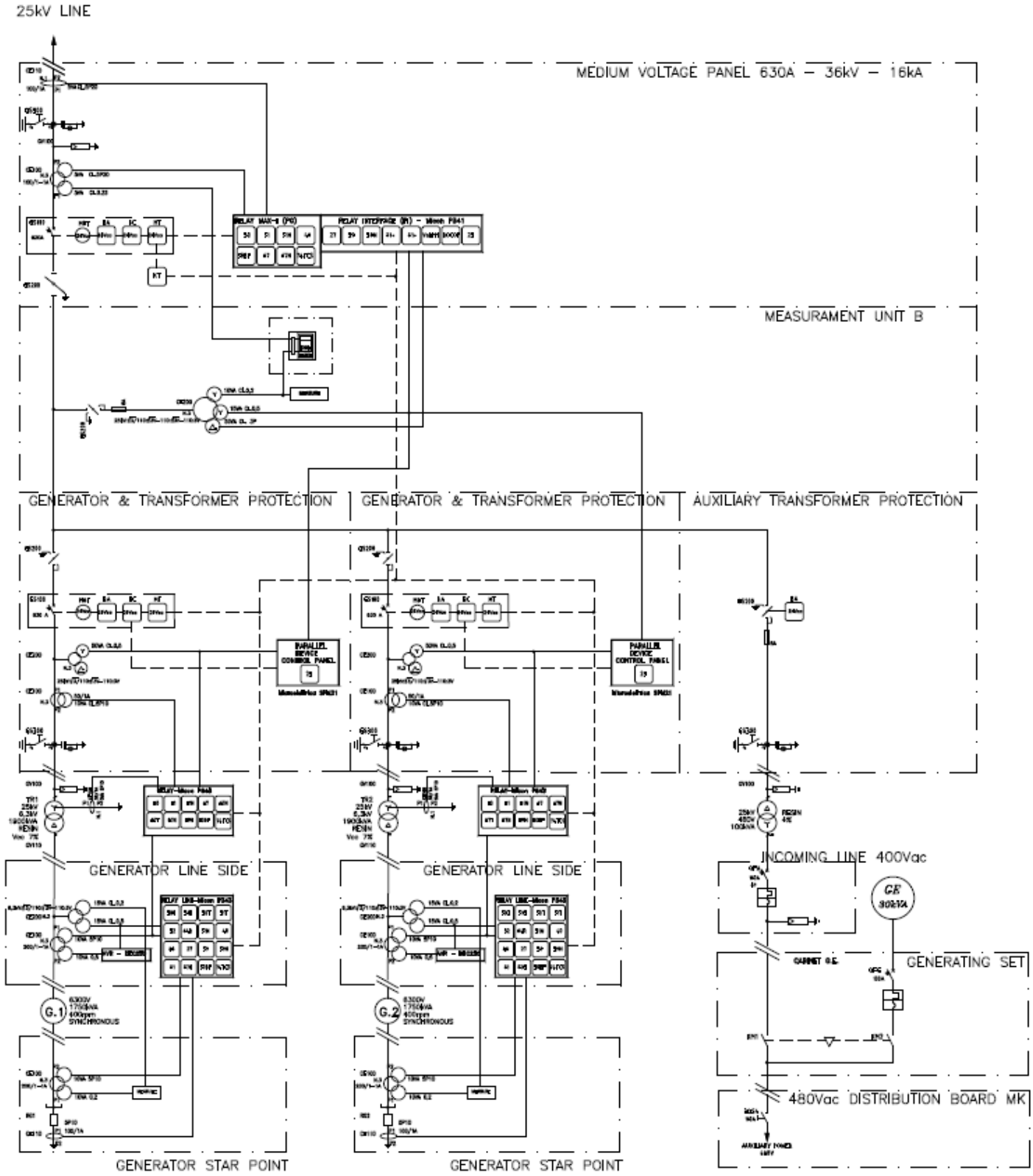
HYDRAULIC POWER UNITS

Supply of two hydraulic power units, one dedicated to each unit: runner blades and distributor.

The unit will be supplied complete of:

- 1 x 400V ac pumps and one manual pump;
- Pressure control device;
- Oil level indicator;
- Oil filters;
- Thermometer and PT100;
- Solenoid valves (on/off), check valve and manometers required for correct operations;
- Accumulator designed with the aim to put in safety position all hydraulic devices;
- Steel oil tank equipped with inspection hole and drainage valve;
- Steel oil drip pan which volume will be sufficient to collect all the oil of the HPU.

SINGLE LINE DIAGRAM



MEDIUM VOLTAGE SWITCHGEAR 25 kV

Supply of protected medium voltage panels with cover made of bent sheet thk 20-30/10, painted grey RAL 7035, with the following characteristics:

It's indoor air-insulated switchgear for medium voltage secondary distribution.

Caratteristiche elettriche:

-	Rated Voltage:	kV	36
-	Operating Voltage:	kV	25
-	Voltage test at ind. freq. per 1min.:	kV	70
-	Impulse withstand voltage :	kV	170
-	Rated current :	A	630
-	Short term current for 1 sec.:	kA	16
-	Rated frequency:	Hz	60

Reference Standards

The switchgear and the main equipment it contains comply with the following standards:

- IEC 62271-1 for the general application
- IEC/EN 62271-200 for the switchgear. With reference to the classifications established by the standards, is defined as described below: - continuity of service classification: LSC2A - classification of the segregations: PM (metallic partition)
- IEC 62271-102 for the earthing switch
- IEC 62271-100 for the circuit-breakers
- IEC 60071-2 for insulation co-ordination
- IEC 60529 for the protection classes

Normal service conditions

- Storage temperature: –5 °C ... +70 °C
- Range of ambient temperature: –5 °C ... +40 °C
- Maximum relative humidity without condensation: 95 %
- Minimum relative humidity without condensation: 5 %

Degrees of protection

The protection classes of the switchgear comply with IEC 60529 standards.

- Outside enclosure protection degree IP 3X
- Inside protection degree IP 2X

The Electrical Switchgear with only front access, will be composed by the following sections:

Compartment "Incoming cable"

- Supply of n. 1 protected compartment with the following dimensions mm L750xH2250xP1400+350, predispose for lift cables MT and containing:
  - ✓ three surge arresters 36kV 10kA;
  - ✓ insulators with capacitive dividers and lamps for power on;
  - ✓ system of bars in copper plate for power connections and ground;
  - ✓ set of mounting accessories.
- N° 1 toroid 100/1A 2VA cl. 5P10

Compartment "General Protection"

- Supply of n. 1 protected compartment with the following dimensions mm L1000xH2250xP1400+350, containing:

  N° 1 switch-disconnector type RIS6Q36 36kV 630A, complete of:
  - ✓ blade of clay below 36kV 16kA;
  - ✓ insulators with capacitive dividers and lamp for power on;
  - ✓ padlocks.

  N° 1 hexafluoride switch Abb type HD4/R 36kV 630A 16kA, equipped with:
  - ✓ control side;
  - ✓ spring charging geared motor;
  - ✓ opening release;
  - ✓ closing release;
  - ✓ auxiliary contacts;
  - ✓ key locks;
  - ✓ supporting trucks;
  - ✓ plug connectors-power point auxiliary circuits.
- N° 3 current reducers 100/1-1A 5VA 5P20-0,2 Visol: 36kV
- Internal lighting;
- System of bars in copper plate for power connections and ground;
- Set of mounting accessories.

- Supply and installation of n.1 maximum current protection Schneider P341



General series data	Easergy MiCOM Px40 Series
Frequency 50/60 Hz	■
Dual rated 1 A / 5 A	■
Opto inputs	max 64
Output contacts	max 60
High break contacts	max 8
Continuous carry	10 A
Short duration current	30 A for 3 s
LED indication (freely programmable)	22 (18)
Function keys / hot keys	10 / 2
Settings groups	4
Fault records	15
Event records	250 - 512
Disturbance records	75 s (max 10.5 s/rec.)
Programmable logic	Graphical / Fully programmable
IRIG B	Option
LCD Display with EIA(RS) 232 front port	Alphanumeric
Rear Port / 2nd rear port	Yes / Option
Courier	K-Bus / EIA(RS) 485 or Ethernet (RJ45/Fibre)
Modbus	EIA(RS) 485
IEC 60870-5-103	EIA(RS) 485 or Ethernet (RJ45/Fibre) *
IEC 60870-5-101	-
DNP3.0	EIA(RS) 485 or Ethernet (RJ45, fibre) *
IEC 60870-5-104	-
IEC 61850	Wire RJ45 or fibre
IEC 61850 Process Bus	Wire RJ45 or fibre *
IEC61850-9-3 (PTP, 1588) time sync	■**
Terminals	Ring
HSR/PRP	■*
RSTP	■*

	Nominal Voltage Vnom.	Operate Range	
		dc	ac
Power supplies	24 - 32 Vdc	19 - 38 Vdc	-
	48 - 110 Vdc / 40 - 100 Vac	37 - 150 Vdc	32 - 110 Vac
	110 - 250 Vdc / 100 - 240 Vac	87 - 300 Vdc	80 - 265Vac
Digital Inputs	Universal programmable voltage thresholds 24/27, 30/34, 48/54, 110/125 and 220/250 Vdc		

Interconnection, auto-reclose & breaker failure protection relays				
Easergy MiCOM series		40		
model		P341	P841	P849
Charact.	Case size	40 TE or 60TE	60TE or 80 TE	80TE
	CT Inputs	4	5 or 8	
	VT Inputs	5	4 or 5	
	Opto Inputs (max)	16 or 24	16 or 24	64
	Output contacts (max)	15 or 24	14 or 32	60
	High break contact (max)		4	16
ANSI	PROTECTION FUNCTION	P341	P841	P849
25	Check synchronising	■	1 or 2	
27	Under voltage	■	■	
47/27D	Phase sequence voltage		■	
50BF	Breaker failure protection	■	1 or 2	
59	Over voltage	■	■	
59N	Residual over voltage	■	■	
64	Restricted earth fault	■	■	
64N/32N	Wattmetric earth fault	■	■	
67P	Phase directional with DLR option	■		
79	Auto-reclose		1 or 2 CBs	
81	Under / over frequency	■	■	
81R	Rate of change of frequency (df/dt+t)	■	■	
dVq	Voltage vector shift	■		
TCS	Trip circuit supervision	■	■	■
	Tripping mode		1p / 3p	■
	Ferroresonance detection		■	
	Process Bus interface		■	■

Compartment "Measurement"

- Supply of n. 1 protected compartment with the following dimension mm L1000xH2250xP1400+350, containing:

  N° 1 switch-disconnector type RI6Q 36kV, complete of:

  - ✓ blade of clay below 36kV 16kA;
  - ✓ insulators with capacitive dividers and lamp for power on;
  - ✓ key locks.

- N° 3 Fuses 36kV 2A;
- N° 3 Voltage reducers ratio 25.000:1,73/110:1,73/110:1,73/110:3 10VA 0,2 – 15VA 0,5 - 50VA 3P;
- Series insulators 36kV;
- System of bars in copper plate for power and ground connections;
- Series of mounting accessories.

Compartment "Group 1 Protection"

- Supply of n. 1 protected compartment with the following dimensions mm L1000xH2250xP1400+350, containing:

  N° 1 switch-disconnector type RIS6Q 36kV 630A, complete of:

  - ✓ blade of clay below 36kV 16kA;
  - ✓ insulators with capacitive dividers and lamp for power on;
  - ✓ padlocks.

  N° 1 hexafluoride switch Abb type HD4/R 36kV 630A 16kA, equipped with:

  - ✓ control side;
  - ✓ spring charging geared motor;
  - ✓ opening release;
  - ✓ closing release;
  - ✓ auxiliary contacts;
  - ✓ key locks;
  - ✓ supporting trucks;
  - ✓ plug connectors-power point auxiliary circuits.

- N° 3 Voltage reducers ratio 25.000:1,73/110:1,73/110:3 15VA 0,5 - 50VA 3P;
- N° 3 current reducers 50/1A 10VA/5P30 Visol: 36kV Iter:16kA
- Internal lighting;

- System of bars in copper plate for power connections and ground;
- Set of mounting accessories.
- Supply and installation of n.1 maximum current protection Schneider MicoM P643.

Compartment “Group 2 Protection”

- Supply of n. 1 protected compartment with the following dimensions mm L1000xH2250xP1400+350, containing:

  N° 1 switch-disconnector type RIS6Q 36kV 630A, complete of:

  - ✓ blade of clay below 36kV 16kA;
  - ✓ insulators with capacitive dividers and lamp for power on;
  - ✓ padlocks.

  N° 1 hexafluoride switch Abb type HD4/R 36kV 630A 16kA, equipped with:

  - ✓ control side;
  - ✓ spring charging geared motor;
  - ✓ opening release;
  - ✓ closing release;
  - ✓ auxiliary contacts;
  - ✓ key locks;
  - ✓ supporting trucks;
  - ✓ plug connectors-power point auxiliary circuits.
- N° 3 Voltage reducers ratio 25.000:1,73/110:1,73/110:3 15VA 0,5 - 50VA 3P;
- N° 3 current reducers 50/1A 10VA/5P30 Visol: 36kV Iter:16kA
- Internal lighting;
- System of bars in copper plate for power connections and ground;
- Set of mounting accessories.
- Supply and installation of n.1 maximum current protection Schneider MicoM P643.

Reference Offer: 230478



Transformer protection relays								
Easergy MiCOM series		30				40		
model		P631	P632	P633	P634	P642	P643	P645
CHARACTERISTICS	Case size	24 or 40TE	40 or 84TE	40 or 84TE	84TE	40TE	60TE	60 or 80TE
	CT Inputs	6	8	12	15	8	12	18
	VT Inputs		1	1	1	1 or 2	1 or 4	1 or 4
	Opto Inputs (max)	46	52	52	64	12	24	24
	Output Contacts (max)	38	38	46	38	12	24	24
	Analogue Input / Output (max)		1/2	1/2	1/2	4/4	4/4	4/4
	High Break Contacts	16	16	16	16	4	4	8
	RTDs (max)		1	1	1	10	10	10
	Function Keys / Hotkeys	■/■	■/■	■/■	■/■	-/■	■/■	■/■
	Bay control and monitoring including interlocking	■/Graphical Mimic	■/Graphical Mimic	■/Graphical Mimic	■/Graphical Mimic			
ANSI	PROTECTION FUNCTION	P631	P632	P633	P634	P642	P643	P645
24	Overexcitation		■	■	■	■	■	■
46	Negative sequence overcurrent	■	■	■	■	■	■	■
47	Negative sequence over voltage					■	■	■
49	Thermal overload	■	■	■	■	■	■	■
50/51N	Ground fault	■	■	■	■	■	■	■
50/51P	Phase overcurrent	■	■	■	■	■	■	■
50BF	Circuit breaker failure	■	■	■	■	■	■	■
59/27	Over / under voltage		■	■	■		■	■
59N	Residual over voltage						■	■
67N	Ground fault directional					■	■	■
67P	Phase directional					■	■	■
81	Under / over frequency		■	■	■	■	■	■
87G/64	Restricted earth fault		2	3	3	2	3	3
87T	Transformer diff. (windings)	2	2	3	4	2	3	3
CTS	CT supervision	■	■	■	■	■	■	■
TCS	Trip Circuit Supervision	■	■	■	■	■	■	■
VTS	VT supervision					■	■	■
	2 nd harmonic restraint	■	■	■	■	■	■	■
	Overfluxing / 5th harmonic	■	■	■	■	■	■	■
	Process Bus interface					■		■

Main switch technical features



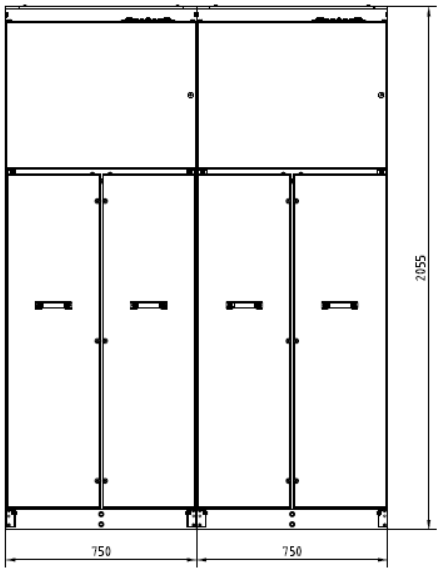
1 PR521/REF 601 protection relay (on request)
2 Manual loading of the closing springs
3 Closing pushbutton
4 Opening pushbutton
5 Indicator for closing springs loaded (yellow) and discharged (white)
6 Operation counter
7 Circuit-breaker open/closed indicator
8 Medium voltage terminals
9 Current sensor (for PR521 release/for REF 601 release - if applicable)
10 Circuit-breaker pole
11 Key lock
12 Shaft for loading closing springs in the manual mode
13 SF_6 gas pressure status locking and signalling device (applied on request only to circuit-breakers with pressure switch)

Circuit-breaker		HD4/R 12			HD4/R 17			HD4/R 24			HD4/R 36		
Standards	IEC 62271-100	•			•			•			•		
	CEI EN 62271-100 (dossier 7642)	•			•			•			•		
Rated voltage	Ur [kV]	12			17.5			24			36		
Rated insulation voltage	Us [kV]	12			17.5			24			36		
Withstand voltage at 50 Hz	Ud (1 min) [kV]	28			38			50			70		
Impulse withstand voltage	Up [kV]	75			95			125			170		
Rated frequency	fr [Hz]	50-60			50-60			50-60			50-60		
Rated thermal current (40 °C)	Ir [A]	630	800	1250	630	800	1250	630	800	1250	630	800	1250
Rated current of single capacitor	Isb [A]	400	400	630	400	400	630	400	400	630	400	400	850
Rated current of capacitors in parallel	Ibb [A]	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	630
Rated breaking capacity (symmetrical rated short-circuit current)	Isc [kA]	12.5	–	–	12.5	–	–	12.5	–	–	12.5	12.5	12.5
		16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
		20	20	20	20	20	20	20	20	20	–	–	–
		25	25	25	25	25	25	–	–	–	–	–	–
Rated admissible short-time current (3 s)	Ik [kA]	12.5	–	–	12.5	–	–	12.5	–	–	12.5	12.5	12.5
		16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
		20	20	20	20	20	20	20	20	20	–	–	–
		25	25	25	25	25	25	–	–	–	–	–	–
Making capacity	Ip [kA]	31.5	–	–	31.5	–	–	31.5	–	–	31.5	31.5	31.5
		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
		50	50	50	50	50	50	50	50	50	–	–	–
		63	63	63	63	63	63	–	–	–	–	–	–
Sequence of operations	[O - 0.3s - CO - 15s - CO]	•(7)			•(7)			•(7)			•(7)		
Mechanical class	M2 - 10,000 CO	•			•			•			•		
Electrical class	E2	•			•			•			•		
Capacitor operation	C2	•			•			•			•		
Opening time	[ms]	45			45			45			45		
Arcing time	[ms]	10...15			10...15			10...15			10...15		
Total break-time	[ms]	55...60			55...60			55...60			55...60		
Closing time	[ms]	80			80			80			80		
Overall dimensions (maximum) 	H [mm]	764.5			764.5			764.5			810		
	L [mm]	321			321			321			409		
	D [mm]	1049(1) / 1189(2)			1049(1) / 1189(2)			1049(1) / 1189(2)			1348		
	Pole center-distance [mm]	230 / 300			230 / 300			230 / 300			350		
Weight(8)	[kg]	103(1) - 105(2)			103(1) - 105(2)			103(1) - 105(2)			110		
Absolute gas pressure (nominal duty value)	[kPa]	380			380			380			380		
Application of PR521 protection device	In [A]	40-80-250-1250(6)			40-80-250-1250(6)			40-80-250-1250(6)			–		
Application of REF 601 protection device(8)		•(8)			•(8)			•(8)			–		
Standardized dimensions table		TN 7237(1)			TN 7237(1)			TN 7237(1)			TN 7238		
		TN 7234(2)			TN 7234(2)			TN 7234(2)					
Circuit diagram	without protection device installed	1VCD400017			1VCD400017			1VCD400017			1VCD400017		
	with PR521	1VCD400017			1VCD400017			1VCD400017			–		
	with REF 601	1VCD400114			1VCD400114			1VCD400114			–		
Operating temperature	[°C]	- 5 ... + 40			- 5 ... + 40			- 5 ... + 40			- 5 ... + 40		
Tropicalization	IEC: 60068-2-30, 60721-2-1	•			•			•			•		
Electromagnetic compatibility	IEC 62271-1	•			•			•			•		

MEDIUM VOLTAGE SWITCHGEAR 6,3 kV

Electrical Characteristics:

Type		Protected
Rated Voltage	kV	12
Operating Voltage:	kV	6,3
Rated frequency:	Hz	60



Compartment “Star center group 1”

Supply of n. 1 protected compartment with the dimension mm L1000xH2250xP1150, containing:

- n° 3 voltage transformer 6300:1.73/100:1.73-100:1.73 15VA/0,2 - 15VA/0,5
- n° 3 current transformer 200/1-1A 10VA/0,5 10VA/5P10
- n° 3 current transformer 200/1-1A 10VA/0,2 10VA/5P10
- n° 1 current transformer 100/1A 5P10
- n° 1 star center resistance

Compartment “Star center group 2”

Supply of n. 1 protected compartment with the dimension mm L1000xH2250xP1150, containing:

- n° 3 voltage transformer 6300:1.73/100:1.73-100:1.73 15VA/0,2 - 15VA/0,5
- n° 3 current transformer 200/1-1A 10VA/0,5 10VA/5P10
- n° 3 current transformer 200/1-1A 10VA/0,2 10VA/5P10
- n° 1 current transformer 100/1A 5P10
- n° 1 star center resistance

ELEVATOR TRANSFORMER

Supply of n°2 transformer dedicated to the production group.

