RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE S.É./AQLPA

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 1

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 5, lignes 14-20 :

> *Depuis la fin des années 90, le Distributeur s'est préoccupé du rendement énergétique de son réseau.* ***Il a exploré un portefeuille de moyens*** *visant la réduction des pertes et l'ajout de condensateurs s'est avéré la piste présentant le meilleur potentiel. Il a également examiné le contrôle de la tension, qui présentait un potentiel très intéressant de réduction de la consommation énergétique des clients. Comme ces moyens s'influencent mutuellement, le Distributeur les a combinés afin d'en maximiser les retombées. Il propose ici une solution de gestion optimisée de la tension. [Souligné en caractère gras par nous]*

Demandes :

a) Veuillez énumérer les moyens explorés par Hydro-Québec Distribution en vue d'améliorer le rendement énergétique de son réseau et/ou la réduction de ses pertes.

Réponse :

> **Le Distributeur a notamment examiné le contrôle asservi de la tension, l'ajout de condensateurs, le remplacement des transformateurs sous-chargés, l'augmentation du calibre de certains conducteurs, l'équilibrage de réseau et l'optimisation de la configuration du réseau.**

b) Veuillez indiquer votre évaluation des avantages et inconvénients de chacun de ces moyens, en spécifiant dans chaque cas si ce moyen est rejeté, retenu, réservé pour l'avenir ou nécessite plus ample étude.

Réponse :

> **Les deux pistes les plus intéressantes, soit le contrôle asservi et l'ajout de condensateurs, ont été combinées et forment aujourd'hui le projet CATVAR. Les précisions demandées sur les autres pistes ne sont pas pertinentes pour l'examen du présent dossier.**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 2

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 6, lignes 14-18 :

Actuellement, le niveau de tension des barres moyenne tension des postes satellites du Transporteur est fixe. Sa valeur est déterminée de telle sorte que la tension du réseau de distribution respecte en tout point et en tout temps les critères de la norme CAN3-C235-83 de l'Association canadienne de normalisation (CSA-235) et ce, nonobstant les perturbations pouvant affecter le réseau.

Référence : i) HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, figure 6 page 11

Demandes :

a) Veuillez déposer la norme CAN3-C235-83 de l'Association canadienne de normalisation (CSA-235) ou, à défaut, veuillez déposer une description de ses exigences.

Réponse :

La norme CSA-235 est un document protégé par des droits d'auteurs.

Le tableau R-1.2a résume les principales limites recommandées par cette norme.

TABLEAU R-1.2A

Limites recommandées pour les variations de tension au branchement pour des circuits allant jusqu'à 1000 V

Tensions nominales	Limites de variations de tension application au point de branchement			
	Conditions marginales d'exploitation			
		Conditions normales d'exploitation		
Monophasé 120/240 V	106/212	110/220	125/250	127/254
Triphasé 347/600 V	306/530	318/550	360/625	367/635

b) Quel est le niveau de tension *« fixe »* actuel des barres moyenne tension des postes satellites ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.3a.

c) Combien de prises ont habituellement les transformateurs des postes de distributions ?

Réponse :

En général, les régulateurs de tension des postes satellites du Transporteur possèdent 17 prises.

d) Quel est l'écart de tension (en pourcentage en plus et en moins) par rapport à la position neutre que permettent ces prises ?

Réponse :

En général, les régulateurs de tension permettent de réguler la tension sur une plage de 15 %, soit ± 7,5 % autour de la position centrale.

e) Est-ce que tous les transformateurs des postes satellites ont des prises ? Veuillez détailler et expliquer votre réponse.

Réponse :

Environ une trentaine de postes satellites n'ont pas de régulateur de tension, donc de prises. Pour ces postes, la régulation de tension se fait soit au poste en amont, soit à l'aide de condensateurs dans le poste.

f) Combien de postes satellites ont des transformateurs qui n'ont pas de prises en charge ? Veuillez détailler et expliquer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2 e.

g) Comment fonctionne actuellement l'automatisme des postes qui contrôle la tension sur la barre secondaire du transformateur ? Veuillez détailler et expliquer votre réponse.

