D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

D-2011-086	R-3746-2010	20 juin 2011

PRÉSENT :

Michel Hardy
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision

Demande du Distributeur relative à l'autorisation du projet CATVAR

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA).

1. LA DEMANDE

[1] Le 27 octobre 2010, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose une demande d'autorisation à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*[1] (la Loi) pour réaliser le projet de contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR ou le Projet).

[2] Le Distributeur demande également la création d'un compte de frais reportés hors base, afin d'y comptabiliser les coûts afférents à la réalisation du Projet pour les années 2010-2011.

[3] Le 5 novembre 2010, la Régie publie un avis sur son site internet indiquant qu'elle entend traiter cette demande sur dossier. Elle invite les personnes intéressées à participer à l'étude de la demande à soumettre une demande de statut d'intervenant au plus tard le 17 novembre 2010.

[4] Le 17 novembre 2010, la Régie reçoit les demandes d'intervention de quatre intéressés, soit l'ACEFQ, le GRAME, le RNCREQ et S.É./AQLPA. Le 24 novembre 2010, le Distributeur dépose ses commentaires au sujet de ces demandes. Les intéressés y répliquent le 1er décembre 2010.

[5] Le 17 décembre 2010, la Régie rend la décision procédurale D-2010-158 par laquelle, notamment, elle accorde le statut d'intervenant à l'ACEFQ, au GRAME, au RNCREQ et à S.É./AQLPA, fixe l'échéancier pour l'examen de la demande du Distributeur et identifie les enjeux préliminaires.

[6] Le 27 décembre 2010, S.É./AQLPA transmet une demande de reconnaissance du statut de témoin expert pour messieurs Jacques Fontaine et Jean-Claude Deslauriers.

[7] Le GRAME transmet, pour sa part, une demande de reconnaissance du statut d'expert-conseil pour monsieur Michel Perrachon, et ce, en date du 7 janvier 2011.

[8] Le 13 janvier 2011, la Régie tient une séance de travail sur le Projet avec le Distributeur et les intervenants.

---

[1] L.R.Q., c. R-6.01.

[9] Le 14 janvier 2011, le Distributeur dépose ses commentaires sur les demandes de reconnaissance de statut.

[10] Dans sa décision D-2011-008 du 26 janvier 2011, la Régie reconnaît à monsieur Michel Perrachon le statut d'expert-conseil et celui de témoin expert à messieurs Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine.

[11] Du 2 au 4 mars 2011, les intervenants déposent leur mémoire.

[12] Le 23 mars 2011, le Distributeur demande à la Régie l'autorisation de déposer des observations écrites supplémentaires à la suite du dépôt des mémoires des intervenants, demande à laquelle les intervenants répliquent entre les 25 et 29 mars 2011.

[13] La Régie rend la décision D-2011-038 le 5 avril 2011, par laquelle, notamment, elle autorise le Distributeur à déposer une contre-preuve et révise l'échéancier pour le traitement de la demande.

[14] Le Distributeur dépose son argumentation le 27 avril 2011 et les intervenants déposent la leur le 4 mai 2011. Le Distributeur dépose sa réplique le 11 mai 2011.

[15] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande d'autorisation du Projet.

2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[16] Le Distributeur présente cette demande en vertu de l'article 73 de la Loi ainsi que du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*[2] (le Règlement).

[2] (2001) 133 G.O. II, 6165.

[17] En vertu du Règlement, le Distributeur doit obtenir une autorisation spécifique de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 10 M$ et la demande doit être accompagnée des renseignements suivants :

> « *1° les objectifs visés par le projet;*
> *2° la description du projet;*
> *3° la justification du projet en relation avec les objectifs visés;*
> *4° les coûts associés au projet;*
> *5° l'étude de faisabilité économique du projet;*
> *6° la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;*
> *7° l'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité;*
> *8° l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel;*
> *9° le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents.* »[3]

3. ANALYSE

3.1 MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[18] Le Projet, dont le coût total est estimé à 152 M$, consiste en l'ajout d'équipements de mesure sur le réseau du Distributeur et l'exploitation d'un système dynamique de gestion de la tension, permettant un contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive. Le Distributeur prévoit, entre autres, l'installation de 1 000 transformateurs de tension télésurveillés sur environ 130 postes satellites, pour quelque 2 000 lignes du réseau de Distribution.