The transformer will be of the resin type.

Class F cast resin transformer	1900 kVA	25 kV	±2x2,5%	6300 V



INCLUDED STANDARD ACCESSORIES
No. 2 grounding provisions
Lifting lugs
Haulage hooks
No. 1 rating plate
No. 4 bi-directional wheels
Tappings on HV side displaceable by no-load links

INCLUDED ACCESSORIES
Set nr.3 PT100 (core columns) wired in IP54 kiosk
Single-phase electrofans type 1100

BOXES INCLUDED
Box IP21 (bottom IP20) for indoor use, type assembled with transformer, realized with bolted panels thickness 15/10 mm painted, according to powder process, in grey RAL7032, dim. (LxWxH): 3050 x 1850 x 3050 mm - weight: 900 kg

SPECIAL EXECUTION INCLUDED
Secondary windings in class 7,2 kV
Impedance: 7%
Losses with +0% tolerances

TESTS INCLUDED
Routine tests according to IEC Standards with certificate

ELECTRICAL DATA		
Rating power:	1900	kVA
Service:	Step-up	
Cooling:	AN	
Fn:	50	Hz
Standards:	IEC60076-11	
No load primary voltage:	25	kV
Primary Voltage Regulation:	±2x2,5%	
No-load secondary voltage:	6300	V
Vector group:	Dyn11	
Insulating level at I°:	36 / 70 / 170	kV
Insulating level at II°:	7,2 / 20 / 60	kV
Winding I/II° type:	Encapsulated / Impregnated	
Insulating class I°/II°:	F / F	
Primary/Secondary winding conductors:	Al / Al	
Classes (ambient,climate,fire):	E2-C2-F1	
Designed max ambiente temperature:	-25/+40	°C
Overtemp. prim./sec. windings:	100 / 100	°C
Altitude of installation:	<1000	mt
Installation:	Indoor	
Transformer protection degree:	IP21	
Po at 1 Vn:	2875	W
Pcc at 75°C and Sn:	14585	W
Pcc at 120°C and Sn:	16775	W
Vcc at 75°C and Sn:	7	%
Io at 1 Vn:	0,7	%
Lp(A) at 1mt (AN):	60	dB(A)
Partial discarges:	<10	pC
Transformer overall dimensions (LxWxH):	2400 x 1270 x 2550	mm
Wheelbase:	1070	mm
Transformer weight:	7200	kg

* Dimensions and indicative weights to be confirmed during the executive design phase.

AUXILIARY TRANSFORMER

Supply of n°1 transformer for auxiliary services.

The transformer will be of the resin type.

Class F cast resin transformer	100 kVA	25 kV	±2x2,5%	480 V

ELECTRICAL DATA		
Rating power:	100	kVA
Service:	Distribution	
Cooling:	AN	
Fn:	50	Hz
Standards:	IEC60076-11	
No load primary voltage:	25	kV
Primary Voltage Regulation:	±2x2,5%	
No-load secondary voltage:	480	V
Vector group:	Dyn11	
Insulating level at I°:	36 / 70 / 170	kV
Insulating level at II°:	1,1 / 3 / --	kV
Winding I/II° type:	Encapsulated / Impregnated	
Insulating class I°/II°:	F / F	
Primary/Secondary winding conductors:	Al / Al	
Classes (ambient,climate,fire):	E2-C2-F1	
Designed max ambiente temperature:	-25+/40	°C
Overtemp. prim./sec. windings:	100 / 100	°C
Altitude of installation:	<1000	mt
Installation:	Indoor	
Transformer protection degree:	IP21	
Po at 1 Vn:	322	W
Pcc at 75°C and Sn:	1960	W
Pcc at 120°C and Sn:	2255	W
Vcc at 75°C and Sn:	6	%
Io at 1 Vn:	2,1	%
Lp(A) at 1mt (AN):	46	dB(A)
Partial discarges:	<10	pC
Transformer overall dimensions (LxWxH):	1500 x 800 x 1400	mm
Wheelbase:	520	mm
Transformer weight:	1050	kg

INCLUDED STANDARD ACCESSORIES

No. 2 grounding provisions
Lifting lugs
Haulage hooks
No. 1 rating plate
No. 4 bi-directional wheels
Tappings on HV side displaceable by no-load links

INCLUDED ACCESSORIES

Set nr.3 PT100 (LV windings) wired in IP54 kiosk

BOXES INCLUDED

Box IP21 (bottom IP20) for indoor use, type assembled with transformer, realized with bolted panels thickness 15/10 mm painted, according to powder process, in grey RAL7032, dim. (LxWxH): 2250 x 1500 x 1980 mm - weight: 450 kg

SPECIAL EXECUTION INCLUDED

Losses with +0% tolerances

TESTS INCLUDED

Routine tests according to IEC Standards with certificate

* Dimensions and indicative weights to be confirmed during the executive design phase.

Reference Offer: 230478

LOW VOLTAGE DISTRIBUTION SWITCHGEAR - Electrical Auxiliary

Supply of an electrical switchgear wired for the protection of electrical panels and lines:

- Rated voltage: V 690
- Operating voltage: V 480
- Rated current: A 160
- Short-circuit current : kA 16
- Electrical frequency: Hz 60



The panel, contains the following equipment installed and connected:

- Start lines electrical panels of common management and group;
- Start light lines;
- Start line driving force;
- Start power auxiliary;
- Start supply 24Vdc;

It will be provided for the start 12 0/240V e 480V necessary for the proper operation of the system.

The battery charged 24Vdc will serve the consumers supplied such as PLC, sensors, transducers, solenoid valves.

Reference Offer: 230478

DC U.P.S. 100A - 24Vdc

Supply and installation of a direct current system 24Vcc.

ELECTRICAL RATINGS

Input Voltage = 480 Vca (3PH + PE)

Total current AD/DC module: 100A

Short-time rated current = 10 kA

Nominal voltage of aux. circuits = 24 Vdc

Output Voltage =24 Vdc (+ / -)

Batteries type = OpzV - 2V

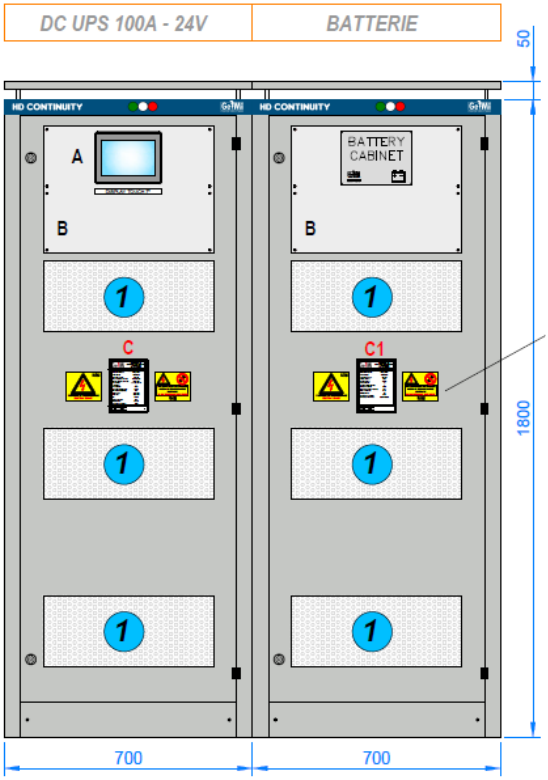
Capacity = 380 Ah - C10

Elements n° = 12

Battery for string = 12

Total strings = 1

Nominal single battery voltage: 2V



TERMS OF SERVICE

Environment = INDUSTRIAL

Installation = INDOOR

Temperature = + 40 °C / - 5 °C

Humidity = 95 % not condensed

Altitude = < 1.000 mt s.l.m.

REFERENCE STANDARDS

CEI EN 60146 - CEI EN 50061 - CEI EN 50081 - EN 61000 - CEI EN 62040-5-3

Reference Offer: 230478

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Bearing structure tickness 20/10

Panels and door tickness 15/10

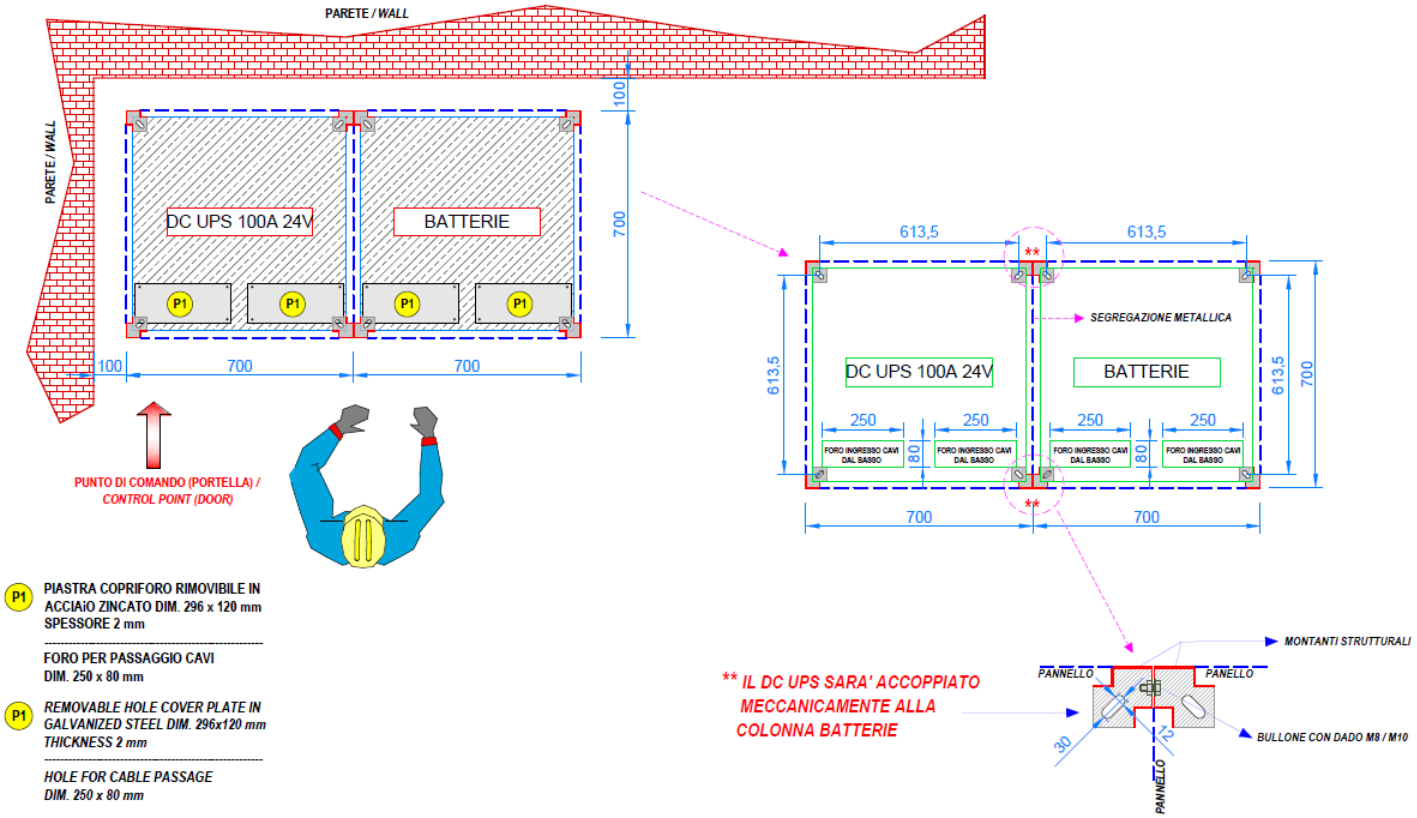
Protection degree closed door = IP 31

Protection degree open door = IP 20

Internal particulars Galvanized steel

Door plates Anodised aluminum

Bolts Galvanized steel 8.8



Reference Offer: 230478

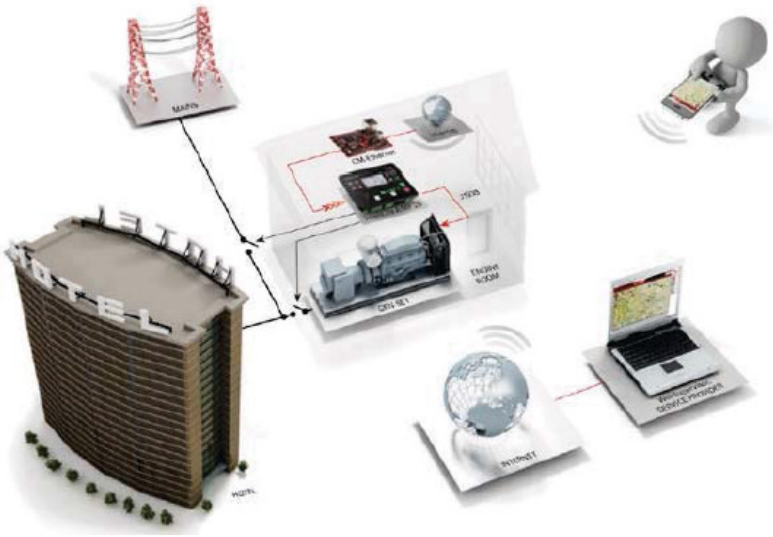
GENERATING SET

Supply of a generating set Diesel, 30 kVA soundproofed canopy, having the following characteristics:

ELECTRICAL DATA	
Type	DIESEL
Rating power	**30 KVA – 24 kW – 400 V – 43 A**
Voltage	480V
Starting	electric
Tank	100 L
Protection degree	IP21
Working hours (80%)	10 h
Noise	70 dB(A) 7m
Installation	Indoor/outdoor
Dimensions and weights:	
Total weight*	1.000 kg
Length*	2100 mm
Width*	960 mm
High*	1310 mm



Supply of an electrical panel for automatic switching.







Home / Products and Services / Automation

Automation

Developing automation systems is a strength of the company. In twenty-two years of operations, Scotta's engineers have gained outstanding know how in the design, assembly and maintenance of plants for industrial automation. In this sector, where design solutions guarantee business continuity, Scotta has gained a reputation as a reliable partner, delivering precision and prompt services.



It has transferred its experience of manufacturing production lines to the automation of power and energy generation plants. Scotta's staff oversees all stages of plant development, from design to civil works and software programming. Structural works, the manufacture of electrical cabinets and the programming of PLCs and IT systems for local or remote control all take place at the company's production facilities at Villafalletto (Cuneo).

Each component and process is manufactured, takes place and is tested based on stringent quality certification procedures that ensure plant reliability and efficiency. Scotta can provide an after-sales service with maintenance and operational schedules to meet all client requirements.



Home / Products and Services / Software

Software - HW and SW

Scotta has a division specialised in systems integration, producing hardware and software for automation systems. The division develops and produces all software for PLC control (including remote control) and the equipment control interface. Besides the basic infrastructure, Scotta provides an on-site technical service for clients, software (licences) and a 3D graphic platform and web application consultancy service.

Applications

- Sending and receiving text messages from PLCs
- Central supervision system, via operator panels
- Remote web-based supervision system
- Telecameras



System management mode

In a hydroelectric plant there are several functions that must be managed and organized in order to produce electricity; each activity is carried out in an automated manner, with the aim of optimizing the production of electricity, based on the availability of water level.

To do this, the plant must act autonomously, managing its own regulation organs according to the variation over time of the quantities of interest; in addition to this, there will be systems and control components that ensure the protection of each organ of the system, both electrical and mechanical, so as to avoid damage to them.

What the plant must be able to manage autonomously mainly concerns:

- start-up and shut-down operations of the machine unit, both following a manual command and following the intervention of the protections, with procedures automatically managed by the PLC;
- regulation of the power supplied, based on the availability of water, managed automatically by the PLC;
- verification of normal operating conditions, with signaling of anomalies or failures, automatically managed by PLC;
- collection of useful data for local and remote monitoring of the plant.

Description of automation equipment supply

The system of automation and management of the system will consist of the following panels, with front accessibility:

Electrical characteristics:

- Nominal voltage: V 690
- Operating voltage: V 400
- Rated current : A 32
- Short circuit current: kA 16
- Frequency: Hz 50

The system of automation and management of the system will consist of the following panels:

- 1 common services management.
- 1 group management panel 1.
- 1 group management panel 2.



Examples of automation panels installed by Scotta S.p.A.

In detail, the management panel will allow the following operations:

- Viewing and analysis of the electrical generator (active power , reactive power, voltage , power, power factor);
- Management of the parallel with the grid (through synchronoscope and parallel device);
- Protection of the temperature rise of the transformers;
- Protection of the high temperature of the generator;
- Protection of high temperature of the turbine and generator bearings;
- Display faults and alarms of the generator set;
- Display of voltage and current exciter;
- Manual management of the mechanicals parts of the generator set;
- Manual management of the mechanical parts of the turbine.



For gratify the above requirements the panel will include the following sections:

- Power line (breakers,contactors,transformers);
- Auxiliary line (relays , switches, warnings light);
- Analogic transducers;
- Programmer PLC;
- Terminal colour touch screen for use in industrial environments.



The system will be configured for modules:

- A module of analogic /digital conversion to measure the water level , the position of the tile and mechanical parts, power snapshot , temperature, etc.
- A module of digital / analogical conversion for actuating the valves of the hydraulic circuit, control, etc.
- A module for measuring the kWh generated, the flow , intensity, of rainfall and other weather measuring
- An intelligent module for remote loadings with the communication interface, by telephone line, radio etc.

The PLC Telemecanique Schneider will be responsible for developing all necessary programs for the manual and automatic control devices and auxiliary engines for command and control of various sizes, display of the machine, display and storage of common alarms.

The PLC Telemecanique Schneider will be equipped with digital inputs, digital outputs and analogic inputs in exuberant amount of at least 10%.

The front of the panel will be provided with an operation control panel of the touch screen type at the service of management of the station and a set of selectors/commands for manual switching – automatic of different devices to the services of the adjustment and operation of the plant , such as for example : floodgates, well pumps, conveyor belt debris etc.

On the management front will be present:

- 1 generator protection relay Schneider P343;
- 1 parallel relay;
- 1 network analyzer;
- 1 LED synchronoscope;
- 1 excitation voltage analogue voltmeter;
- 1 analog voltmeter 24Vdc battery voltage;
- selectors for switching manual / automatic operation of the gates and common services screens.