Réponse :

Règle générale, l'automatisme de régulation de tension garde cette dernière à l'intérieur d'une bande de ± 2 V autour de la consigne. Si la tension sort de cette plage pour une période excédant un délai fixé (en

général, 30 secondes), l'automatisme commande un changement de prise afin que la tension revienne à l'intérieur de la plage.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 3

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 7, lignes 1-10 :

> *À la suite d'analyses réalisées en collaboration avec le Transporteur, il a été établi que le niveau de tension sur certaines barres moyenne tension des postes satellites pouvait être réglé à la baisse, et ce, sans compromettre le respect de la norme CSA-235.* ***Il s'agit là d'un premier moyen de gestion de la tension.***
>
> *Le second moyen consiste à remplacer le système actuel de régulation de tension fournissant une tension fixe aux départs des lignes de distribution par un système intelligent et dynamique de gestion de la tension. Un tel système, dit de contrôle asservi de la tension (CAT), permet d'ajuster la tension en temps réel selon les besoins du réseau et de la maintenir en tout temps la plus basse possible, dans le respect des critères de la norme CSA-235 (figure 2). [Souligné en caractère gras par nous]*

Demandes :

a) Dans la citation ci-dessus, vous indiquez être en mesure de réduire le niveau de tension sur certaines barres moyenne tension des postes satellites (comme premier moyen d'intervention), avant même de procéder au second moyen d'intervention qui consiste à instaurer un système intelligent et dynamique de gestion de la tension. Veuillez décrire en quoi consiste ce nouveau niveau de tension que vous envisagez comme premier moyen d'intervention.

Réponse :

Avant la mise en œuvre du projet CATVAR, les consignes de tension appliquées étaient généralement de 125 V pour les postes urbains et 126 V pour les postes ruraux. Le volet révision des consignes de tension consiste à appliquer pour la majorité des postes une consigne de tension de 123 V.

b) Si la réduction du niveau de tension sur certaines barres moyenne tension des postes satellites (comme premier moyen d'intervention) n'est pas appliquée ou pas applicable dans une partie du réseau intégré, veuillez spécifier quelle(s) partie(s) et expliquer pourquoi.

Réponse :

La consigne de tension de 123 V devrait être applicable pour la majorité des postes. Le Distributeur estime qu'il n'y a que quelques cas pour lesquels il ne serait pas judicieux de le faire, à cause de coûts importants résultants de certaines contraintes techniques.

c) Si la réduction du niveau de tension sur certaines barres moyenne tension des postes satellites (comme premier moyen d'intervention) n'est pas appliquée ou pas applicable dans un ou plusieurs réseaux autonomes, veuillez spécifier le(s)quel(s) et expliquer pourquoi.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.2 du GRAME à la pièce HQD-2, document 3.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 4

Référence (i) : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 8 (lignes 3-12) :

> *Le Distributeur précise qu'il préconisait initialement inclure l'installation de batteries de condensateurs télécommandées au projet CATVAR. Cependant, tel que présenté au dossier R-3698-2009, des besoins de compensation réactive requis à court terme pour la stabilité du réseau de transport advenant une pointe exceptionnelle à l'hiver 2011-2012 l'ont amené à devancer l'installation des batteries sur le réseau de distribution. Le Distributeur a alors pu répondre au besoin du Transporteur en amorçant, dès 2010, l'installation de 802 batteries de condensateurs exploitées manuellement. Dans le présent dossier, le Distributeur entend installer des coffrets de télécommande à ces batteries de condensateurs afin de les manoeuvrer à distance et, de ce fait, ajouter à la réduction de la consommation énergétique.*

Référence (i) : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 18 :

3.1. Équipements
Le projet proposé par le Distributeur prévoit le déploiement de l'asservissement de la tension sur environ 130 postes satellites, soit quelque 2 000 lignes du réseau de distribution. Le projet inclut :

- *l'installation d'environ 1 000 TTT aux fins de mesurage de la tension sur le réseau moyenne tension;*
- *des travaux mineurs sur les réseaux moyenne et basse tensions permettant l'optimisation des marges de tension disponibles;*
- *la télécommande des quelque 800 batteries de condensateurs installées dans le cadre du projet d'addition de compensation réactive sur le réseau;*

Demandes :

a) Combien y a t-il de postes satellites dans le réseau intégré du Distributeur ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.a de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-2, document 2.

b) Combien y a t-il d'artères dans tous les postes satellites ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.a de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-2, document 2.

c) Combien y -t-il d'artères effectivement affectées par le projet ?