[19] L'ajout de 800 dispositifs de télécommande des batteries de condensateurs et la réalisation de certains travaux mineurs sur les réseaux moyenne et basse tension sont prévus d'ici 2015 afin d'optimiser les marges de tension disponibles aux postes satellites.

---

[3] Articles 1 (1°) (b) et 2 du Règlement.

[20] L'implantation d'outils de gestion au sein du système de conduite du réseau de distribution est aussi prévue. La mise en place des liens de télécommunication entre les équipements et les centres d'exploitation et de distribution est prévue, de même que le développement des normes de maintenance et des contenus de formation.

[21] La réduction de tension sur le réseau de distribution devrait générer une réduction de la consommation d'énergie par les clients, sans intervention de leur part. Cette réduction représente des économies d'énergie totales de 2 TWh à l'horizon 2015.

[22] Ces économies d'énergie devraient contribuer à l'atteinte, par le Distributeur, de la cible de 11 TWh fixée par le gouvernement du Québec à cet égard dans la stratégie énergétique 2006-2015.

3.2 ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

[23] Afin d'estimer les économies d'énergie associées au Projet, le Distributeur a d'abord eu recours à une méthode d'évaluation du potentiel de réduction de la consommation énergétique résultant d'une diminution de la tension sur son réseau. Cette réduction est quantifiée par l'utilisation du facteur d'efficacité énergétique CVR. Ce facteur, reconnu par l'industrie, se définit comme suit :

$$CVR = \Delta E\ \% / \Delta V\ \%$$

où ΔE % représente la variation d'énergie et ΔV % la variation de la tension.

[24] Les résultats de l'évaluation du CVR sont basés sur des données d'énergie et de tension enregistrées à des intervalles de cinq minutes sur une période d'environ deux ans au poste Pierre-Boucher, situé à Boucherville sur la Rive-Sud de Montréal. Le choix de ce poste a été basé sur le fait qu'il est, de l'avis du Distributeur, représentatif de l'ensemble de son réseau en ce qui a trait à la diversité de la charge (résidentielle, commerciale, institutionnelle et industrielle) et de la densité du réseau (urbain, semi-rural et rural).

[25] La méthodologie employée pour quantifier le CVR du poste Pierre-Boucher consiste en un abaissement de la tension directement au poste, et ce, un jour sur deux. Une fois ces données recueillies, une analyse statistique a été appliquée afin de déterminer les variables permettant de regrouper les périodes comparables et d'en quantifier les écarts de consommation. Les écarts dégagés ont permis de calculer le CVR, évalué à 0,4 à

la suite de ce projet pilote (moyenne pondérée par les consommations d'énergie des CVR d'été (0,67) et d'hiver (0,20))[4].

[26] Le Distributeur a aussi procédé, principalement par simulation, à une évaluation de la marge de tension disponible sur l'ensemble des postes visés par le Projet, qu'il évalue à 5,73 %. En appliquant cette marge de tension à l'énergie totale transitant par ces postes, de 87,3 TWh annuellement, et en utilisant le CVR moyen de 0,4, le Distributeur estime les économies d'énergie annuelles à 2 TWh, une fois le Projet entièrement déployé et opérationnel.