Generator protection



General series data	Easergy MiCOM Px40 Series
Frequency 50/60 Hz	■
Dual rated 1 A / 5 A	■
Opto inputs	max 64
Output contacts	max 60
High break contacts	max 8
Continuous carry	10 A
Short duration current	30 A for 3 s
LED indication (freely programmable)	22 (18)
Function keys / hot keys	10 / 2
Settings groups	4
Fault records	15
Event records	250 - 512
Disturbance records	75 s (max 10.5 s/rec.)
Programmable logic	Graphical / Fully programmable
IRIG B	Option
LCD Display with EIA(RS) 232 front port	Alphanumeric
Rear Port / 2nd rear port	Yes / Option
Courier	K-Bus / EIA(RS) 485 or Ethernet (RJ45/Fibre)
Modbus	EIA(RS) 485
IEC 60870-5-103	EIA(RS) 485 or Ethernet (RJ45/Fibre) *
IEC 60870-5-101	-
DNP3.0	EIA(RS) 485 or Ethernet (RJ45, fibre) *
IEC 60870-5-104	-
IEC 61850	Wire RJ45 or fibre
IEC 61850 Process Bus	Wire RJ45 or fibre *
IEC61850-9-3 (PTP, 1588) time sync	■**
Terminals	Ring
HSR/PRP	■*
RSTP	■*

	Nominal Voltage Vnom.	Operate Range	
		dc	ac
Power supplies	24 - 32 Vdc	19 - 38 Vdc	-
	48 - 110 Vdc / 40 - 100 Vac	37 - 150 Vdc	32 - 110 Vac
	110 - 250 Vdc / 100 - 240 Vac	87 - 300 Vdc	80 - 265Vac
Digital Inputs	Universal programmable voltage thresholds 24/27, 30/34, 48/54, 110/125 and 220/250 Vdc		

Reference Offer: 230478

Generator management relays					
Easergy MiCOM series		40			
model		P342	P343	P344	P345
CHARACTERISTICS	Case size	40 or 60TE	60 or 80TE	80TE	80TE
	CT Inputs	5	8	8	9
	VT Inputs	4	4	5	6
	Opto Inputs (max)	24	32	32	32
	Output Contacts (max)	24	32	32	32
	High Break Contacts (max. option)	4	8	8	8
	RTDs (max)	10	10	10	10
	Analogue Input / Output (max)	4/4	4/4	4/4	4/4
	Function keys / Hotkeys	■/■	■/■	■/■	■/■
ANSI	PROTECTION FUNCTION	P342	P343	P344	P345
21	Under-impedance	■	■	■	■
24	Overfluxing	■	■	■	■
25	Check synchronising	■	■	■	■
27TN/59TN	100 % stator earth fault (3rd)		■	■	■
32L/O/R	Directional power	■	■	■	■
37N/37P	Sensitive phase & earth fault undercurrent	■	■	■	■
38/49	Thermal overload	■	■	■	■
40	Loss of field	■	■	■	■
460C	Negative sequence overcurrent	■	■	■	■
46T	Negative sequence thermal	■	■	■	■
47	Negative sequence over voltage	■	■	■	■
49T	Thermal overload	■	■	■	■
50/27	Unintentional energisation		■	■	■
50/51P	Phase overcurrent	■	■	■	■
50BF	Circuit breaker failure	■	■	■	■
50N/51N	Ground fault	■	■	■	■
50DT	Interturn / split phase		■	■	■
51V	Voltage dependent O/C	■	■	■	■
59/27	Under / over voltage	■	■	■	■
59N	Residual over voltage	■	■	■	■
64	Restricted earth fault	■	■	■	■
64N/32N	Wattmetric earth fault	■	■	■	■
64R	Rotor earth fault (MiCOM P391 option)	■	■	■	■
64S	100 % stator earth fault (low frequency)				■
67N	Sensitive directional earth fault	■	■	■	■
67P	Phase directional	■	■	■	■
67W	Wattmetric sensitive earth fault	■	■	■	■
78	Pole slipping		■	■	■
81AB	Turbine abnormal frequency	■	■	■	■
81	Under / over frequency	■	■	■	■
87G/87GT	Generator differential		■	■	■
CTS	Current transformer supervision	■	■	■	■
TCS	Trip circuit supervision	■	■	■	■
VTS	Voltage transformer supervision	■	■	■	■
	Circuit breaker monitoring	■	■	■	■

Syncronism device

Microelettrica Scientifica

GENERATOR SYNCHRONIZING RELAY

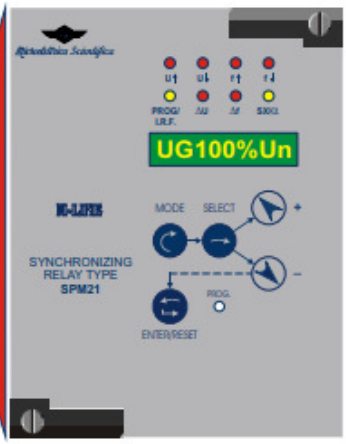
SPM21

N21-R4

LINE M

25, 27,59, 81, 90

- **Automatic Synchronization and Synchrochek.**
- **Fast proportional Voltage and Frequency regulation.**
- **Phase displacement checking with circuit breaker's closing time control.**
- **Antimotoring.**
- **Kicker pulse.**
- **Event Recording.**
- **Modbus Communication Protocol.**
- **UL / CSA listed.**



The SPM21 numerical synchronising relay measures voltage and frequency of two inputs; the voltage, frequency and phase angle of the Generator input (G) are individually compared with those of the Bus input (B) considered as reference.
The relay includes the following programmable functions:

Synchronising of the generator with the reference bus

- Normal/Dead Bus operation modes
- Adjustable Max Voltage difference
- Automatic Adjusting of phase angle for circuit breaker close
- Adjustable Max Frequency difference
- Adjustable Max Phase displacement
- Adjustable Increase/Decrease pulses to speed regulator
- Adjustable Increase/Decrease pulses to voltage regulator
- Adjustable Min/Max Bus voltage for synchronising operation
- Adjustable Min/Max Bus frequency for synchronising operation
- Kicker pulse control on steady phase displacement
- Fast synchronisation with control pulses proportional to speed and voltage difference
- 3 Digital Inputs optically isolated 2kV
- Adjustable Operate time delay
- Antimotoring control

- **Real Time Measurements =** UG - UB - HzG - HzB - ΔU - Δf - α

Reference Offer: 230478

Network analyzer



Single-circuit metering, measurement & analysis

DIRIS A-30/A-41

Multifunction power monitoring device - PMD

Energy monitoring



DIRIS A-30

The solution for

- Industry
- Building
- Infrastructures



Strong points

- User-friendly operation
- Detects wiring errors.
- Customisable
- Compliant with IEC 61557-12

Compliance with standards

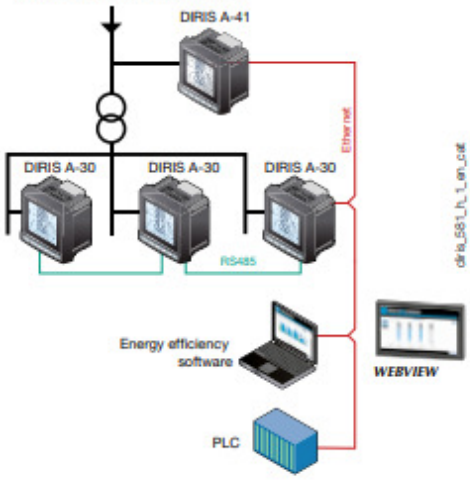
- IEC 61557-12
- IEC 62053-22 class 0.5 S
- IEC 62053-23 class 2
- UL

Function

The **DIRIS A-30** and **A-41** are power monitoring devices that provide the user with all of the measurements needed to complete energy efficiency projects and to assure the monitoring of electrical distribution.

All the information can be used and analysed remotely using energy efficiency software packages.

Functional diagram



Advantages

User-friendly operation

With its large backlit multiple-display screen with 6 hot keys, the DIRIS A-30 is easy to use.

Detects wiring errors.

The DIRIS A-30 is provided with a correction function for TC wiring errors.

Customisable

The DIRIS A-30 can be equipped with additional modules that give the user flexibility throughout the service life of the product. Communication modules and additional digital or analogue inputs/outputs can be used to increase its range of functionality.

Compliant with IEC 61557-12

Reference standard for PMDs (Performance metering & monitoring devices), IEC 61557-12 guarantees performance levels and satisfactory performance from the PMDs under the environmental conditions typical of industrial and tertiary applications.

Reference Offer: 230478

Synchronoscope

Indicatore di Sincronismo a LED 96x96mm

Misurano la differenza di fase (Δϕ) tra un generatore e la rete, indicandone la condizione (anticipo o ritardo) fino alla situazione di sincronismo (sfasamento Δϕ=0°).
Segnalano l'eventuale condizione di opposizione di fase (sfasamento Δϕ=180°).
Inserzione diretta fino a 440V
Inserzione su TV esterno /100V – /115V
Frequenza nominale 50 e 60Hz

Synchronizing meter with LED 96x96mm

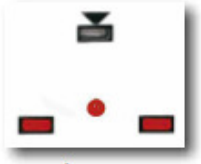
They measure the phase difference (Δϕ) between a generator and the network, showing its condition (lead or lag) until the synchronicity situation (phase displacement Δϕ=0°) is reached.
They report the possible phase opposition condition (phase displacement Δϕ=180°).
Direct connection up to 440V
Connection thru external VT/100V – /115V
Rating frequency 50 and 60Hz

SYNCRO 96L





Δϕ= 0°
Sincronismo
Synchronizing



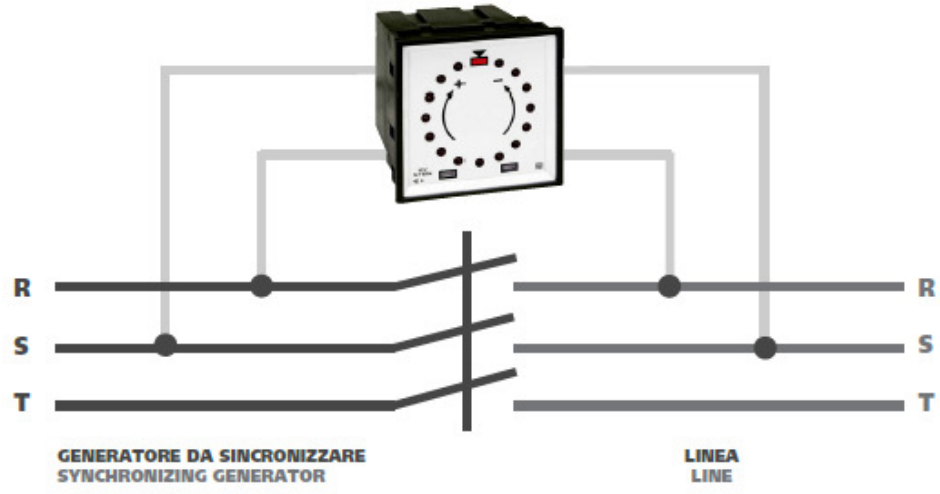
Δϕ= 180°
Opposizione
Opposition



Anticipo
Advance



Ritardo
Lag



NT804 12-2012 0 Ed. pag.1/3

Digital Excitation Control (AVR)



The DECS-250 is a microprocessor based excitation control system. The DECS-250 is designed to control and protect the generator and excitation system.

The DECS-250 provides excitation to the generator via a pulse width modulated power stage capable of 32Vdc, 63Vdc, or 125Vdc nominal voltages with a continuous output rating of 15Adc.

Basler Electric's DECS-250 and DECS-250N digital excitation control systems offer high performance, high flexibility, and extreme reliability for brushless excited AC synchronous generators. The DECS-250 offers a 15 amp pulse width modulated power stage providing high field forcing. The DECS-250N utilizes a 20 amp sixthyristor negative forcing output, providing exceptional system transient response.

Multiple communication options and an optional integrated power system stabilizer make the DECS-250 and DECS-250N a complete system solution in a reliable and cost effective package.

Operator Panel

The operator panel will consist of 1 display 4: 3 15 "touch screen for displaying and controlling the parameters of the control unit and 1 modular box PC installed on the back of the panel.

Magelis Modular Display

The industrial-grade Magelis Modular Displays are available in wide format with PCAP multitouch or in 4:3 with resistive touch. The Magelis Modular Box PC is being used with these displays.

Available in widescreen 15-inch (HD), 19-inch (HD), and 22-inch (full HD), they offer an excellent screen size to form factor ratio and ensure comfortable touch browsing and a crystal-clear view.

The 15-inch display in 4:3 format carters the gloved operations and legacy substitution. The front side USB Host port enables convenient data transfer without opening the panel.

Designed for use in industrial environments the wide screen type feature a hardened front with H7 and IP66 protection. All displays do support temperatures up to 55°C.

The 15-inch 4:3 and 15-inch wide displays are also conform to ATEX and IEXEC for usage in delicate atmospheres.



Magelis Modular Box PC

If you are looking for unmatched flexibility on a small foot print for mid to high performance, look no further.

The Magelis Modular Box PC is flexible to adapt to your needs:

- Two processor and three RAM sizes available (Celeron - 4/8 GB RAM, i7 - 8/16 GB RAM)
- Redundant HDD Raid drives with hot swap capability
- Two mini PCIe slots and up to 2 PCI(e) slots
- Optional UPS for data security and system stability in environments with unstable power supply

A product range that will be with you for the long haul

- Worldwide long-term availability
- Overlap timing to replace legacy ranges
- Extended timing for repair service

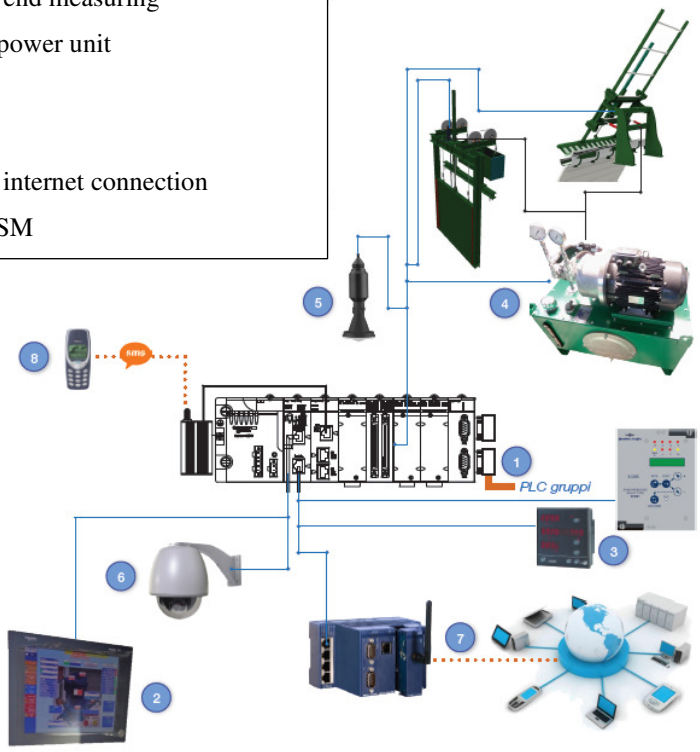


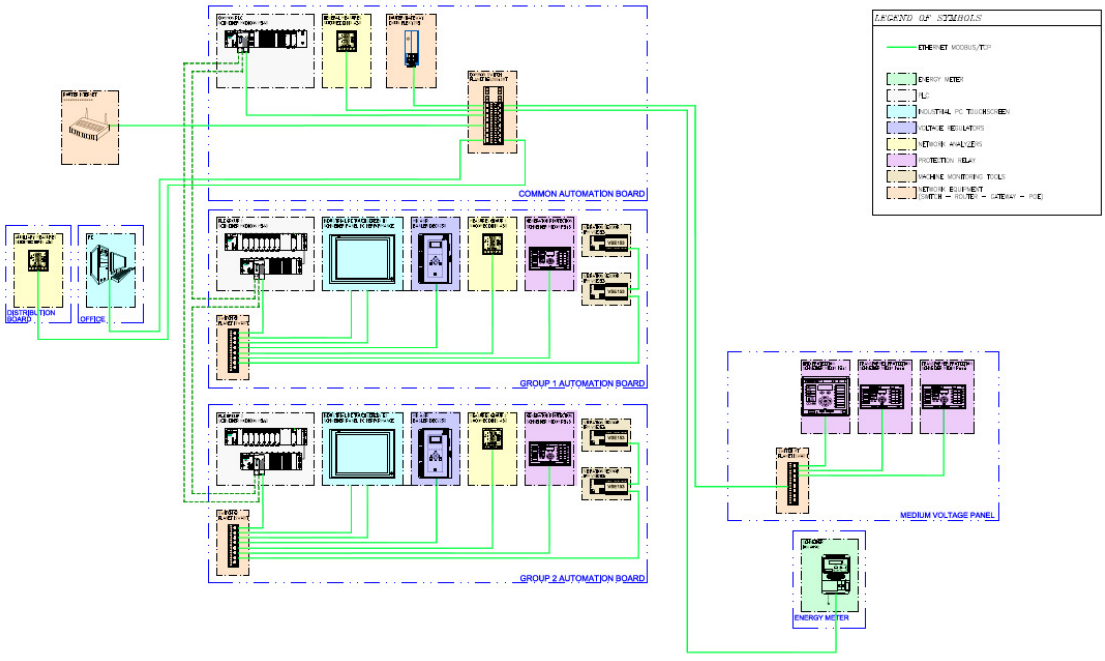


The Magelis Box PC connects to the Magelis Modular Display for Panel PC mount or remotly with Display Port to third-party screens

Example of control architecture and PLC command

Pos. 1: PLC
Pos. 2: control panel touch screen
Pos. 3: protection end measuring
Pos. 4: hydraulic power unit
Pos. 5: sensors
Pos. 6: cameras
Pos. 7: device for internet connection
Pos. 8: modem GSM





Supervision system

The hydroelectric plant can be monitored and managed in different ways.

If an operator is inside the technical room of the plant, he can use the **Touch Screen panel** installed on the front panel. Said panel communicates directly with the PLC through an intuitive interface, consisting of a series of buttons, status messages, graphics and illustrative figures. Using the buttons and a special keypad it is possible to manually control the system and modify the various presets.



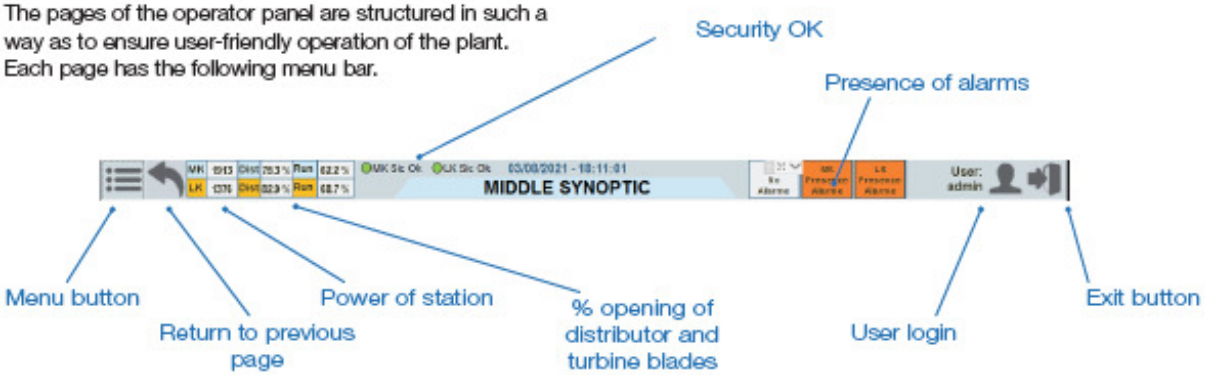
The front panel will be equipped with a touch screen operator panel Schneider Electric Magelis iPC 15 ”resolution 1024x768.



Example of automation board



The pages of the operator panel are structured in such a way as to ensure user-friendly operation of the plant. Each page has the following menu bar.



By pressing the Menu button, the following popup opens, from which you can access the various pages.



User login

There are 4 hierarchical levels:

- LEVEL 0 (GUEST - guest): visualisation of plant only, without the possibility of operating on the commands/ presets;
- LEVEL 1 (OPER - operator): total view of plant, possibility to operate on unit controls and MV/LV switches;
- LEVEL 2 (MTZ - maintenance): like OPER, but with possibility to modify the alarm thresholds of the measurements, lock / alarm timers, forcing inputs / outputs;
- LEVEL 3 (ADMIN - administrator): like MTZ, but with possibility to fully modify the parameters of the level regulator, cosf and speed thresholds.

Remote control system

The system can also be monitored and controlled remotely via a dedicated interface device.



This tool guarantees a secure connection via VPN protocols. Thanks to this, the user can connect to the PLC from any device that supports an internet connection, and, through a graphical interface similar to that of the operator panel, monitor the system, modify the presets or command certain operations.

This device also allows you to store a large amount of data, such as productions, powers, levels and temperatures (on a time scale of the order of minutes).

By means of a dedicated expansion card, the system can be connected to the outside via a SIM card, internet reflector or ADSL.