Réponse :

Voir la section 3.1 de la pièce HQD-1, document 1.

d) Le chiffre 2000 est-il une approximation ou un chiffre exact ? Veuillez élaborer.

Réponse :

Il s'agit de la meilleure estimation disponible. Le nombre précis de lignes touchées pourrait être ajusté au cours de la mise et œuvre du projet.

e) Combien y a-t-il d'artères qui ont plus qu'une batterie de condensateurs (i) au total sur le réseau, et (ii) parmi celles visées par le projet CATVAR ?

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à cette question dans le temps imparti. Le travail requis pour ce faire est très important.

f) Sur certaines artères visées par le projet CATVAR, y a-t-il plus de 1 TTT pour mesurer la tension ? Veuillez élaborer.

Réponse :

Il y a en moyenne un TTT pour deux lignes. Aucune ligne n'a plus d'un TTT.

g) Pourquoi y a-t-il 1000 TTT pour 802 artères ? À quoi servent les TTT supplémentaires ? Veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur comprend que SÉ-AQLPA confond le nombre de lignes et le nombre de condensateurs. Voir la réponse à la question 1.4f.

h) Combien d'artères visées par le projet CATVAR ont une batterie de condensateurs et n'ont pas de TTT à proximité ? Veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à cette question. L'emplacement exact de tous les TTT n'est pas encore arrêté.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 5

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 9, lignes 6-11 :

> *Les équipements de mesure de la tension sont des transformateurs de tension télésurveillés (TTT) (figure 4) dont l'installation inclut des coffrets de télémesure. Physiquement, ces TTT sont placés le plus près possible de l'extrémité des lignes d'un poste pour lesquelles la chute de tension*

est la plus importante. Leur conception s'appuie sur celle des équipements utilisés pour la mesure de la consommation des clients moyenne tension.

Demandes :

a) Les équipements déjà existants utilisés pour la mesure de la consommation des clients à moyenne tension peuvent-ils et seront-ils utilisés (avec modifications éventuelles) aux fins du contrôle asservi de la tension (CAT) ? Veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Le système CATVAR est conçu de manière à pouvoir intégrer les autres mesures disponibles lorsque cela augmente l'efficacité du système. Toutefois, le Distributeur n'a pas encore réalisé d'étude sur l'évolution technologique qui serait nécessaire à l'utilisation des données fournies par les équipements de mesurage de ces clients.

b) Quel est le coût d'investissement d'un compteur traditionnel chez un client à moyenne tension ?

Réponse :

Le Distributeur souligne que le type de compteur installé dépend du tarif et non de la tension. La valeur du compteur traditionnel installé chez un client alimenté en moyenne tension et assujetti au tarif M est d'environ 150 $. Il y a également des compteurs très avancés pour les clients assujettis au tarif L (par exemple, ION8600 à 5 500$), en plus de compteurs particuliers selon les besoins (par exemple télérelevés ou pour production privée).

c) Quel serait le coût d'investissement d'un compteur intelligent qui incluerait la transmission bidirectionnelle de données chez un client à moyenne tension ?

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information relative à la mise en place de compteurs avancés permettant la transmission de données en temps réel.

d) L'existence actuelle des équipements utilisés pour la mesure de la consommation des clients à moyenne tension a-t-elle pour effet de faciliter le contrôle asservi de la tension (CAT) sur les lignes concernées ? Veuillez expliquer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.5 a

e) À la réunion technique du 13 janvier 2011, il a été mentionné que le rafraichissement des donnés au CED est de 2 minutes. S'agit-il du temps d'acquisition ou du délai de transmission ?

Réponse :

Les mesures sont acheminées au CED à toutes les deux minutes. Le temps d'acquisition et le délai de transmission est de l'ordre de 30 secondes.

f) Veuillez préciser la technologie d'acquisition, de mémorisation et de transmission des données des TTT.

Réponse :

La tension est transformée à des niveaux lisibles à l'aide de transformateurs de précision. Cette information est acheminée au boîtier de télélecture en bas du poteau. Ce boîtier contient plusieurs composantes, par exemple un lecteur de tension, une interface d'entrée-sortie et une batterie. Les données sont transmises au moyen d'une ligne téléphonique.

g) Comment les TTT tiennent ils comptent des courts-circuits sur les artères et du temps de réenclenchement?