[27] Le Distributeur présente les tableaux suivants en ce qui a trait à la répartition de la clientèle par catégorie de clients (au poste Pierre-Boucher, à l'ensemble des postes visés par le Projet et à l'ensemble des postes d'Hydro Québec) et au CVR estimé par catégorie de clients :

TABLEAU 1
RÉPARTITION DE LA CLIENTÈLE PAR CATÉGORIE DE CLIENTS

	Résidentiel - Tout à l'électricité (TAE)	Résidentiel - Non tout à l'électricité (NTAE)	Commercial et institutionnel	Industriel
Poste Pierre-Boucher	57,0 %	16,7 %	17,1 %	9,2 %
Postes visés par CATVAR	44,3 %	10,2 %	38,9 %	6,6 %
Ensemble des postes HQ	44,9 %	10,8 %	37,6 %	6,7 %

Source: Pièce B-0015, HQD-3, document 2, page 3

[4] Pièce B-0004, HQD-1, document 1, page 14.

TABLEAU 2
CVR PAR CATÉGORIE DE CLIENTS

Type	CVR moyen été	CVR moyen hiver	CVR moyen
Résidentiel TAE	0,67	0,06	0,32
Résidentiel NTAE	0,67	0,12	0,35
Commercial	0,97	0,80	0,87
Industriel	0,10	0,10	0,10
Poste Pierre-Boucher	0,67	0,20	0,40

Source: Pièce B-0015, HQD-3, document 2, page 4

[28] Le RNCREQ émet certaines réserves quant à la représentativité du poste Pierre Boucher par rapport aux postes visés par le Projet ou à l'ensemble des postes d'Hydro-Québec, puisque ce poste présente notamment un écart important au niveau de la proportion de la charge commerciale et institutionnelle.

[29] En effet, cette catégorie de clients représente une proportion plus grande sur l'ensemble des postes visés par le Projet (38,9 %) que celle observée au poste Pierre-Boucher (17,1 %). Cette catégorie de clients présente aussi le CVR moyen le plus élevé. En conséquence, le RNCREQ est d'avis que l'estimation du CVR global associé à l'implantation du Projet à tous les postes visés (0,4) est conservatrice et qu'il en va de même pour les économies d'énergie associées[5]. Cette dernière conclusion est d'ailleurs partagée par les experts de S.É./AQLPA[6].

[30] Le GRAME émet quant à lui certaines réserves quant à l'atteinte des économies d'énergie annoncées de 2 TWh. En effet, il affirme que le remplacement possible de lampes à incandescence pour de l'éclairage de type électronique en cours de projet pilote pourrait avoir faussé les résultats du projet pilote du Distributeur.

5 Pièce C-RNCREQ-0016, page 3.

6 Pièce C-S.É./AQLPA-0018, page 9.

[31] Le GRAME affirme aussi que l'implantation massive d'éclairage de type électronique dans les prochaines années, équipement dont le CVR est très faible selon l'intervenant, pourrait avoir pour effet de diminuer les économies d'énergie associées au Projet de l'ordre de 15 % à 25 %.

[32] Le Distributeur indique pour sa part que sa méthodologie consistant à mesurer l'énergie transitée par le poste Pierre-Boucher une journée sur deux et de comparer les journées jugées équivalentes est « *appropriée et adaptée aux circonstances permettant d'éviter tout biais émanant de changements dans les appareils utilisés par les clients ou dans leurs habitudes de consommation, qu'il s'agisse de lampes fluo-compactes ou autres*[7] ».

[33] La Régie note le fait que les essais effectués par le Distributeur dans le cadre de son projet pilote tiennent compte des charges raccordées au moment de son évaluation et qu'il ne peut connaître avec précision la façon dont évoluera le marché de l'éclairage ou de tout autre type de charge dans l'avenir.

[34] La Régie est aussi sensible à l'analyse de la représentativité du poste Pierre Boucher en comparaison avec l'ensemble des postes visés par le Projet élaborée par le RNCREQ. Elle prend aussi acte des commentaires de cet intervenant et de ceux de S.É./AQLPA voulant que l'estimation des économies d'énergie associées au Projet soit conservatrice.