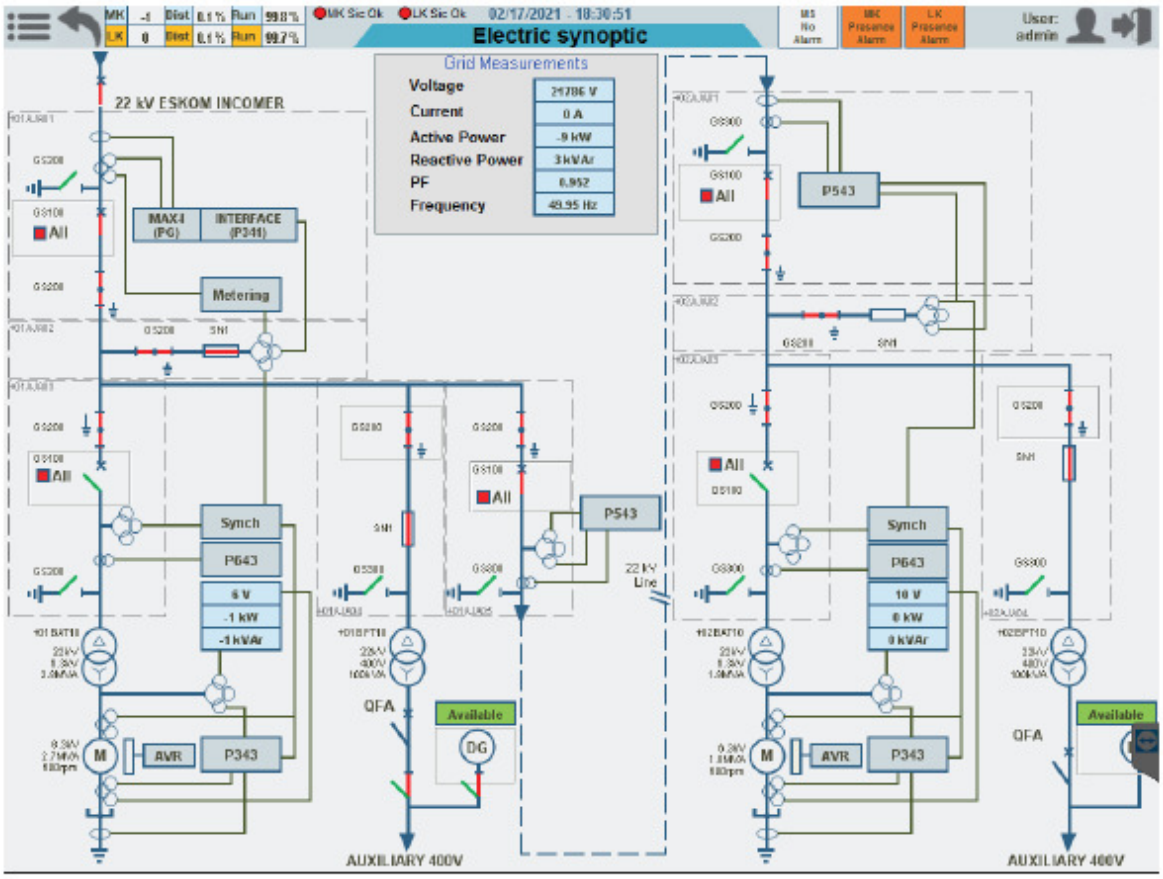
Internet monitoring

The "Monitoring" section contains the pages where the various measurements related to the different parts of the system are collected and where the operator can modify the configuration.

The **monitoring page** can be accessed through any browser.

Below are some examples of system control pages

Electric synoptic

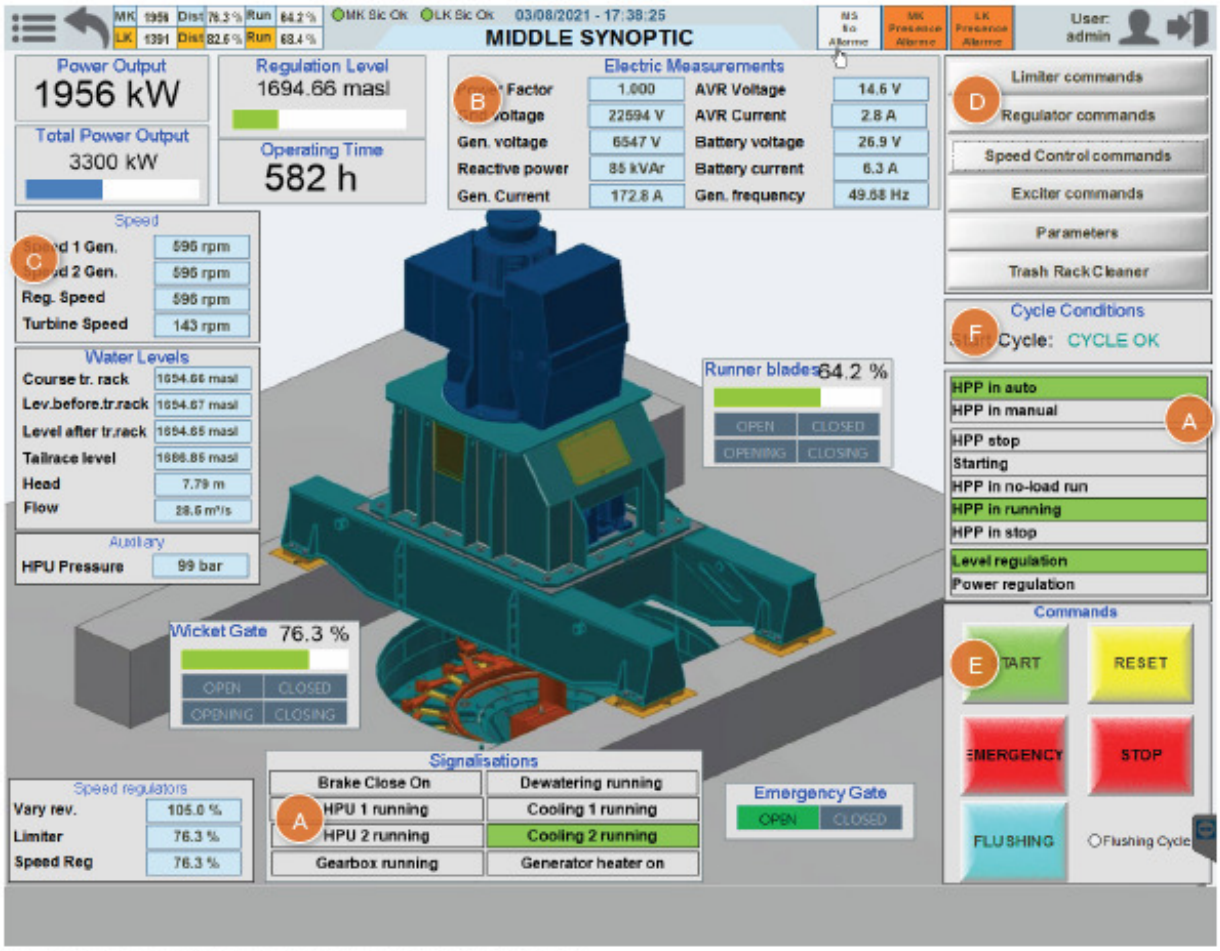


This page contains the electrical measurements taken and information on the status of the circuit breakers, disconnectors, transformers and production units.

Based on their status, the elements take on the following appearance.

- OPEN switch
- CLOSED switch
- OPEN disconnector
- CLOSED disconnector
- Earthing switch OPEN
- Earthing switch CLOSED
- OPERATING fuse
- Fuse TRIPPED

Turbine group synoptic



The synoptic summarizes all the main information regarding the production unit.
The indications displayed are as follows:

A

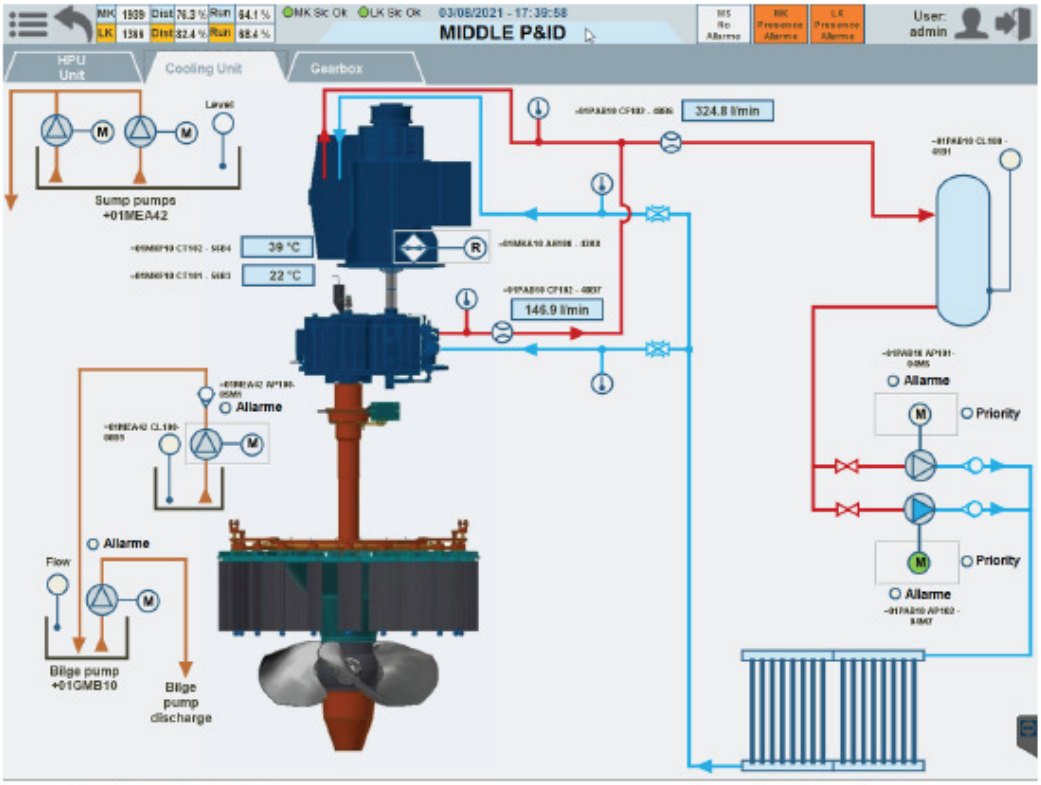
Some signals are shown in this area (active signals are coloured green).

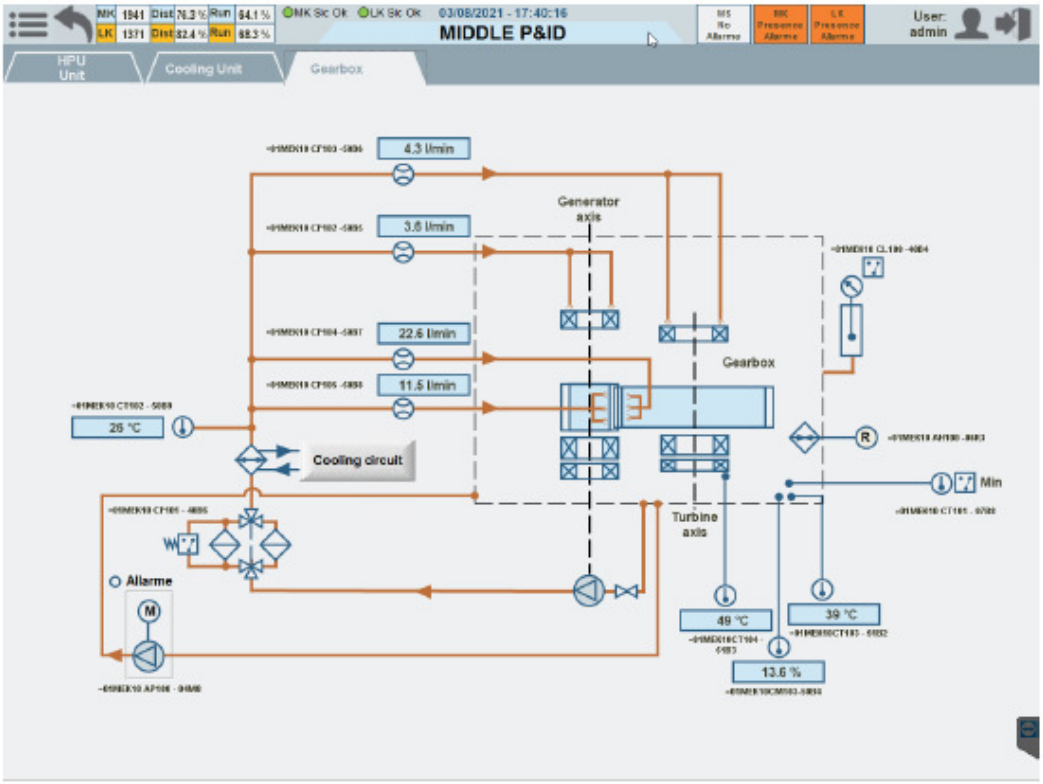
B

In this area the electrical data measured in real time are collected.

C

In this area are shown the data of the machine speed, water levels, current head, turbine speed and pressure of the machine's hydraulic unit, measured in real time.

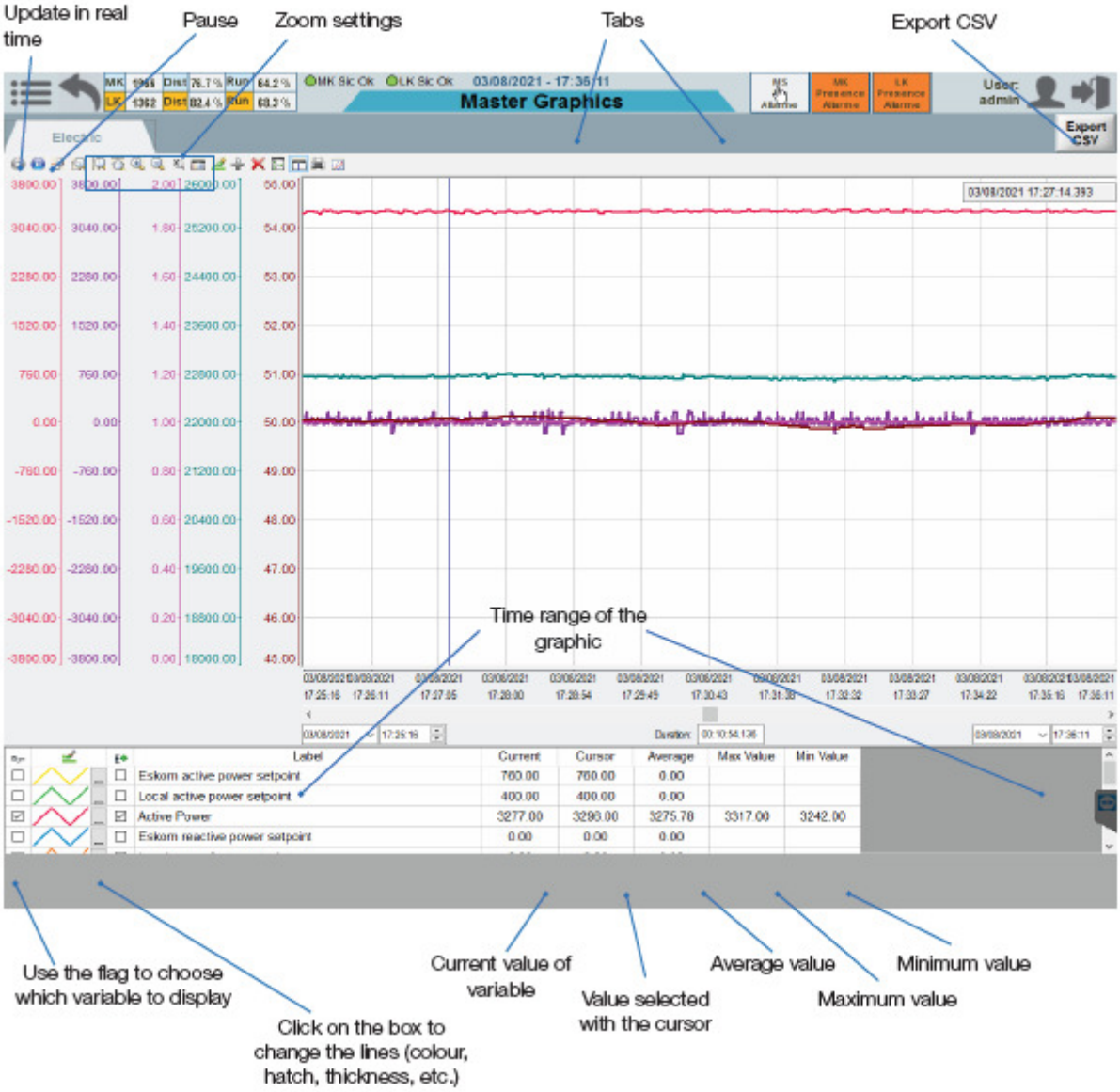




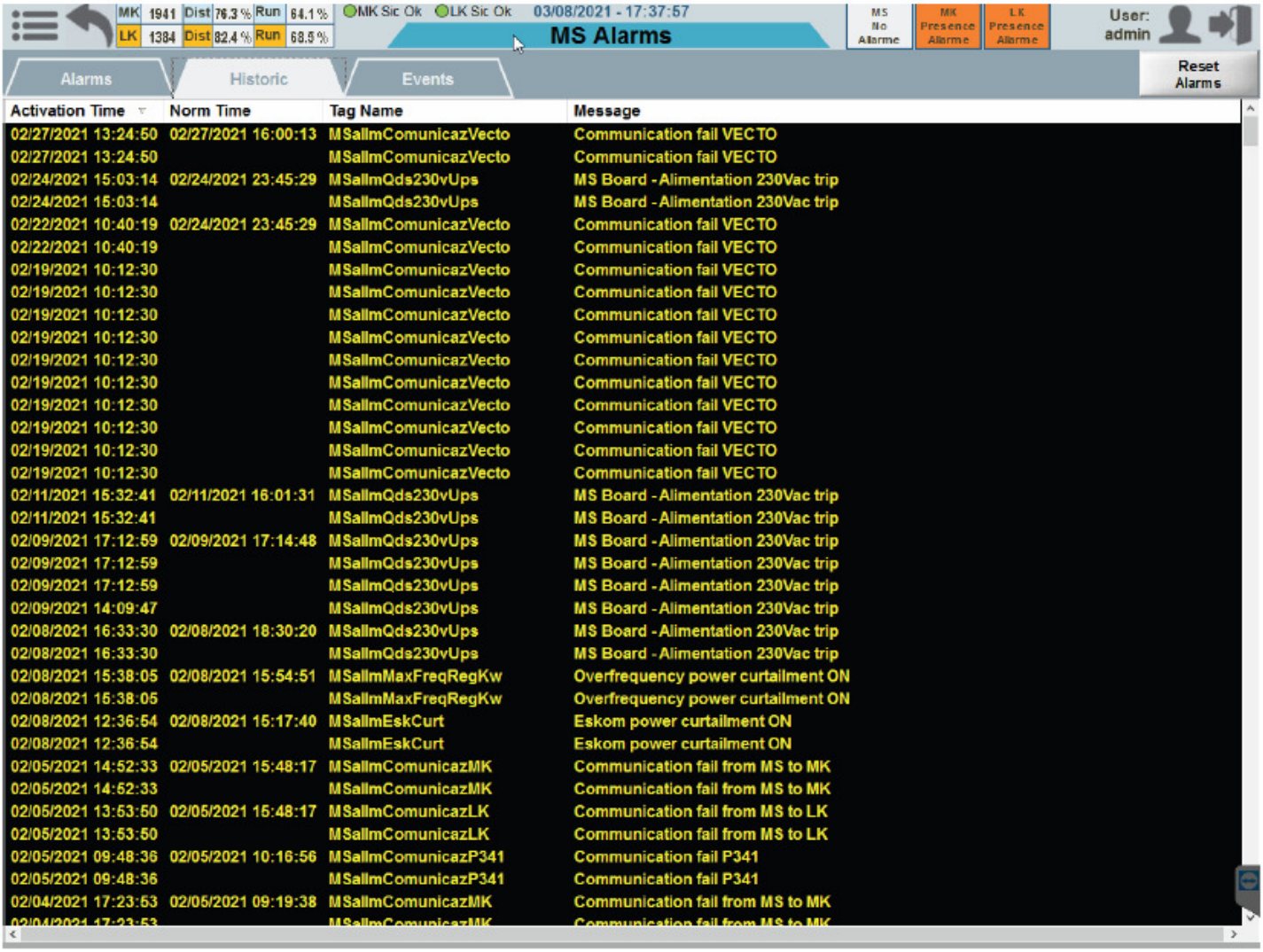
In these pages it is possible to monitor the cooling circuit of the gearbox and generator.