[35] Après examen, **la Régie est d'avis que l'évaluation du CVR et des économies d'énergie associées au Projet faite par le Distributeur est adéquate. De plus, la Régie prend acte du fait que le Distributeur « *prévoit réaliser d'autres essais au cours du Projet afin de raffiner son estimation du CVR et qu'il fera état des résultats obtenus dans le cadre de son rapport annuel*[8] ».**

---

7 Pièce B-0038, page 1.

8 Pièce B-0029, HQD-1, document 2, page 8.

3.3 QUALITÉ DE L'ONDE ET DU SERVICE RENDU

[36] L'introduction du système CATVAR permettra un contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive sur le réseau de distribution, grâce à l'acquisition d'information plus précise sur le niveau de la tension aux postes satellites. Il permettra ainsi au Distributeur d'obtenir un profil de tension raffiné et d'émettre des consignes d'asservissement en temps réel, tout en tenant compte des fluctuations possibles du niveau de tension sur son réseau.

[37] La gestion plus fine de la tension en continu ainsi rendue possible permettra un abaissement du niveau de tension sur le réseau de distribution sans compromettre la qualité du service chez la clientèle. Le Distributeur indique que la mesure de la tension en plusieurs points critiques du réseau devrait lui permettre de s'assurer du respect de la norme de tension CAN3-C235-83 (C2010).

3.4 IMPACT SUR LA PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER

[38] Les experts de S.É./AQLPA se questionnent sur l'impact qu'aura le Projet sur la demande de puissance à la pointe hivernale et recommandent à la Régie d'obtenir du Distributeur une évaluation de cet impact « *tant sur le plan de la quantité de MW économisés que sur le plan de la valeur économique*[9] ».

[39] Le Distributeur indique pour sa part qu'en « *période de pointe, la plupart des lignes de distribution fonctionnent déjà près des seuils minimums d'exploitation de la tension en situation normale. L'implantation de CATVAR ne permettra donc d'abaisser la tension au cours de cette période que de façon marginale*[10] ».

[40] Le GRAME et S.É./AQLPA soulèvent aussi la question de l'impact du Projet sur l'abaissement de tension en tant que moyen de gestion de la pointe hivernale prévue au bilan en puissance du Distributeur.

---

9 Pièce C-S.É./AQLPA-0012, page 26.

10 Pièce B-0029, HQD-1, document 2, page 10.

[41] Selon le Distributeur, l'implantation de CATVAR n'aura aucun impact sur ce moyen de gestion de la pointe puisque le Projet vise le maintien de la tension à l'intérieur des exigences de la norme CAN3-C235-83 (C2010) en conditions normales d'exploitation. L'abaissement de tension en tant que moyen de gestion de la pointe représente, pour sa part, une opération à l'intérieur des limites prévues pour des conditions marginales d'exploitation[11].

[42] **La Régie juge raisonnable l'évaluation du Distributeur quant à l'impact du Projet sur la demande de puissance à la pointe hivernale et sur l'abaissement de tension en tant que moyen de gestion de la pointe hivernale.**

[43] Par ailleurs, la Régie note que, selon le Distributeur, « *l'introduction du système CATVAR, lequel transmet de l'information plus précise sur le niveau de tension au poste, permettra d'augmenter le nombre de postes assujettis au moyen de gestion de l'abaissement de tension, sans compromettre la qualité du service chez la clientèle*[12] ».

3.5 COÛTS, ANALYSE ÉCONOMIQUE ET IMPACT TARIFAIRE

[44] Le Distributeur évalue à 152 M$ l'investissement nécessaire à l'implantation de l'asservissement de la tension sur son réseau, et ce, sur la base des conclusions de l'implantation du système CATVAR sur le réseau de distribution du poste Pierre-Boucher. Il souligne que le coût total du Projet ne doit pas dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par le conseil d'administration d'Hydro-Québec, auquel cas il devra obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier.

---

[11] Pièce B-0018, HQD-3, document 1, page 7, réponse à la question 2.3, du dossier R-3748-2010, à laquelle le Distributeur réfère dans le présent dossier, réponse à la question 6.2, pièce B-0022, HQD-2, document 3, page 11.

[12] *Ibid*, page 7.

TABLEAU 3
COÛTS DU PROJET EN INVESTISSEMENT (M$)

	Total 2010 à 2015
Installation, travaux, outils, gestion et autres	118,6
Contingence	25,5
Frais d'emprunt capitalisé	8,3
Total	**152,4**

Source : Pièce B-0004, HQD-1, document 1, page 21

[45] Le Distributeur estime des charges totales non récurrentes de 18,7 M$ entre 2010 et 2015. Un montant annuel récurrent, associé aux frais de télécommunication, de maintenance et de dépannage et estimé à 3,4 M$ ($2010), sera par la suite requis à partir de 2016.

TABLEAU 4
CHARGES (M$)

	Total 2010 à 2015
Maintenance et dépannage	3,0
Formation et soutien à la réalisation	6,1
Frais des liens de télécommunication	9,6
Total	**18,7**

Source : Pièce B-0004, HQD-1, document 1, page 22

[46] L'ACEFQ est d'avis que la contingence ne devrait pas être intégrée au coût d'investissement. De plus, elle estime que la contingence et les dépassements de coût devraient faire l'objet de contrôles par la Régie.

[47] **La Régie prend acte des coûts d'investissements et des charges d'exploitation prévus par le Distributeur. En ce qui a trait aux dépassements de coûts, la Régie**

demande au Distributeur de l'informer, dans les meilleurs délais, s'il anticipe une hausse des coûts totaux du Projet supérieure à 15 %.

[48] La rentabilité du Projet est établie sur la base des résultats du test du coût total en ressources (TCTR). Le test de neutralité tarifaire (TNT) est aussi appliqué afin d'évaluer la pression exercée sur les tarifs, en tenant compte des coûts évités proposés à la Régie dans le dossier R-3740-2010[13], des coûts du projet et des pertes de revenus du Distributeur.

[49] Le Distributeur appuie son calcul des pertes de revenus sur les revenus à la marge, incluant la hausse du coût de l'électricité du bloc patrimonial à compter de 2014. En outre, il utilise le revenu à la marge unitaire d'un client résidentiel au tarif D, puisqu'il ne dispose pas d'estimation précise de la répartition des impacts du projet selon les classes de tarifs. Selon le Distributeur, l'utilisation du revenu à la marge du tarif D constitue une très bonne approximation des impacts d'un projet qui touchera toutes les catégories d'usage[14].

TABLEAU 5
RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

	(M$ 2010)
Coûts évités	1 380,2
Investissements	-132,9
Valeurs résiduelles	11,6
Charges d'exploitation	-49,3
Taxes sur les services publics	-4,2
Test du coût total en ressources (TCTR)	**1 205,4**
Pertes de revenus	-1 696,0
Test de neutralité tarifaire (TNT)	**-490,6**

Source: Pièce B-0004, HQD-1, document 1, page 27

[50] Selon les résultats de l'analyse économique du Distributeur, le résultat du TCTR (1 205,4 M$) est positif et indique que le programme est rentable du point de vue de la

[13] Dossier R-3740-2010, pièce HQD-2, document 4.

[14] Pièce B-0004, HQD-1, document 1, page 26.

société. Cependant, le résultat du TNT (-490,6 M$) est négatif et indique que le Projet exerce une pression à la hausse sur les tarifs du Distributeur.

[51] Pour le GRAME, la preuve du Distributeur démontre que la valeur des coûts évités sur une période de 15 ans est suffisante pour couvrir un scénario de réduction se situant entre 15 et 25 % des économies d'énergies estimées pour le Projet. Ainsi, advenant un scénario significativement plus défavorable que celui présenté, le GRAME est d'avis que la rentabilité du Projet rencontrerait toujours le critère décisionnel du TCTR associé aux programmes d'efficacité énergétique[15].