Graphics

On this page it is possible to plot the graphics relating to the various parameters. The operation of the graphics is the same both in the common section and in the dedicated sections.



Hystori alarms



Activation Time	Norm Time	Tag Name	Message
02/27/2021 13:24:50	02/27/2021 16:00:13	MSallmComunicazVecto	Communication fail VECTO
02/27/2021 13:24:50		MSallmComunicazVecto	Communication fail VECTO
02/24/2021 15:03:14	02/24/2021 23:45:29	MSallmQds230vUps	MS Board - Alimentation 230Vac trip
02/24/2021 15:03:14		MSallmQds230vUps	MS Board - Alimentation 230Vac trip
02/22/2021 10:40:19	02/24/2021 23:45:29	MSallmComunicazVecto	Communication fail VECTO
02/22/2021 10:40:19		MSallmComunicazVecto	Communication fail VECTO
02/19/2021 10:12:30		MSallmComunicazVecto	Communication fail VECTO
02/19/2021 10:12:30		MSallmComunicazVecto	Communication fail VECTO
02/19/2021 10:12:30		MSallmComunicazVecto	Communication fail VECTO
02/19/2021 10:12:30		MSallmComunicazVecto	Communication fail VECTO
02/19/2021 10:12:30		MSallmComunicazVecto	Communication fail VECTO
02/19/2021 10:12:30		MSallmComunicazVecto	Communication fail VECTO
02/19/2021 10:12:30		MSallmComunicazVecto	Communication fail VECTO
02/19/2021 10:12:30		MSallmComunicazVecto	Communication fail VECTO
02/19/2021 10:12:30		MSallmComunicazVecto	Communication fail VECTO
02/11/2021 15:32:41	02/11/2021 16:01:31	MSallmQds230vUps	MS Board - Alimentation 230Vac trip
02/11/2021 15:32:41		MSallmQds230vUps	MS Board - Alimentation 230Vac trip
02/09/2021 17:12:59	02/09/2021 17:14:48	MSallmQds230vUps	MS Board - Alimentation 230Vac trip
02/09/2021 17:12:59		MSallmQds230vUps	MS Board - Alimentation 230Vac trip
02/09/2021 17:12:59		MSallmQds230vUps	MS Board - Alimentation 230Vac trip
02/09/2021 14:09:47		MSallmQds230vUps	MS Board - Alimentation 230Vac trip
02/08/2021 16:33:30	02/08/2021 18:30:20	MSallmQds230vUps	MS Board - Alimentation 230Vac trip
02/08/2021 16:33:30		MSallmQds230vUps	MS Board - Alimentation 230Vac trip
02/08/2021 15:38:05	02/08/2021 15:54:51	MSallmMaxFreqRegKw	Overfrequency power curtailment ON
02/08/2021 15:38:05		MSallmMaxFreqRegKw	Overfrequency power curtailment ON
02/08/2021 12:36:54	02/08/2021 15:17:40	MSallmEskCurt	Eskom power curtailment ON
02/08/2021 12:36:54		MSallmEskCurt	Eskom power curtailment ON
02/05/2021 14:52:33	02/05/2021 15:48:17	MSallmComunicazMK	Communication fail from MS to MK
02/05/2021 14:52:33		MSallmComunicazMK	Communication fail from MS to MK
02/05/2021 13:53:50	02/05/2021 15:48:17	MSallmComunicazLK	Communication fail from MS to LK
02/05/2021 13:53:50		MSallmComunicazLK	Communication fail from MS to LK
02/05/2021 09:48:36	02/05/2021 10:16:56	MSallmComunicazP341	Communication fail P341
02/05/2021 09:48:36		MSallmComunicazP341	Communication fail P341
02/04/2021 17:23:53	02/05/2021 09:19:38	MSallmComunicazMK	Communication fail from MS to MK

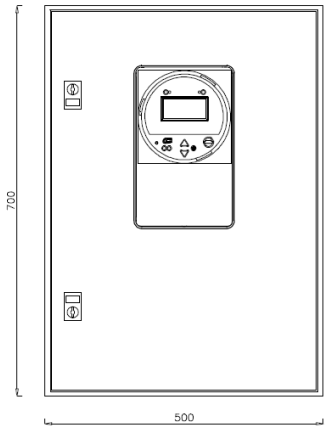
This page displays the history relating to all the alarms.
The following is shown for each alarm:

- the time it was triggered;
- the associated variable;
- the description.

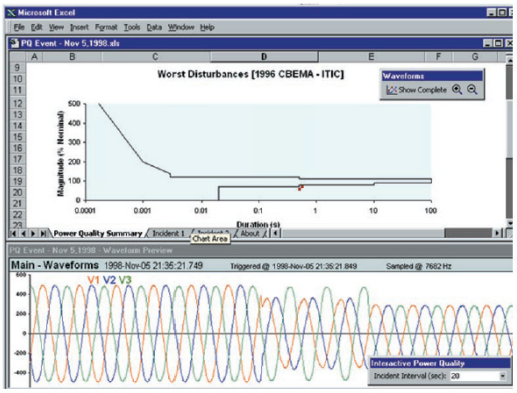
TOTAL COUNTERS EQUIPMEN

N° 1 Carpentry containing:

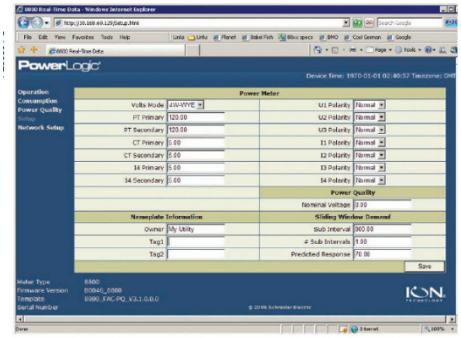
- n°. 1 Three phase counter 5A 100V CL.0,2 - Schneider Electric ION8650







Disturbance waveform capture and power quality report



Example embedded webserver page (WebMeter) showing realtime values.

POWER HOUSE CABLES

- Supply of the cables NO7VK type, of adequate section, or the grounding of utilities and electrical panels.
- Supply of the cables in the low voltage FG7OR type, of adequate section, for the feeding of the following utilities:
  - from transformer MT/BT to low voltage cubicle
  - from low voltage cubicle to generator
  - from low voltage cubicle to distributor panel BT
  - distribution panel BT;
  - management group panel;
  - hydraulic power unit
- Supply of low voltage cables of the shielded type, of adequate section, for the transmission of signals.
- Supply of Ethernet cable, for signal transmission.

DELIVERY OF SUPPLIES

Delivery conditions are DAP at the powerhouse.

Download/lift at site and custom fees are not included in Scotta offer.

INCLUSIONS

- Quality documentation;
- O&Manual;
- Training on site;
- MV and LV cable for connecting all the equipment described in this document;
- Electromechanical assembly on site.

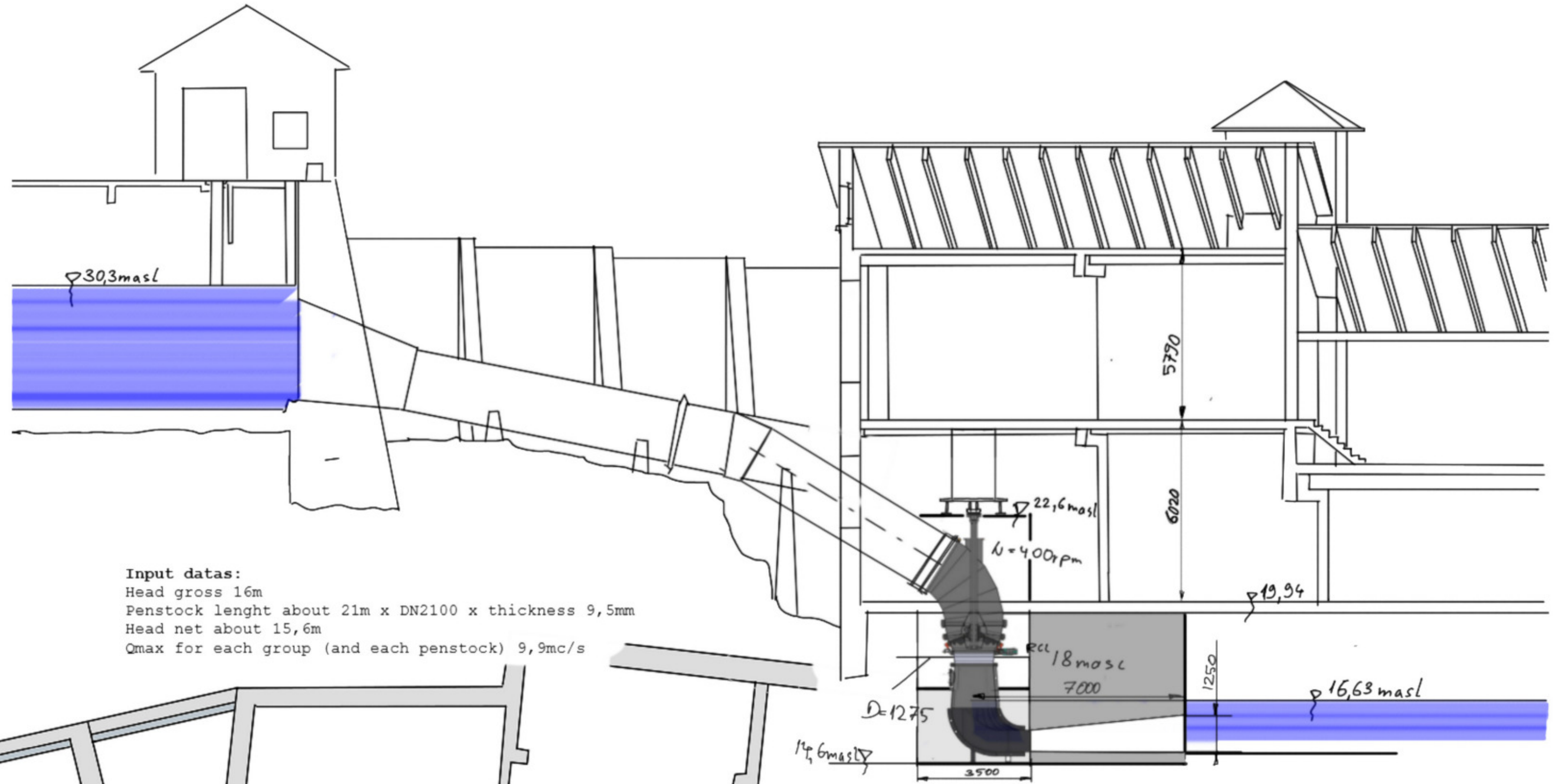
EXCLUSIONS

- Civil works
- Optical fiber outside the power house
- Power cables outside the power house
- Hidromecanical equipments (TRCL, trash rack, gates)
- Cranes in HPP
- Unloading and handling of materials on site
- Interfacing activity with local grid operator
- Anything not expressly indicated.

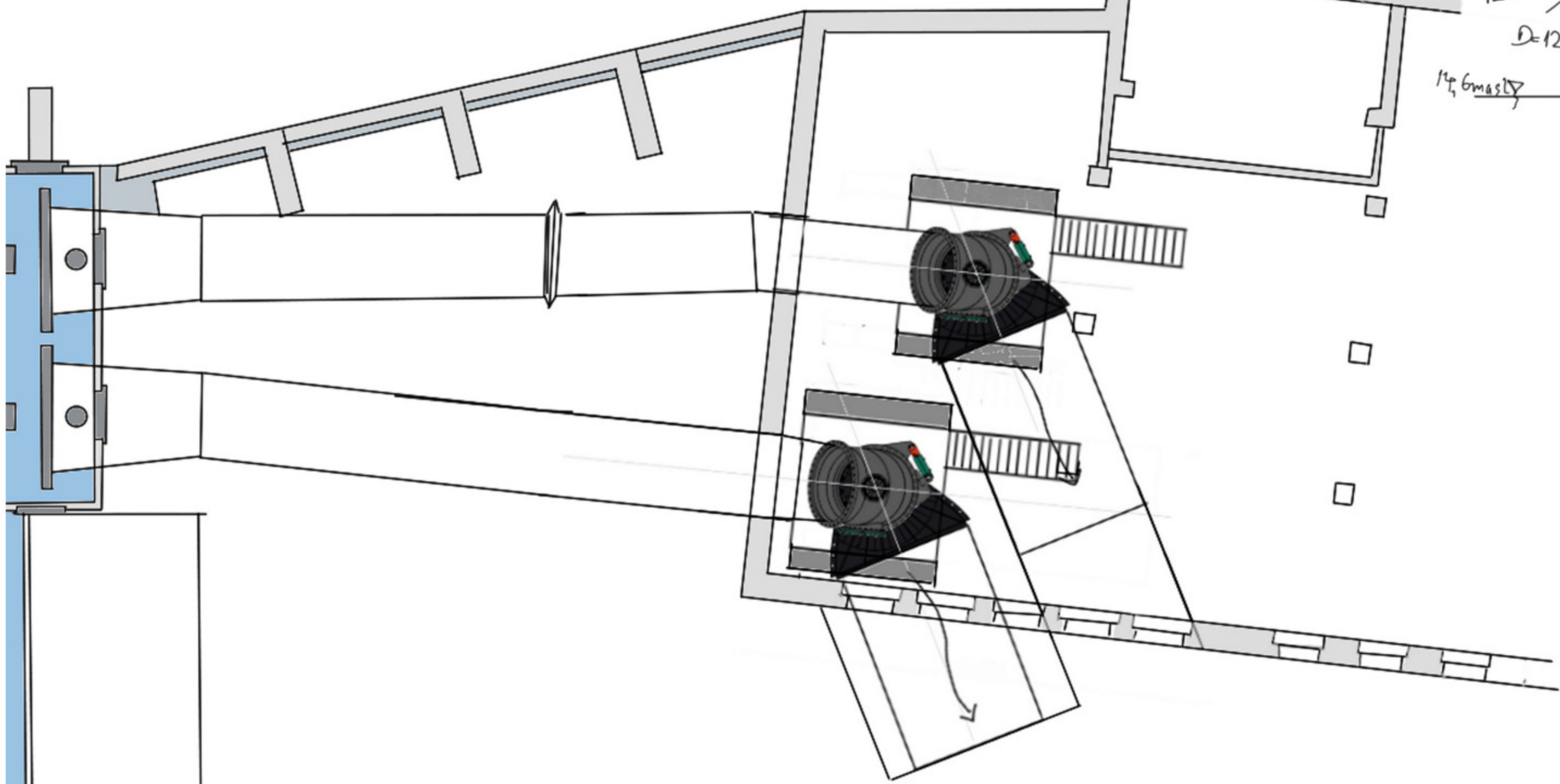
ANNEXE B

Dessins de Scotta

- Aménagement conceptuel
- Schéma de communication
- Dessin unifilaire



Input datas:
Head gross 16m
Penstock lenght about 21m x DN2100 x thickness 9,5mm
Head net about 15,6m
Qmax for each group (and each penstock) 9,9mc/s



Sign.	Change	Date	Name		Date	Name
				Drawn	2.10.2023	Filiplič P.
				Design.	2.10.2023	Filiplič P.
				Check.		

Scale-1: Scale-2: Material: Mass

LAYOUT & SECTION

SCOTTA turboinštitut

Rev. 0 1/1

File

This drawing is the property of TURBOINŠTITUT, copying this drawing or handed over to third parties is prohibited!

Plant Owner (IPP)

EPC Contractor

PLANT/Impianto
HYDROPOWER PLANT

SCALE Scala x/xxx | SHEET Foglio 01/02 | REV. Rev. 0

DOCUMENT TITLE / Titolo documento
NETWORK CONFIGURATION – OVERALL PLANT

DOC. NUMBER/Numero doc.
N° UNIFILARI991

INDEX
Indice

SHEET Foglio	DESCRIPTION Descrizione	REVISION Revisione 0	1	2	3
01	TITLE	X			
02	NETWORK CONFIGURATION	X			
03					
04					
05					
06					
07					
08					
09					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					

Plant Owner (IPP)
...

EPC Contractor
...
...

REV. Rev.	STATUS Stato	DESCRIPTION Descrizione	DATE Data	CHECKED Controllato	APPROVED Approvato
0	FIF	FIRST ISSUE /PRIMA EMISSIONE	03/10/2023	xxxxx	xxxxx

DOC. CODE / Codifica doc.
N° UNIFILARI991

PLANT / Impianto
HYDROPOWER PLANT – (CANADA)

DOCUMENT DATE
13/10/2020

SCOTTA

SCOTTA S.p.A.
Sede legale e amministrativa:
Via Monviso, 41 - 12020 Villafalletto
Tel: 0171/935111 - Fax: 0171/935152

DRAWN
P.G.

CHECKED
R.M.

APPROVED
N.E.

DOCUMENT TITLE
NETWORK COMUNICATION

ORDER
23/P...

PLANT

FORMAT
A3

SCALE

SHEETS
2

Formato A3

Plant Owner (IPP)

EPC Contractor

PLANT/Impianto

HYDROPOWER PLANT –

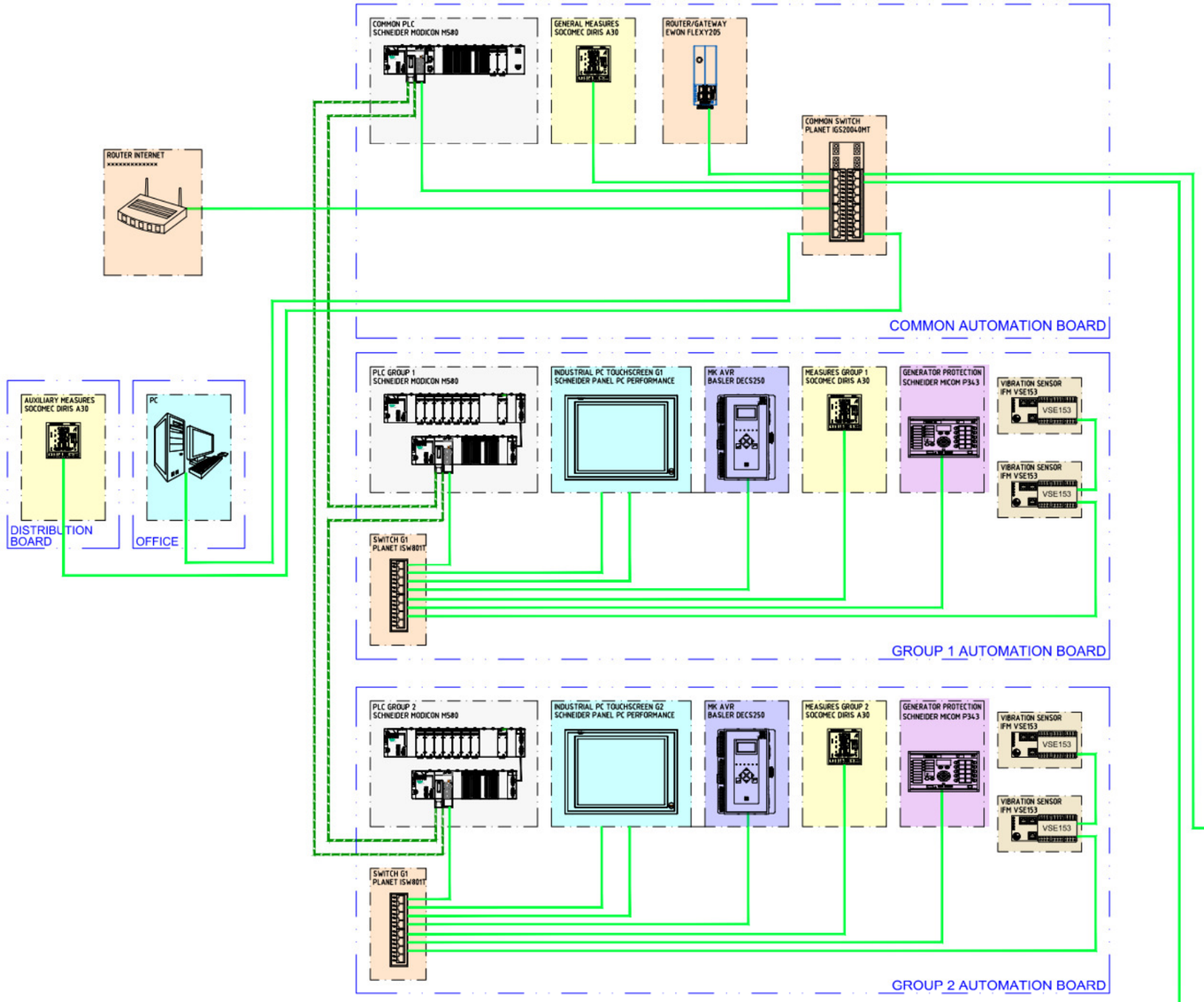
SCALE Scala x/xxx | SHEET Foglio 02/02 | REV. Rev. 0

DOCUMENT TITLE / Titolo documento

NETWORK COMUNICATION – OVERALL PLANT

DOC. NUMBER/Numero doc.

N° UNIFILARI991



LEGEND OF SYMBOLS

- ETHERNET MODBUS/TCP
- ENERGY METER
- PLC
- INDUSTRIAL PC TOUCHSCREEN
- VOLTAGE REGULATORS
- NETWORK ANALYZERS
- PROTECTION RELAY
- MACHINE MONITORING TOOLS
- NETWORK EQUIPMENT (SWITCH – ROUTER – GATEWAY – POE)

A3 Format

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Plant Owner (IPP)	PLANT/Impianto HYDROPOWER PLANT –	SCALE Scala x/xxx	SHEET Foglio 01/02	REV. Rev. 0
EPC Contractor	DOCUMENT TITLE / Titolo documento SINGLE LINE DIAGRAM – OVERALL PLANT	DOC. NUMBER/Numero doc. N° UNIFILARI991		

INDEX Indice					
SHEET Foglio	DESCRIPTION Descrizione	REVISION Revisione			
		0	1	2	3
01	TITLE	X			
02	SINGLE LINE DIAGRAM	X			
03					
04					
05					
06					
07					
08					
09					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					

Plant Owner (IPP)

...

EPC Contractor

...

REV. Rev.	STATUS Stato	DESCRIPTION Descrizione	DATE Data	CHECKED Controllato	APPROVED Approvato
0	FIF	FIRST ISSUE /PRIMA EMISSIONE	03/10/2023	xxxxx	xxxxx

DOC. CODE / Codifica doc.
N° UNIFILARI991

PLANT / Impianto
HYDROPOWER PLANT –

DOCUMENT DATE
13/10/2020

SCOTTA S.p.A.
Sede legale e amministrativa:
Via Monviso, 41 - 12020 Villafalletto
Tel: 0171/935111 - Fax: 0171/935152

DRAWN
P.G.

CHECKED
R.M.

APPROVED
N.E.

DOCUMENT TITLE
SINGLE LINE DIAGRAM

ORDER	PLANT	FORMAT	SCALE	SHEETS
23/P...		A3		2

Formato A3

E D C B

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Plant Owner (IPP)

EPC Contractor

PLANT/Impianto

HYDROPOWER PLANT –

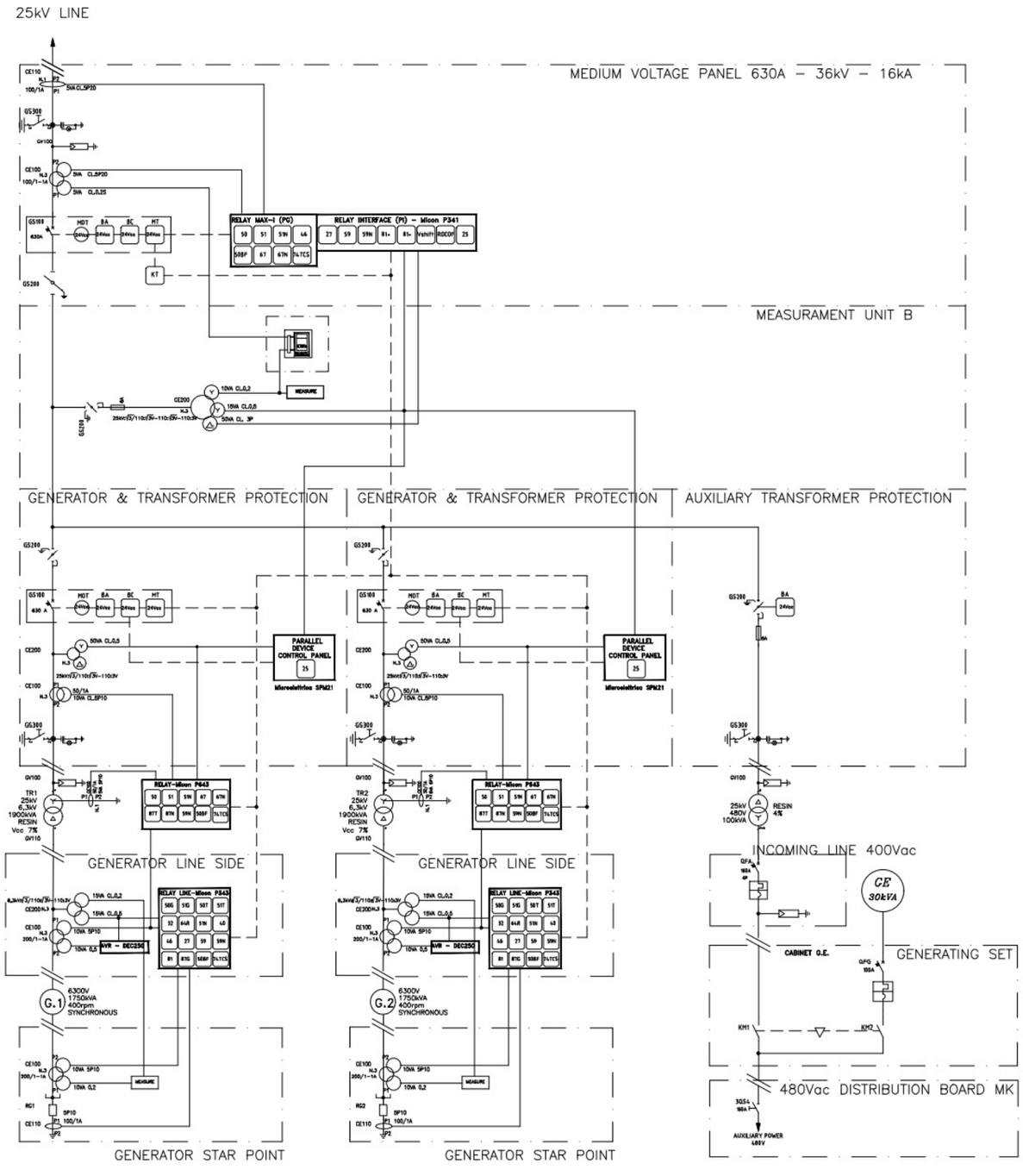
SCALE Scala x/xxx | SHEET Foglio 02/02 | REV. Rev. 0

DOCUMENT TITLE / Titolo documento

SINGLE LINE DIAGRAM – OVERALL PLANT

DOC. NUMBER/Numero doc.

N° UNIFILARI991



DATI TECNICI DEL QUADRO *SWITCHBOARD DATA SHEET*	
TIPO DI QUADRO *TYPE SWITCHGEAR*	MINIBLOC6-36 (CEI EN 62271-100/200)
TENSIONE NOMINALE *RATED VOLTAGE*	36 kV
TENSIONE D'ESERCIZIO *SERVICE VOLTAGE*	25 kV
TENSIONE DI PROVA A FREQUENZA INDUSTRIALE *RATED INSULATION LEVEL TO F.I.*	70 kV x 1'
TENSIONE DI ISOLAMENTO AD IMPULSO *INSULATION LEVEL IMPULSE*	170 kV
CORRENTE NOMINALE SULLE SBARRE PRINCIPALI *RATED CURRENT ON MAIN BUSBAR*	630 A
CORRENTE DI BREVE DURATA AMMISSIBILE *SHORT-TIME CURRENT R.M.S.*	16 kA x 1"
FREQUENZA NOMINALE *RATED FREQUENCY*	60 Hz
TEMPERATURA AMBIENTE *AMBIENT TEMPERATURE*	-10 °C +40 °C
ALTITUDINE S.L.M. *ALTITUDE*	1000 slm
GRADO DI PROTEZIONE ESTERNO *EXTERNAL PROTECTION DEGREE*	IP 30
COLORE *COLOUR*	RAL 7035
TIPOLOGIA FILO *WIRE TYPE*	FS17
TENSIONI CIRCUITI AUSILIARI ***AUXILIARY CIRCUITS VOLTAGE***	
MOTORE CARICA MOLLE DI CHIUSURA *CLOSING SPRING CHARGING MOTOR*	24 VDC
CIRCUITO DI COMANDO *CONTROL CIRCUIT*	24 VDC
CIRCUITO DI SEGNALAZIONE *SIGNALLING CIRCUIT*	24 VDC
CIRCUITO DI PROTEZIONE *PROTECTION CIRCUIT*	24 VDC
CIRCUITO APPARECCHIAMENTO AUSILIARIO *AUXILIARY EQUIPMENT CIRCUIT*	120 VAC

A3 Format

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

ANNEXE C

Décision du DPUC

STATE OF CONNECTICUT

DEPARTMENT OF PUBLIC UTILITY CONTROL
TEN FRANKLIN SQUARE
NEW BRITAIN, CT 06051

DOCKET NO. 07-10-0507-10-05

APPLICATION OF WINSTON HYDRO FOR QUALIFICATION AS A CLASS I RENEWABLE GENERATION FACILITYAPPLICATION OF WINSTON HYDRO FOR QUALIFICATION AS A CLASS I RENEWABLE GENERATION FACILITY

January 9, 2008

By the following Commissioners:

James T. Fleming
Anne C. George
John W. Betkoski, III

DECISION

I. INTRODUCTION

A. Summary

In this Decision, the Department of Public Utility Control determines that the Winston Hydro Inc. generating facility located in Riviere du Loup, Quebec, Canada would qualify as a Class I renewable energy source if it demonstrates that it has installed the equipment necessary to maintain automatic run-of-river operation.

B. Background of the Proceeding

By application received on October 1, 2007 (Application), Winston Hydro Inc. (Winston Hydro) requested that the Department of Public Utility Control (Department) determine that the Winston Hydro generation facility (Winston Hydro Facility) qualifies as a Class I renewable energy source.

Winston Hydro Facility is a hydroelectric facility that was scheduled to enter into service on November 15, 2007. The facility is located in Riviere du Loup, Quebec, Canada, and has a total planned capacity of 1.65 megawatts.

C. Conduct of the Proceeding

GOL 2J10; and the Office of Consumer Counsel, Ten Franklin Square, New Britain, Connecticut 06051, as participants in this proceeding.

II. DEPARTMENT ANALYSIS

A) a. Legal Standards

Pursuant to the General Statutes of Connecticut (C.G.S.) §16-1(a)(26), as amended by Public Act 03-135, An Act Concerning Revisions to the Electric Restructuring Legislation, and Public Act 03-221, An Act Concerning Technical Revisions to the Utility Statutes and Telecommunications Towers on Agricultural Land, "Class I renewable energy source" includes energy derived from a run-of-the-river hydropower facility provided such facility has a generating capacity of not more than five megawatts, does not cause an appreciable change in the river flow, and began operation after July 1, 2003.

In interpreting C.G.S. §16-1(a)(26), the Department determined that:

(1) "Facility" refers to an entire hydroelectric plant at a single site rather than a turbine generating unit within a hydroelectric plant;

(2) The "generating capacity of not more than five megawatts" refers to a hydroelectric facility's nameplate capacity, not its actual or average generation output;

(3) In order to qualify as "run-of-the-river," a hydroelectric facility must show a current FERC license or exemption that requires the facility to operate in run-of-river mode. Hydroelectric facilities that are not regulated by FERC will be required to show a FERC order or a court decision stating that FERC has no jurisdiction, or has declined to exercise jurisdiction, over such facility. In such cases, the hydroelectric facility must show that its operation allows the river inflow to equal outflow instantaneously and therefore, does not cause an appreciable change in the river flow; and

(4) "Began operations" means (a) the date an existing facility with generation began commercial operation as shown in documentation from FERC; (b) the new date given to an abandoned or destroyed facility that comes back into operation as shown in its documentation from FERC or as determined by the Department; (c) the date upon which a facility changes operation from store and release to run-of-river as shown in documentation from FERC; or (d) the new date that incremental generation is in operation at an existing facility as shown in its documentation from FERC.

See Docket No. 04-02-07, DPUC Declaratory Ruling Concerning "Run-of-the-River Hydropower" as That Term is Used in the Definitions of Class I and Class II Renewable Energy Source in C.G.S. §16-1(a)(26) &(27).

A) B. Department Determination

As provided in the Application, Winston Hydro Facility is a hydroelectric facility located in Riviere du Loup, Quebec, Canada. Winston Hydro Facility is currently owned by Winston Hydro. According to Winston Hydro, there are 3 turbine generators at this facility, with a total combined nameplate capacity of 1.65 megawatts. Winston Hydro further states that it plans to export a capacity of at least 1.0 megawatt to the New England Power Pool (NEPOOL) market. Response to Interrogatory EL-1.

Winston Hydro states that it does not currently have equipment in place to automatically maintain run-of-river operations, but plans to add such equipment in the future. According to Winston Hydro, such equipment will consist of a water level controller, which is comprised of water level sensors (to monitor headpond level), a Programmable Logic Controller (PLC) and a Human Machine Interface. The

control of wicket gate position and unit electric output, as well as headpond level, will be input into the PLC, which will determine necessary wicket gate and turbine output adjustments to maintain headpond level at the desired level. This water level control system is expected to be capable of maintaining headpond level within a band of 150 millimeters above or below the desired setpoint. Response to Interrogatory EL-2.

The Department determines that the Winston Hydro Facility is a small hydroelectric facility with a capacity of less than five megawatts, and will be a new run-of-river facility that began operation after July 1, 2003 once it establishes automatic run-of-river operations and demonstrates to the Department's satisfaction that run-of-river operations are established, per the Order below. Accordingly, the Department determines that Winston Hydro Facility would qualify as a Class I facility upon the successful establishment of automatic run-of-river operations. To receive Class I renewable energy qualification, Winston Hydro is required to provide documentation showing the successful implementation of the automatic control system.

The Department further notes that the Winston Hydro Facility is not required to operate as a run-of-river hydroelectric facility by any government agency, nor does any government agency monitor the facility for run-of-river operations. Responses to Interrogatories EL-3 and EL-4. Therefore, the Department cannot rely on a facility license and/or inspections by a government agency to determine whether it maintains run-of-river operations. Winston Hydro should be prepared to provide ongoing data supporting its claim of run-of-river operations, following such time as the Department certifies the facility as Class I.

The Winston Hydro Facility is located in Quebec, Canada which is outside of the NEPOOL market. C.G.S. §16-245a(b), defines geographic eligibility to include energy imported into the control area of the regional independent system operator pursuant to New England Power Pool Generation Information System Rule (NEPOOL GIS) 2.7(c), as in effect on January 1, 2006.

Quebec is recognized as an adjacent control area by the Independent System Operator of New England. Therefore, the facility geographically qualifies to import power into the control area pursuant to NEPOOL GIS rule 2.7(c) and subsequently receive renewable energy certificates. Furthermore, the Petitioner would be required to register in the New England Power Pool Generation Information System (NEPOOL GIS) and subsequently comply with Operating Rule 2.7 regarding imports.

III. FINDINGS OF FACT

1. Winston Hydro Facility is a hydroelectric facility located in Riviere du Loup, Quebec, Canada.

2. Winston Hydro Facility is currently owned by Winston Hydro.

3. There are 3 turbine generators at this facility, with a total combined nameplate capacity of 1.65 megawatts.

4. Winston Hydro Facility began commercial operation after July 1, 2003.

5. Winston Hydro intends to convert the facility to run-of-river by installing headpond level controls to regulate the surface elevation of the headpond to automatically regulate level.

IV. CONCLUSION AND ORDER

A. Conclusion

Based on the evidence submitted, the Department finds that Winston Hydro Facility would qualify as a Class I renewable generation facility pursuant to C.G.S. §16-1(a)(26) if it implements automatic

run-of-river operation as proposed in the Application. Winston Hydro would be eligible to receive Class I renewable energy certification when it provides documentation showing, to the satisfaction of the Department, the successful conversion. Such documentation should include evidence of installation of an automatic impoundment level control system and other equipment and programs as proposed in the Application required for establishing and maintaining run-of-river operation.

The Department's determination in this docket is based on the information submitted by Winston Hydro. The Department may reverse its ruling if any material information provided by the Applicant proves to be false or misleading. The Department reminds Winston Hydro that it is obligated to notify the Department within 10 days of any changes to any of the information it has provided to the Department.

A. Order

For the following Order, please submit the requested materials, identified by Docket Number, Title and Order Number to the Acting Executive Secretary.

1. Following the first full calendar quarter with the automatic headpond level control system, Winston Hydro shall include, at a minimum, headpond level and unit electric output at an interval no less frequent than one reading every four hours. Winston Hydro shall also submit an affidavit affirming that the facility operated in run-of-river mode during that calendar quarter.

DOCKET NO. 07-10-05 APPLICATION OF WINSTON HYDRO FOR QUALIFICATION AS A CLASS I RENEWABLE GENERATION FACILITY

This Decision is adopted by the following Commissioners:

James T. Fleming

Anne C. George

John W. Betkoski, III

CERTIFICATE OF SERVICE

The foregoing is a true and correct copy of the Decision issued by the Department of Public Utility Control, State of Connecticut, and was forwarded by Certified Mail to all parties of record in this proceeding on the date indicated.

Louise E. Rickard

January 11, 2008

Louise E. Rickard
Acting Executive Secretary
Department of Public Utility Control

Date

J. BUCKINGHAM

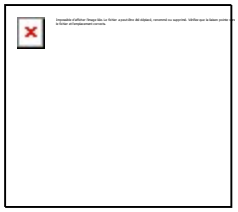
From: Bergeron, Maxime <bergeron.maxime@hydroquebec.com>
Sent: April 11, 2024 4:54 PM
To: brianwmcd@hotmail.com <brianwmcd@hotmail.com>
Cc: Raymond, Patrice <raymond.patrice@hydroquebec.com>
Subject: Centrale de St-Antonin - Étude exploratoire

Bonjour M. McDougall,

En l'absence de M. Raymond, je vous fais parvenir les résultats de l'étude exploratoire pour l'intégration au réseau de la centrale Saint-Antonin.

Pour toute question sur cette étude, vous pouvez nous contacter.

Salutations,



Maxime Bergeron, B. Ing.
Délégué commercial
Chargé d'équipe – raccordement de centrales
Services de transport d'électricité
Direction Affaires réglementaires et services de transport d'électricité
Cell. : 418-208-8492
www.hydroquebec.com

Hydro Québec TransÉnergie

ÉTUDE EXPLORATOIRE DU PROJET DE RACCORDEMENT DE LA CENTRALE SAINT-ANTONIN (2,4 MW)

PROMOTEUR: Winston Hydro Inc.

Préparé par :

Matar Seck, ing.
N° de permis 5 039 019
Conception du réseau principal
Direction Conception intégrée et optimale du système énergétique

Approuvé par :

Sermad Badawi, ing.
N° de permis 5 027 087
Chef Conception du réseau principal
Direction Conception intégrée et optimale du système énergétique

Date : 2024-04-05

1. Mise en contexte

Une étude exploratoire est réalisée conformément aux obligations d'Hydro-Québec TransÉnergie en vertu des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec.* L'étude exploratoire fournit une estimation paramétrique d'un scénario de raccordement pour les ajouts au réseau. Le coût de raccordement est basé sur les informations et les hypothèses de base disponibles lors de la réalisation de cette étude exploratoire.

Les résultats de cette étude ne doivent en aucun cas être interprétés comme un scénario final d'intégration. Ces résultats ne constituent pas un engagement de la part d'Hydro-Québec quant à la précision ou à l'exactitude des informations contenues dans ce rapport. Des études plus approfondies doivent être réalisées dans le cadre d'une étude d'intégration.

2. Description sommaire de la demande

Ce rapport présente les résultats de l'étude exploratoire concernant le raccordement au réseau d'un nouvelle centrale dénommé « Saint-Antonin » localisé dans la municipalité régionale de comté de Rivière-du-Loup. Le promoteur, *Winston Hydro Inc.*, propose une centrale d'une puissance installée de 2,8 MW composé de 2 groupes turbo-alternateurs et d'un poste de départ situé aux coordonnés géographiques suivantes: latitude 47°74'76.92'' Nord et longitude 69°52'39.68'' Ouest. Les groupes turbo-alternateurs sont des modèles Saxo du manufacturier Scotta de 1,4 MW. La puissance maximale à transporter est de 2,4 MW.

La date de mise sous tension initiale (MSTI) demandée par le promoteur est en mai 2025.