[52] Lors de la séance de travail du 13 janvier 2011, la Régie a demandé au Distributeur de comparer les coûts du Projet avec ceux présentés à l'étude de balisage qu'il avait déposée concernant des projets similaires au Canada et aux États-Unis[16]. En réponse à cette demande, le Distributeur présente le résultat du calcul, sur une période de 15 ans, du coût et des économies générées par le Projet. Avec un coût de 0,99 ¢CA/kWh, le Distributeur estime que le Projet se compare avantageusement à un projet « *Contrôle de la tension EOL avec amélioration du réseau* », dont les coûts, selon le tableau 2 de cette étude de balisage, oscillent entre 2 et 5 ¢US/kWh[17].

[53] **La Régie est satisfaite de l'analyse économique et financière présentée par le Distributeur à l'égard de la rentabilité du Projet. En outre, elle partage l'avis du GRAME à l'effet que sur la base de la preuve soumise, le Projet demeure rentable advenant des économies d'énergie moins importantes que prévues.**

[54] Les résultats de l'analyse financière confirment que le Projet exerce, sur la période 2010 à 2022, une pression à la hausse sur les tarifs. Toutefois, le Distributeur souligne qu'à partir de 2023, donc après la période caractérisée par de faibles coûts évités, le Projet a un impact à la baisse sur les tarifs.

[55] De plus, le Distributeur a procédé à des analyses de sensibilité qui permettent de mesurer la robustesse du Projet face aux fluctuations de certaines variables, soient celles utilisées dans le cadre des analyses du budget 2011 du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ).

---

15 Pièce C-GRAME-0015, page 7.

16 Pièce B-0010, HQD-2, document 1, annexe B.

17 Pièce B-0015, HQD-3, document 2, page 9.

[56] Ces analyses sont effectuées selon deux scénarios. Dans un premier scénario qualifié de « défavorable », les coûts du Projet ont été augmentés de 10 % alors que, simultanément, les économies d'énergie et les coûts évités ont été réduits de 10 %. Inversement, dans un second scénario qualifié de « favorable », les coûts du Projet ont été diminués de 10 % tandis que les économies d'énergie et les coûts évités ont été majorés à la hausse de 10 %[18]. Les résultats font ressortir que le TCTR demeure largement positif, et ce, même dans une situation qualifiée de « défavorable ».

[57] La Régie note que les analyses de sensibilité portant simultanément sur ces trois variables, avec un scénario favorable et un scénario défavorable, ont été effectuées en tenant compte de la méthodologie qu'elle a établie relativement à l'évaluation de la robustesse du PGEÉ, dans sa décision D-2010-022[19].

[58] Aux fins de l'examen de la présente demande d'autorisation, **la Régie juge acceptables les résultats des analyses de sensibilité effectuées par le Distributeur.**

3.6 COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

[59] Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser la création d'un compte de frais reportés spécifique, hors base tarifaire, afin de comptabiliser les charges de 2010 et 2011, l'amortissement des investissements mis en service de même que le rendement afférent sur la base de tarification. Le Distributeur estime les sommes à porter à ce compte à 6,9 M$[20].

[60] Le GRAME est d'avis qu'un compte de frais reportés est souhaitable dans l'intérêt public et rappelle qu'un compte de frais reportés a déjà été autorisé dans le dossier R-3698-2009 portant sur une demande préliminaire d'un autre projet d'investissement, mais qui est en lien avec la présente demande visant l'autorisation du Projet[21].

[61] La Régie est d'avis que l'importance des montants en cause peut justifier la création d'un compte de frais reportés relativement au Projet.