Dans cette étude, le Transporteur a évalué de façon sommaire les ajouts requis au réseau de transport pour permettre le raccordement de la nouvelle centrale. Le Transporteur a pris sommairement en considération l'impact que pourrait occasionner le raccordement de la centrale, sur la fiabilité et la qualité de service du réseau et, le cas échéant, sur la stabilité du réseau de transport.

Étant donné que tous les aspects liés à l'élaboration d'une solution d'intégration n'ont pas été pris en compte, l'estimation des ajouts requis au réseau de transport est sommaire.

Les exigences de raccordement applicables pour ce projet sont décrites dans le document intitulé « Exigences techniques de raccordement de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec » qui est en vigueur depuis le 15 juillet 2022. Ce document est disponible sur le site Internet d'Hydro-Québec à l'adresse suivante :

https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/raccordement-reseau/Exigences_raccordement_centrales_2022-07-15.pdf

3. Description sommaire du scénario de raccordement, des coûts et des délais de réalisation

Le scénario de raccordement étudié consiste à raccorder la centrale hydroélectrique Saint-Antonin d'une puissance de 2,4 MW au réseau de distribution. Ce raccordement se fera par le départ de ligne 25 kV L231 au poste Grand-Portage. Le scénario de raccordement prévoit l'ajout d'un interrupteur tripolaire en amont du point de raccordement du producteur.

De plus, la localisation de l'installation pourrait faire l'objet d'investissements majeurs sur le réseau de transport régional, advenant qu'aucun mécanisme de plafonnement ne soit prévu dans le cadre d'un appel d'offres. Ces investissements, le cas échéant, seront précisés à l'étape 3 du processus d'appel d'offres du Distributeur, selon les combinaisons possibles des projets qui lui auront été soumis et tiendront compte du statut des demandes déjà inscrites dans la séquence des études d'impact.

Des modifications aux systèmes de protection et ajouts au système de télécommunication seront nécessaires afin de maintenir le niveau de fiabilité et de robustesse du réseau local en conformité avec les normes et critères applicables du Transporteur. Les besoins seront confirmés dans le cadre de la réalisation d'une étude d'intégration. Une provision a été prévue dans l'estimation paramétrique du coût du raccordement afin de capter les divers besoins possibles en télécommunication.

Des travaux additionnels pourraient être requis afin de maintenir le niveau de fiabilité et de robustesse du réseau de transport principal en conformité avec les normes et critères applicables du Transporteur. La présente étude n'inclut pas les coûts associés à d'éventuels travaux de renforcement du réseau principal. À titre indicatif, les coûts associés au renforcement du réseau principal pourraient être d'environ 10 M$ à 30 M$ (en dollars constants 2024). Cette plage de coût est approximative et pourra être confirmée dans le cadre de la réalisation d'une étude d'intégration.

Le tableau 1 suivant présente l'estimation paramétrique des coûts de raccordement au réseau local de la centrale hydroélectrique sans les considérations de la séquence OASIS. Les coûts sont indiqués en dollars de réalisation pour une mise sous tension initiale en 2025.

Tableau 1 : Coût de réalisation du scénario de raccordement

Centrale hydroélectrique Saint-Antonin de 2,4 MW **Raccordement à 25 kV via le départ de ligne L231**	**Coûts** **(M$ de réalisation)**
• Modification à la ligne 25 kV	0,3
• Modification des systèmes de protection et télécommunications	0,1
• Activités associées à la MSTI	0,5
• Mesurage à 25 kV	0,1
Total **(excluant le coût de renforcement du réseau principal)**	**1,0**

Des travaux sont à prévoir pour la réalisation des activités reliées à la mise sous tension initiale (MSTI) du poste de départ. Tous les travaux reliés à la construction du poste sont toutefois exclus de cette étude et sont de la responsabilité du promoteur.

Tel que mentionné précédemment, cette estimation est préliminaire et devra être validée lors de la réalisation d'une étude d'intégration. Suivant les résultats de celle-ci, il faut prévoir un délai de 15 mois[1] pour ce projet de raccordement. Dans l'élaboration de l'échéancier du promoteur, ce dernier devra considérer qu'il ne peut pas y avoir de mise sous tension initiale durant la période de pointe sur le réseau (soit décembre, janvier et février). De plus, il est préférable d'éviter la période des vacances estivales (juillet).

Finalement, en présumant la réception des résultats de l'étude d'intégration et une signature de la convention d'avant-projet en septembre 2024[2], une mise sous tension initiale en mai 2025 tel que demandé par le promoteur n'est pas envisageable. La date de MSTI la plus hâtive serait mars 2026.

[1] Le délai calculé inclut ces éléments du processus de raccordement : convention d'avant-projet et entente de raccordement, cahier des charges, activités d'avant-projet, réalisation du projet de raccordement et travaux de MSTI.

[2] Date estimée tenant compte des demandes actives dans la séquence OASIS en date de l'émission du présent rapport. Cette date sera révisée à la suite du dépôt d'une demande d'étude d'intégration.

From: Raymond, Patrice <raymond.patrice@hydroquebec.com>
Sent: September 30, 2026 5:01 PM
To: Brian McDougall <brianwmcd@hotmail.com>
Subject: RE: Saint-Antonin - Demande de raccordement

Diffusion restreinte

Bonjour M. McDougall,

En attendant votre lettre d'intention d'HQ, je vous invite à remplir la demande de raccordement de votre centrale selon le gabarit disponible en ligne. Vous pouvez me soumettre une version préliminaire avant de faire la demande officielle pour vous assurer que tous les renseignements requis y sont présents. Vous pourrez ensuite faire votre demande avec la lettre d'intention d'HQ pour que celle-ci soit jugée complète aux fins d'inscription dans la séquence OASIS. Je vous transmettrai ensuite le projet de convention d'étude d'intégration pour signature.

N'hésitez pas à me contacter si vous avez des questions.

Cordialement,

Patrice Raymond
Délégué commercial
Services de transport d'électricité
Hydro-Québec
Tél. : 514 879-4684
www.hydroquebec.com

Avis de confidentialité
Le présent courriel et toutes les pièces jointes peuvent contenir de l'information privilégiée ou confidentielle. Cette information est à l'usage exclusif du destinataire. Si vous n'êtes pas le destinataire visé, veuillez en aviser immédiatement l'émetteur et détruire le contenu du courriel sans le communiquer ou le reproduire.

Formulaire de demande de raccordement

Le présent document constitue le **FORMULAIRE DE DEMANDE DE RACCORDEMENT**

*** Ce formulaire ne s'applique pas aux projets de centrales visés par un appel d'offres d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité.
*** Débuter par l'onglet « Projet », car le choix du type de production influence les données exigées dans les autres onglets.

Une étude d'intégration de centrale est réalisée conformément aux obligations d'Hydro-Québec dans le cadre de ses activités de transport d'électricité (« le Transporteur »), en vertu des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec (« les Tarifs »). L'étude d'intégration a pour objectif d'évaluer la faisabilité du raccordement d'une centrale au réseau d'Hydro-Québec et de définir la solution de raccordement, en spécifiant notamment la tension de raccordement, les ajouts au réseau requis ainsi que les autres exigences techniques. L'étude vise aussi à estimer de façon préliminaire le coût et l'échéancier de réalisation des travaux requis pour raccorder la centrale au réseau et contient également les principales caractéristiques électriques du réseau d'Hydro-Québec afin de permettre au client de réaliser son étude préliminaire de protection.

Conformément aux Tarifs, le Transporteur affiche sur son site OASIS la date de dépôt auprès du Transporteur d'une demande complète comprenant les renseignements indiqués à l'article 17.2 ainsi que les données nécessaires à la réalisation de l'étude.

Une demande complète doit inclure les informations techniques exigées en vertu de l'annexe A du document Exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec s'il est prévu que la centrale soit raccordée au réseau de transport, ou du document Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution moyenne tension d'Hydro-Québec s'il est prévu que la centrale soit raccordée au réseau de distribution. Ces documents sont disponibles sur le site internet du Transporteur à l'adresse https://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/raccordement-reseau.html

Pour les centrales qui ont un point de livraison de l'électricité au Québec, le producteur doit également déposer une lettre d'intention ou un autre engagement de la part d'un acquéreur ou d'un receveur de l'électricité établi au Québec et visé par la demande de raccordement du client. Cette lettre d'intention ou d'engagement doit être contresignée par toutes les parties concernées et maintenue en vigueur pendant toute la durée du traitement de la demande du client, soit jusqu'à la signature d'une entente de raccordement.

L'exhaustivité de toute demande d'étude d'intégration sera validée dans les 15 jours suivant le dépôt de la demande auprès du Transporteur. Si la demande est complète, celle-ci sera inscrite dans la séquence des études sur OASIS à la date de son dépôt. Si la demande est incomplète, le Transporteur informera le producteur des informations manquantes afin qu'il puisse les soumettre. La demande sera inscrite dans la séquence des études sur OASIS à la date de réception de la demande complète.

Dans les 30 jours suivant la réception d'une demande complète, le Transporteur transmettra au client une convention d'étude d'intégration qui inclut une estimation des coûts et des délais de réalisation de l'étude et dans laquelle le client s'engage à rembourser au Transporteur les frais d'exécution de l'étude d'intégration. Pour que la demande d'étude d'intégration demeure complète et conserve son rang dans la séquence OASIS, le client doit signer la convention d'étude d'intégration et la retourner avec le versement requis dans les 15 jours. Autrement, sa demande sera réputée retirée et tout versement effectué lui sera retourné avec intérêts.

Les informations relatives au poste de départ ne sont pas requises pour toute centrale d'Hydro-Québec, à condition que le point de raccordement soit situé du côté basse tension du poste de départ, comme indiqué à l'appendice J, section B.1. « Poste de départ » des Tarifs.

La demande doit être acheminée par courrier électronique avec tous les documents requis à l'adresse suivante : teproducteursprives@hydroquebec.com.

teproducteursprives@hydroquebec.com

INFORMATIONS SUR LE PROJET

Note importante concernant l'emplacement du poste de départ

L'emplacement du poste de départ de la centrale, utilisé comme point de raccordement au réseau d'Hydro-Québec, a un impact sur les coûts et le délai d'intégration de votre projet, notamment pour ce qui est du tracé de la ligne de raccordement.

Nous vous invitons à prendre en compte les éléments suivants au moment de faire votre demande d'étude exploratoire :

− La présence de zones d'accumulation de givre (ZAG) : dans le souci d'assurer la fiabilité de son réseau, Hydro-Québec évitera autant que possible l'installation d'infrastructures de transport d'électricité en haute altitude (>600 m), notamment dans les ZAG, puisqu'elles augmentent de façon importante les risques liés à l'exploitation des lignes. Dans certains cas, l'exploitation peut même s'avérer impossible.

− L'emplacement du poste : l'emplacement choisi doit permettre la construction du premier pylône face au portique d'entrée, c'est-à-dire qu'il ne doit pas y avoir d'infrastructure au sol (ni dans le sol) et que le profil de terrain naturel doit être relativement plat.

− Les obstacles sur le terrain : la topographie, la présence d'obstacles et les conditions de sol entre le poste et le point de raccordement peuvent nécessiter des dérivations importantes du tracé de ligne, ce qui génère des coûts additionnels.

− Les routes d'accès : la présence de chemins d'accès et d'un réseau routier existants est un élément qui facilite la construction de la ligne de raccordement.

− Les contraintes environnementales : la présence d'éléments sensibles d'un point de vue environnemental (ex. : présence de milieux humides et hydriques, de territoires agricoles protégés, de faune et de flore) faisant l'objet de réglementations particulières peut nécessiter la réalisation d'inventaires sur le terrain.

− L'acceptabilité sociale : l'emplacement de la centrale et de son poste doit favoriser le plus possible un accueil favorable par le milieu d'accueil quant au tracé de la future ligne de raccordement.

− Le niveau de tension de la future ligne de raccordement : une ligne d'une tension de 315 kV ou plus et d'une longueur égale ou supérieure à 2 km est assujettie à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement prévue par la Loi sur la qualité de l'environnement, ce qui implique la réalisation d'une étude d'impact sur l'environnement et une démarche du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. Le cas échéant, il faut ajouter un délai minimal de 12 mois à l'échéancier du projet de raccordement.

Il est à noter que l'estimation des coûts et des délais qui vous est fournie dans le cadre de l'étude exploratoire ne prend pas en compte les variables susmentionnées (sauf pour les lignes d'une tension de 315 kV ou plus et d'une longueur égale ou supérieure à 2 km). Les impacts de ces éléments sont pour la plupart précisés dans le cadre des travaux d'avant-projet.

Il appartient au promoteur d'anticiper l'impact potentiel de ces éléments sur le scénario final de raccordement pouvant, le cas échéant, entraîner des coûts additionnels à ceux estimés, voire nécessiter le déplacement du poste de départ de la centrale.

Instructions :

Débuter par cet onglet (« Projet »), car le choix du type de production influence les données exigées dans les autres onglets.Les cases vertes doivent obligatoirement être remplies dans ce formulaire. Veuillez remplir les cases non colorées si l'information est disponible. Si vous ne pouvez remplir une case verte, indiquez pourquoi en commentaire.

Section 1 – Informations générales

Nom du projet		Date de mise sous tension initiale° AAAA-MM-JJ
Emplacement du projet	Longitude	Latitude
Poste de départ ou de sectionnement		

Type d'étude demandée

Étude d'intégration

Personnes ressources - Personne désignée aux fins de communication avec le Transporteur

Prénom et nom		Titre
Nom d'entreprise (producteur)	Téléphone	Courriel
Adresse (n°, rue, étage, ville, province, pays, code postal)		

Personnes contact - Personne désignée pour signer la convention d'étude d'intégration

Prénom et nom		Titre
Nom d'entreprise (producteur)	Téléphone	Courriel
Adresse (n°, rue, étage, ville, province, pays, code postal)		

Point de livraison de la production et déclaration d'intérêt d'achat d'un tiers

Indiquer le point de livraison de l'électricité de la centrale

a) L'électricité produite par la centrale sera livrée au Québec : **Choisir**

Documents à joindre à votre demande:
Le producteur doit déposer une lettre d'intention ou un autre engagement de la part d'un acquéreur ou d'un receveur de l'électricité établi au Québec et visé par la demande de raccordement. Cette lettre d'intention ou d'engagement doit minimalement contenir les informations suivantes:

- La description des parties concernées ;
- La nature de la transaction envisagée ;
- Le volume d'électricité visé ;
- Le point de raccordement de la centrale et le point de livraison de l'électricité ;
- La date de début des livraisons d'électricité visée ;
- La durée contractuelle envisagée.

Cette lettre d'intention ou d'engagement d'un acquéreur ou d'un receveur de l'électricité établi au Québec et visé par la demande du client devra être contresignée par toutes les parties concernées et maintenue en vigueur pendant toute la durée du traitement de la demande du client, soit jusqu'à la signature d'une entente de raccordement.

	Nom et numéro de document
Joindre lettre d'intention ou d'engagement d'un acquéreur ou d'un receveur de l'électricité au Québec	

b) L'électricité produite par la centrale sera livrée à l'extérieur du Québec **Choisir**

Indiquer le service de transport de point à point associé à la demande :

Information sur la production

Type de production	Production hydraulique/thermique		Source d'énergie raccordée au moyen d'onduleurs (SERMO)		Centrale de stockage d'énergie
	Synchrone	Asynchrone	Éolienne	Solaire	
Indiquer **Oui** aux types de production utilisés, laisser vide autrement					
Puissance installée (MW)					
Nombre d'unité de production					
Puissance maximale à transporter (MW)					
Facteur de puissance capacitif de la centrale					
Facteur de puissance inductif de la centrale					
Facteur d'utilisation (F.U.) de la centrale					

La centrale est-elle équipée d'un système de stockage complémentaire aux équipements de production?	**Choisir**	
Puissance de l'équipement de stockage (MW)	Capacité de l'équipement de stockage (MWh)	
Y a-t-il un lien de télécommunication sur le site ?	**Choisir**	Si autre, veuillez préciser :
Type de lien de télécommunication	**Choisir**	

Instructions :

Veuillez remplir une colonne pour chaque modèle d'équipement et ajouter des colonnes au besoin. Les cases vertes doivent obligatoirement être remplies dans ce formulaire. Veuillez remplir les cases non colorées si l'information est disponible. Remplissez une seule colonne si vos équipements sont identiques.

Section 2 – Alternateurs synchrones

Alternateurs synchrones		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Type d'appareil (pôles lisses ou saillants)						
Nombre d'unités de production						
Fabricant						
Modèle						
Puissance apparente	Snom					MVA
Puissance nominale	MW					MW
Tension nominale	E_n					kV
Facteur de puissance capacitif						
Facteur de puissance inductif						
Nombre de phases						
Nombre de paires de pôles						
Vitesse						Tours / minute
Fréquence						Hz
Amortisseurs (mode dinterconnexion)						
Température ambiante de conception						°C
Température d'échauffement à la puissance assignée						°C
Température du réfrigérant						°C
Courant de champ à tension nominale	Ifg @ Vnom					A
Coefficient de saturation	Sgu					
Coefficient de saturation	Sgl					
Constante d'inertie de la génératrice	Hg					s
Constante d'inertie de la génératrice et de la turbine	Hgt					s

Impédances		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Tension de base	E_{base}					kV
Puissance de base	S_{base}					MVA
Réactance synchrone longitudinale non saturée	X_d					pu
Réactance transitoire longitudinale non saturée	X'_{di}					pu
Réactance subtransitoire longitudinale non saturée	X''_{di}					pu
Réactance transitoire longitudinale saturée	X'_{dv}					pu
Réactance subtransitoire longitudinale saturée	X''_{dv}					pu
Réactance synchrone transversale non saturée	X_{qi}					pu
Réactance transitoire transversale non saturée	X'_{qi}					pu
Réactance subtransitoire transversale non saturée	X''_{qi}					pu
Réactance transitoire transversale saturée	X'_{qv}					pu
Réactance subtransitoire transversale saturée	X''_{qv}					pu
Réactance directe de fuite	Xl					pu
Résistance inverse	R2					pu
Réactance inverse	X2					pu
Résistance de séquence homopolaire	R0					pu
Réactance de séquence homopolaire	X0					pu
Résistance darmature, par phase	Ra					ohms
Température associée	Ra temp					°C
Résistance de champ	Rf					ohms
Température associée	Rf temp					°C
Résistance directe du stator à 60 Hz	R1					ohms
Température associée	R1 temp					°C

Constantes de temps		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Constante de temps transitoire longitudinale	T'do					sec
Température correspondante						°C
Constante de temps subtransitoire longitudinale	T''do					sec
Température correspondante						°C
Constante de temps transitoire transversale	T'qo					sec
Température correspondante						°C
Constante de temps subtransitoire transversale	T''qo					sec
Température correspondante						°C

Section 3 – Génératrices asynchrones

Génératrices asynchrones		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unités de mesure
Nombre d'unités de production						
Fabricant						
Modèle						
Puissance apparente	S_{nom}					MVA
Puissance nominale	MW					MW
Tension nominale	E_n					kV
Température ambiante de conception						°C
Température d'échauffement à la puissance assignée						°C
Température du réfrigérant (si applicable)						°C
Facteur de puissance 100% de la puissance assignée						
Facteur de puissance 75% de la puissance assignée						
Facteur de puissance 50% de la puissance assignée						
Réactance de fuite du stator	Xs					pu
Résistance du stator	Rs					pu
Réactance de fuite du rotor	Xr					pu
Résistance du rotor	Rr					pu
Réactance de magnétisation	Xm					pu
Réactance à rotor bloqué	Xrb					pu
Réactance en circuit ouvert	Xo					pu
Constante de temps transitoire longitudinale	T'do					s
Constante d'inertie	H					s

Instructions :

Veuillez remplir une colonne pour chaque modèle d'équipement et ajouter des colonnes au besoin. Les cases vertes doivent obligatoirement être remplies dans ce formulaire. Veuillez remplir les cases non colorées si l'information est disponible. Remplissez une seule colonne si vos équipements sont identiques.