---

18 Pièce B-0004, HQD-1, document 1, pages 28 et 29.

19 Dossier R-3708-2009, page 106.

20 Pièce B-0020, HQD-2. document 1.1, page 9.

21 Pièce C-GRAME-0015, page 12.

[62] **La Régie autorise donc la création d'un compte de frais reportés hors base et portant intérêts au taux autorisé sur la base de tarification, afin d'y comptabiliser les coûts afférents à la réalisation du Projet pour les années 2010 et 2011.**

3.7 POTENTIEL RÉSIDUEL INEXPLOITÉ

[63] Le RNCREQ présente une analyse de rentabilité (basée sur le TCTR) des postes non retenus dans le cadre du Projet actuel. Pour ce faire, en l'absence de données précises sur la marge de tension disponible aux postes et sur les coûts d'implantation du système à ces postes, l'intervenant utilise des données moyennes tirées de l'information disponible au présent dossier sur les postes inclus au Projet. Il en résulte que, selon le RNCREQ, 119 autres postes pourraient être inclus au Projet, car ils présentent un TCTR positif[22]. Cette démarche est d'ailleurs appuyée par les experts de S.É./AQLPA[23].

[64] De l'avis du Distributeur, les hypothèses retenues par le RNCREQ sont erronées et pourraient mener à la prise de mauvaises décisions sur le plan économique.

[65] Le RNCREQ répond en mentionnant que « *devant le manque d'information, le RNCREQ a posé certaines hypothèses, non pas pour démontrer formellement la rentabilité économique des postes non retenus, mais pour tenter d'élaborer un tableau plus complet des postes susceptibles de présenter un intérêt pour ce projet*[24] ». Il considère aussi que le Projet devrait être implanté dans tous les postes où le TCTR est positif, et ce, par souci d'équité pour l'ensemble de la clientèle du Distributeur[25].

[66] Par ailleurs, la Régie note que, selon le Distributeur, il existe un potentiel résiduel qu'il pourrait choisir d'exploiter, mais que selon lui, ce potentiel serait moins important que celui évalué par le RNCREQ. Le Distributeur évalue que ce potentiel pourrait représenter entre 10 et 15 % du potentiel total associé au Projet tel que présenté[26].

---

22 Pièce C-RNCREQ-0010, pages 12 à 14.

23 Pièce C-S.É./AQLPA-0018, pages 14 et 15.

24 Pièce C-RNCREQ-0016, page 5.

25 Pièce C-RNCREQ-0016, page 8.

26 B-0029, HQD-1, document 2, page 8.

[67] **La Régie retient l'évaluation du Distributeur à l'effet que le Projet, tel que présenté, devrait permettre des économies d'énergie totales de 2 TWh. Elle est par ailleurs d'avis qu'il n'y a pas lieu de retenir la proposition du RNCREQ d'exiger du Distributeur l'ajout, pour le présent Projet, des 119 postes proposés par cet intervenant, car cet ajout requerrait une analyse technico-économique plus précise pour ces postes additionnels que le Distributeur n'a pas effectuée.**

[68] **Cependant, lorsque le Distributeur aura raffiné son estimation du CVR (voir le paragraphe 35 de la présente décision), la Régie lui demande d'évaluer le potentiel résiduel existant, en appliquant les critères de rentabilité (TCTR) aux postes non retenus dans le cadre du Projet tel que présenté et d'en rendre compte en suivi du Projet dans son rapport annuel.**

4. CONCLUSION

[69] La Régie est satisfaite des renseignements fournis par le Distributeur au soutien de sa demande d'autorisation du Projet. Elle est d'avis qu'il y a lieu d'autoriser la réalisation de celui-ci.

[70] **Considérant ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

AUTORISE la réalisation du projet CATVAR;

AUTORISE la création d'un compte de frais reportés hors base afin d'y comptabiliser les coûts afférents à la réalisation du Projet pour les années 2010-2011;

DEMANDE au Distributeur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5) de la Loi :

- un tableau présentant le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux du tableau 3 de la pièce B-0004;
- le suivi de l'échéancier du Projet;

DEMANDE au Distributeur de l'informer, dans les meilleurs délais, s'il anticipe une hausse des coûts totaux du Projet supérieure à 15 %;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des demandes énoncées dans la présente décision.

Michel Hardy
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par Me Denis Falardeau;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par Me Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par Me Éric Fraser;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par Me Annie Gariepy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par Me Dominique Neuman.