Section 4 – Sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs (SERMO)

SERMO		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Nombre d'unités de production						
Type						
Modèle						
Fabricant						
Puissance de base	S_{base}					MVA
Puissance apparente	S_{nom}					MVA
Puissance nominale	P_{nom}					MW
Tension de base	Eb					kV
Tension nominale	E_n					kV
Impédance de séquence directe à pendant un court-circuit	Z1					pu
Impédance de séquence homopolaire pendant un court-circuit	Z0					pu
Impédance de séquence inverse pendant un court-circuit	Z2					pu
Capacité de fonctionnement hors réseau (oui/non)						
Fonctionnement multimode (oui/Non)						
Caractéristiques des filtres associés au groupe lorsque l'onduleur est en attente (standby)						kVAR / MW
Normes de certification						
Certifié UL 1741-SB (oui/non)						
IEEE 2030.5 (oui/non)						
Certifié IEEE C62.41 (oui/non)						
Certifié IEEE C37.90 (oui/non)						
Certifié IEEE C37.90.1 (oui/non)						
Certifié IEEE C37.90.2 (oui/non)						
Indiquer toute autre certification disponible :						

Éoliennes		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unités de mesure
Nombre d'éoliennes						
Type d'éolienne (1, 2, 3, 4)						
Facteur de puissance capacitif						%
Facteur de puissance inductif						%
Fonction de réponse inertielle (oui/non)						
Données de court-circuit						
Résistance en séquence directe	R-Pos					pu
Réactance subtransitoire saturée dans l'axe direct	X''ds					pu
Réactance transitoire saturée dans l'axe direct	X'ds					pu
Réactance synchrone longitudinale	Xd					pu
Résistance en séquence inverse	R-Neg					pu
Réactance en séquence inverse	X-Neg					pu
Résistance en séquence homopolaire	R-Zéro					pu
Réactance en séquence homopolaire	X-Zéro					pu
Résistance de mise à la terre de machine	Rg					pu
Réactance de mise à la terre de machine	Zg					pu

Instructions pour la section 5 :

Veuillez remplir une colonne par transformateur de raccordement.
Note: Équivalent Thévenin du réseau collecteur raccordé au transformateur de raccordement

Section 5 – Réseau collecteur

Équivalent Thévenin du réseau collecteur		Équivalent 1	Équivalent 2	Équivalent 3	Équivalent 4	Unités de mesure
Impédance en séquence directe sur base de 100 MVA						
R1						pu
X1						pu
B1						pu
Impédance en séquence homopolaire sur base de 100 MVA						
R0						pu
X0						pu
B0						pu

Instructions :

Veuillez remplir une colonne pour chaque modèle d'équipement et ajouter des colonnes au besoin. Les cases vertes doivent obligatoirement être remplies dans ce formulaire. Veuillez remplir les cases non colorées si l'information est disponible. Remplissez une seule colonne si vos équipements sont identiques.

Présence d'un système de compensation ? **Choisir**

Section 6 – Système de compensation

Système de compensation		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité
Puissance						MVAR
Harmoniques filtrées et arrangement des éléments RLC						
Stratégie d'enclenchement						
Compensation réactive						
Condensateurs shunt actionnés mécaniquement connectés aux barres du poste de départ						
Capacité des condensateurs shunt						MVAR
Tension nominale des condensateurs shunt						kV
Inductances shunt actionnées mécaniquement connectées aux barres du poste de départ						
Capacité des inductances shunt						MVAR
Tension nominale des inductances shunt						kV
Plage permise pour la consigne de tension du groupe						kV
Nœud régulé						
Tension de base du nœud régulé						kV
Tension maximale						kV
Tension minimale						kV
Compensation shunt						
Tension ligne-ligne nominale	E_{LL}					kV
Puissance réactive nominale	Q					MVAR
Mode de fonctionnement (discret ou bloqué)						
Résistance DC de l'enroulement	R_{DC}					ohm par phase
Compensateur synchrone ou statique						
Puissance apparente de base	$S1_{base}$					MVA
Puissance apparente nominale	S_{nom}					MVA
Tension ligne-ligne de base	E_{base}					kV
Tension ligne-ligne nominale	E_n					kV
Puissance réactive maximale	Q_{max}					MVAR
Puissance réactive minimale	Q_{min}					MVAR
Résistance statorique en séquence directe	R_S					pu
Réactance subtransitoire non saturée en séquence directe	X_S					pu

Données de court-circuit		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité
Résistance en séquence directe	R-Pos					pu
Réactance subtransitoire saturée dans l'axe direct	X''_{ds}					pu
Réactance transitoire saturée dans l'axe direct	X'_{ds}					pu
Réactance synchrone longitudinale	X_d					pu
Résistance en séquence inverse	R-Neg					pu
Réactance en séquence inverse	X-Neg					pu
Résistance en séquence homopolaire	R-Zéro					pu
Réactance en séquence homopolaire	X-Zéro					pu
Résistance de mise à la terre de machine	R_G					pu
Réactance de mise à la terre de machine	X_G					pu

Instructions :

Veuillez remplir une colonne pour chaque modèle d'équipement et ajouter des colonnes au besoin. Les cases vertes doivent obligatoirement être remplies dans ce formulaire. Veuillez remplir les cases non colorées si l'information est disponible. Remplissez une seule colonne si vos équipements sont identiques.

Présence de transformateurs élévateurs ou transformateurs de raccordement? **Choisir**

Section 7 – Transformateurs élévateurs ou transformateurs de raccordement

Transformateurs élévateurs ou transformateurs de raccordement		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Nombre						
Fabricant						
Modèle						
Puissances nominales	S_{nom}					MVA
Méthode de refroidissement (ONAF, ONAN, etc.)						
Tension – Enroulement côté haute tension						kV
Tension – Enroulement côté basse tension						kV
Tension – Enroulement tertiaire						kV
Angle de déphasage (HT-BT)						degré
Couplage – Haute tension (YG, etc.)						
Couplage – Basse tension (D-delta, Y, YG, etc.)						
Couplage – Tertiaire						
Capacité de courant neutre						A
Type de construction du noyau magnétique						
Impédance en séquence directe						
Puissance apparente de la base pour la séquence directe	$S_{base}1$					MVA
Résistance en séquence directe	R1					pu
Réactance en séquence directe	X1					pu
Susceptance en séquence directe	B1					pu
Conductance en séquence directe	G1					pu

Impédance en séquence homopolaire		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Puissance apparente de la base pour la séquence homopolaire	$S_{base}0$					MVA
Résistance homopolaire côté haute tension	$R0_{HT}$					pu
Réactance homopolaire côté haute tension	$X0_{HT}$					pu
Résistance de mise à la terre côté haute tension	RG_HT					pu
Réactande de mise à la terre côté haute tension	XG_{HT}					pu
Résistance homopolaire côté basse tension	$R0_{BT}$					pu
Réactance homopolaire côté basse tension	$X0_{BT}$					pu
Résistance de mise à la terre côté basse tension	RG_{BT}					pu
Réactande de mise à la terre côté basse tension	XG_{BT}					pu
Résistance de mise à la terre commune aux deux côtés	R_{ntrl}					pu
Réactance de mise à la terre commune aux deux côtés	X_{ntrl}					pu
Changeurs de prises fixes						
Nombre de prises						
Écart entre les prises						kV
Plage de régulation						kV
Prise d'exploitation						
Changeurs de prises sous tension						
Nombre de prises						
Écart entre les prises						kV
Plage de régulation						kV
Côté de régulation						
Paramètres associés – Temporisation des changeurs de prises						
Temps de délai						s
Constante de temps du changeur de prises						s
Temps avant l'envoi du signal subséquent du changeur de prises						s

Section 8 – Transformateurs aux SERMO

Transformateurs aux SERMO		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Nombre						
Fabricant						
Modèle						
Puissances nominales	S_{nom}					MVA
Mode de refroidissement (ONAN, ONAF, etc.)						
Tension – Enroulement côté haute tension	E_{HT}					kV
Tension – Enroulement côté basse tension	E_{BT}					kV
Couplage des enroulements – Haute tension						
Couplage des enroulements – Basse tension						
Facteur K						
Double isolation électrostatique						
Angle de déphasage (HT-BT)						degré
Impédance en séquence directe						
Puissance apparente de la base pour la séquence directe	$S1_{base}$					MVA
Résistance en séquence directe	R1					pu
Réactance en séquence directe	X1					pu
Susceptance en séquence directe	B1					pu
Conductance en séquence directe	G1					pu
Impédance en séquence homopolaire						
Puissance apparente de la base pour la séquence homopolaire	$S0_{base}$					MVA
Résistance homopolaire côté haute tension	$R0_{HT}$					pu
Réactance homopolaire côté haute tension	$X0_{HT}$					pu
Résistance de mise à la terre côté haute tension	RG_{HT}					pu
Réactande de mise à la terre côté haute tension	XG_{HT}					pu
Résistance homopolaire côté basse tension	$R0_{BT}$					pu

Impédance en séquence homopolaire (suite)		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Réactance homopolaire côté basse tension	$X0_{BT}$					pu
Résistance de mise à la terre côté basse tension	RG_{BT}					pu
Réactande de mise à la terre côté basse tension	XG_{BT}					pu
Résistance de mise à la terre commune aux deux côtés	R_{ntrl}					pu
Réactance de mise à la terre commune aux deux côtés	X_{ntrl}					pu
Changeurs de prises fixes						
Nombre de prises						
Écart entre les prises						kV
Prise d'exploitation						
Changeurs de prises sous tension (OLTC)						
Nombre de prises						
Écarts entre les prises						kV
Côté de régulation						

Présence de transformateurs de mise à la terre? **Choisir**

Section 9 – Transformateurs de mise à la terre

Transformateurs de mise à la terre		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Nombre						
Tension nominale haute tension	E_{HT}					kV
Tension nominale basse tension	E_{BT}					kV
Puissance apparente nominale	S_{nom}					MVA
Couplage – Haute tension (YG, etc.)						
Couplage – Basse tension (D-delta, Y, YG, etc.)						
Angle de déphasage (HT-BT)						degré
Couplage (connexion des enroulements)						

Transformateurs de mise à la terre (suite)		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Puissance apparente de base en séquence homopolaire	$S0_{base}$					MVA
Impédance de base en séquence homopolaire	$Z0_{base}$					Ohm
Résistance zigzag en séquence homopolaire	$R0_{zz}$					pu
Réactance zigzag en séquence homopolaire	$X0_{zz}$					pu
Résistance de mise à la terre	R_G					pu
Réactance de mise à la terre	X_G					pu

Section 10 – Données de modélisation pour le calcul des courants DX lors des orages géomagnétiques
(si une des tensions d'enroulement est à plus de 200 kV et une des connexions du transformateur est mise à la terre)

Géomagnétiques		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Résistance DC de l'enroulement haute tension	RDC HT					Ω / enroulement
Résistance DC de l'enroulement basse tension	RDC BT					Ω / enroulement
Type de construction du noyau magnétique						
Facteur K						
Présence de mécanisme de blocage de courant DC dans le neutre						

Présence d'autres transformateurs ? **Choisir**

Section 11 – Autres transformateurs

Autres transformateurs		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Nombre						
Fabricant						
Modèle						
Puissances nominales	S_{nom}					MVA
Méthode de refroidissement (ONAF, ONAN, etc.)						
Tension – Enroulement côté haute tension						kV
Tension – Enroulement côté basse tension						kV
Tension – Enroulement tertiaire						kV

Autres transformateurs (suite)		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Angle de déphasage (HT-BT)						degré
Couplage – Haute tension (YG, etc.)						
Couplage – Basse tension (D-delta, Y, YG, etc.)						
Couplage – Tertiaire						
Capacité de courant neutre						A
Type de construction du noyau magnétique						
Impédance en séquence directe						
Puissance apparente de la base pour la séquence directe	Sbase1					MVA
Résistance en séquence directe	R1					pu
Réactance en séquence directe	X1					pu
Susceptance en séquence directe	B1					pu
Conductance en séquence directe	G1					pu
Impédance en séquence homopolaire						
Puissance apparente de la base pour la séquence homopolaire	$S_{base}0$					MVA
Résistance homopolaire côté haute tension	$R0_{HT}$					pu
Réactance homopolaire côté haute tension	$X0_{HT}$					pu
Résistance de mise à la terre côté haute tension	RG_{HT}					pu
Réactance de mise à la terrecôté haute tension	XG_{HT}					pu
Résistance homopolaire côté basse tension	$R0_{BT}$					pu
Réactance homopolaire côté basse tension	$X0_{BT}$					pu
Résistance de mise à la terre côté basse tension	RG_{BT}					pu
Réactance de mise à la terre côté basse tension	XG_{BT}					pu
Résistance de mise à la terre commune aux deux côtés	R_{ntrl}					pu
Réactance de mise à la terre commune aux deux côtés	X_{ntrl}					pu

Changeurs de prises fixes		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Nombre de prises						
Écart entre les prises						kV
Plage de régulation						kV
Prise d'exploitation						
Changeurs de prises sous tension						
Nombre de prises						
Écart entre les prises						kV
Plage de régulation						kV
Coté de régulation						
Paramètres associés – Temporisation des changeurs de prises						
Temps de délai	T_D					s
Constante de temps du changeur de prises	T_C					s
Temps avant l'envoi du signal subséquent du changeur de prises	T_{SD}					s

Instructions :

Veuillez remplir une colonne pour chaque modèle d'équipement et ajouter des colonnes au besoin. Les cases vertes doivent obligatoirement être remplies dans ce formulaire. Veuillez remplir les cases non colorées si l'information est disponible. Remplissez une seule colonne si vos équipements sont identiques.

Section 12 – Stockage

Stockage		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Nombre						
Type						
Fabricant						
Puissance nominale	M_{base}					MVA
Tension						kV
Se recharge du réseau (oui/non)						
Puissance de recharge maximale						MW
Puissance de décharge maximale						MW
Capacité en énergie						MWh
Cas d'utilisation des équipements de production						
Autre						

Présence d'une batterie (oui / non) : **Choisir**

Section 13 – Batteries

Batteries		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Efficacité aller-retour						%
Facteur de puissance						
Charge des services auxiliaires si supérieure à 1 MW						MW

Instructions :

Veuillez remplir une colonne pour chaque modèle d'équipement et ajouter des colonnes au besoin. Les cases vertes doivent obligatoirement être remplies dans ce formulaire. Veuillez remplir les cases non colorées si l'information est disponible. Remplissez une seule colonne si vos équipements sont identiques.

Section 14 – Disjoncteurs

Disjoncteurs	Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unité de mesure
Nombre					
Fabricant					
Modèle					
Tension assignée					kV
Courant assigné en service continu					A
Niveau d'isolement					
Tension de tenue aux chocs de foudre					kV
Tenue à 60 Hz, 1 minute					kV
Si plus de 315 kV, tension de tenue aux chocs de manœuvre					kV
Pouvoir de coupure					kA
Ratio X/R					
Présence de résistance de préinsertion					
Impédance					pu
Durée de préinsertion garantie					ms
Durée de préinsertion moyenne					ms
Commande unipolaire/tripolaire					
Type du dispositif de fermeture contrôlée (si présent)					
Description de l'action prise en basse pression SF_6					

Section 15 – Parafoudres

Parafoudres		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unités de mesure
Fabricant						
Modèle						
Tension de régime permanent	Uc					kV
Tension assignée	Ur					kV

Tension résiduelle maximale pour :		Équipement 1	Équipement 2	Équipement 3	Équipement 4	Unités de mesure
Front raide (1 µs), 10 kA						kV
Foudre (8/20 µs), 10 kA						kV
Choc de manœuvre, 0,5 kA						kV
Caractéristiques assignées d'énergie thermique	W_{th}					kJ / kV
Valeur de tenue au courant de court-circuit						kA

Instructions pour la section 16 :

Se référer à l'annexe A du document sur les exigences techniques de raccordement des centrales. Veuillez remplir une colonne pour chaque modèle (ex. : modèle de la génératrice, de la turbine, du contrôleur de parc) et ajouter des colonnes au besoin. Les données contenues dans l'écoulement de puissance fourni (.sav) doivent être cohérentes avec les informations fournies dans tous les onglets du présent formulaire.

Section 16 – Modèles PSSE (power system simulator for engineering)

Machines synchrones	Modèle 1	Modèle 2	Modèle 3	Modèle 4	Modèle 5	Modèle 6
Nom du modèle						
Modélisation de l'écoulement de puissance						
Modélisation dynamique						
Explications des paramètres						
Génératrices asynchrones						
Nom du modèle						
Modélisation de l'écoulement de puissance						
Modélisation dynamique						
Explications des paramètres						

SERMO

Générique – Propre au site						
Nom du modèle PSSE						
Rôle du modèle						
Modélisation de l'écoulement de puissance						
Modélisation dynamique. Nom du fichier contenant le modèle						
Description (contenant les éléments suivants)						
Ratio court-circuit						
Initialisation et réalisation des simulations						
Liste et description des paramètres du modèle						
Explications des fonctionnalités du modèle						
Description détaillée des stratégies de contrôle et V et F						
Modes de fonctionnement						
Avec délais d'activation et modes de retour au régime permanent						
Modes de priorité de la puissance active et réactive si applicable						
Explications pour réaliser les simulations suivantes						
Changer la tension de référence						
Changer la fréquence de référence						
Changer la puissance de référence						

Générique – Propre au site (suite)	Modèle 1	Modèle 2	Modèle 3	Modèle 4	Modèle 5	Modèle 6
Changer les paramètres permettant de faire les réglages pour la régulation de tension						
Changer les paramètres permettant de faire les réglages pour la régulation de fréquence						
Explications des paramètres. Paramètres associés et validés de toutes les composantes						
Usager – Propre au site						
Nom du modèle PSSE						
Rôle du modèle						
Modélisation de l'écoulement de puissance						
Modélisation dynamique. Nom du fichier contenant le modèle						
Description (contenant les éléments suivants)						
Ratio court-circuit						
Initialisation et réalisation des simulations						
Liste et description des paramètres du modèle						
Explications des fonctionnalités du modèle						
Description détaillée des stratégies de contrôle et V et F						
Modes de fonctionnement						
Avec délais d'activation et modes de retour au régime permanent						
Modes de priorité de la puissance active et réactive si applicable						
Explications pour réaliser les simulations suivantes						
Changer la tension de référence						
Changer la fréquence de référence						
Changer la puissance de référence						
Changer les paramètres permettant de faire les réglages pour la régulation de tension						
Changer les paramètres permettant de faire les réglages pour la régulation de fréquence						
Explications des paramètres. Paramètres associés et validés de toutes les composantes						

Compensation

Équipement de compensation	Modèle 1	Modèle 2	Modèle 3	Modèle 4	Modèle 5	Modèle 6
Nom du modèle						
Modélisation de l'écoulement de puissance						
Modélisation dynamique						
Explications des paramètres						

Instructions pour la section 17 :

Inscrire le nom du ou des documents contenant l'information et envoyés avec le présent formulaire.

Section 17 – Autres documents

Cartes de localisation du parc de production	Nom et numéro de document
Carte en format kmz	
Carte en format pdf	
Profil énergétique	**Nom et numéro de document**
Valeurs mensuelles moyennes en énergie pour une année type	
Profils journaliers, mensuels et annuels de la puissance maximale prévue	
Génératrice asynchrone	**Nom et numéro de document**
Courbe du couple mécanique en fonction du glissement	
Glissement en régime permanent	
SERMO	**Nom et numéro de document**
Courbes de capacité en puissance réactive des équipements	
Pour différentes températures ambiantes (ex. : -35 °C, -20 °C, 0 °C, 30 °C, 40 °C)	
Pour des tensions allant de 0,9 pu à 1,10 pu	
Courbes de capacité de tension	
Capacité en sous-tension (LVRT)	
Capacité en surtension (HVRT)	
Contribution en courant de court-circuit de la centrale selon différents types de défauts. Amplitude et angle des courants de composante directe et inverse en fonction du temps pendant et après le défaut, selon différents niveaux de tension	
Triphasé	
Biphasé	
Monophasé	
Transformateurs	**Nom et numéro de document**
Courbe de courant d'excitation (de 80 % à 160 % de la tension assignée)	
Transformateurs de raccordement	
Transformateurs aux SERMO	
Autres transformateurs	

Schémas	Nom et numéro de document
Schéma unifilaire de l'installation projetée par le producteur	
Schéma de commande et de protection	

Modèle EMTP	
En vertu de l'annexe B des Exigences techniques de raccordement de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec, un modèle EMTP est requis dans le cadre du projet. Veuillez indiquer le nom du dossier envoyé avec le présent formulaire et contenant le modèle EMTP. OU Veuillez nous indiquer la date à laquelle vous prévoyez être en mesure de fournir ce modèle.	
Modèle EMTP (nom et numéro du document)	
Date estimée de soumission du modèle	

Document de validation

Document de validation d'expert du modèle PSSE (nom et numéro du document)	

Veuillez inscrire vos commentaires et questions en lien avec le présent formulaire dans les lignes qui suivent.

Commentaires de l’utilisateur ou de l’utilisatrice