Réponse :

Les TTT servent à mesurer et envoyer la tension lue aux CED. En cas d'incident sur le réseau, les niveaux de tension enregistrés seront toujours envoyés aux CED. Ces derniers traiteront l'information reçue de façon cohérente avec l'événement.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 6

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 12, lignes 5-17.

> ***2.1.4. Évaluation du potentiel de réduction de la consommation énergétique***
>
> *La réduction de la consommation énergétique est quantifiée en ayant recours au facteur d'efficacité énergétique, le CVR. Reconnu par l'industrie, il se définit comme suit :*
>
> $$CVR = \Delta E\ \% / \Delta V\ \%$$
>
> *où Δ E % représente la variation d'énergie et Δ V %, la variation de la tension.*
>
> *À titre d'exemple, un CVR de 0,4 signifie qu'une réduction de la tension de 1 % entraîne une réduction de la consommation d'énergie de 0,4 %.*
>
> *L'évaluation du CVR est déterminante pour estimer le potentiel de réduction de la consommation énergétique. Cette évaluation du CVR fait appel à des analyses de corrélation entre l'énergie et la tension. Elle peut être complexe en vertu du grand nombre de variables l'influençant tels la nature de la charge (par exemple, éclairage, chauffage, force motrice), le type de charge (résidentiel, commercial, institutionnel ou industriel) ou les facteurs climatologiques. L'approche consiste à mesurer les effets de l'abaissement de tension en amont, soit au poste satellite.*

Demande :

a) De quelle manière les facteurs climatologiques influencent le CVR ? Veuillez fournir des exemples d'une telle influence.

Réponse :

> **Le CVR mesure la sensibilité de la charge à une variation de la tension. Cette sensibilité dépend du poids relatif de chacun des usages qui la compose, lequel est tributaire des facteurs climatologiques. Par exemple, en période hivernale, la part du chauffage dans la charge totale augmente, ce qui réduit le CVR global (puisque le CVR du chauffage est nul).**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 7

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 15, lignes 10-14 :

> ***2.2.4. Évaluation de la réduction de la consommation énergétique***
>
> *Les essais d'asservissement de tension menés au poste Pierre-Boucher ont permis d'abaisser la tension de 5,1 V tout en la maintenant à l'intérieur des limites prescrites. Considérant le CVR du poste de 0,4, la réduction est évaluée à 7,3 GWh sur une consommation annuelle de 456 GWh, soit 1,6 %.*

Demandes :

a) Veuillez spécifier la date de début et la date de fin du projet pilote.

Réponse :

Le projet pilote s'est échelonné de 2005 à 2010.

b) Veuillez délimiter précisément le territoire visé par le projet pilote et desservi par le poste Pierre-Olivier Boucher. Outre la description, veuillez déposer une carte si disponible.

Réponse :

La zone géographique couverte par le projet pilote regroupe les charges alimentées par les lignes du poste <u>Pierre-Boucher</u>, soit essentiellement la ville de Boucherville.

La figure R1.7b présente la zone couverte.

FIGURE R-1.7 B
ZONE COUVERTE PAR LE PROJET PILOTE PIERRE-BOUCHER

c) Veuillez décrire le mixte de consommation de la zone visée par le projet pilote en termes d'usage (par exemple, éclairage, chauffage, force motrice), avec les pourcentages et volumes de consommations en GWh (sans CATVAR) dans chaque cas.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information.

d) Veuillez indiquer les facteurs climatologiques qui ont caractérisé ce projet-pilote durant sa durée.

Réponse :

La durée du projet pilote fut suffisamment longue pour couvrir une variété représentative de situations climatologiques (par exemple froid, chaleur, humidité, tempêtes ou foudre).

e) Veuillez détailler comment a été calculée la réduction de consommation évaluée à 7,3 GWh, en la ventilant par usage (par exemple, éclairage, chauffage, force motrice).

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de scinder le gain de 7,3 GWh entre les différents usages. La méthode d'évaluation des gains est expliquée à la section 3.2 de la pièce HQD-1, document 1.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 8

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 16, lignes 3-4 (groupe témoin desservi par le poste Du Tremblay à Longueuil).

Demandes :

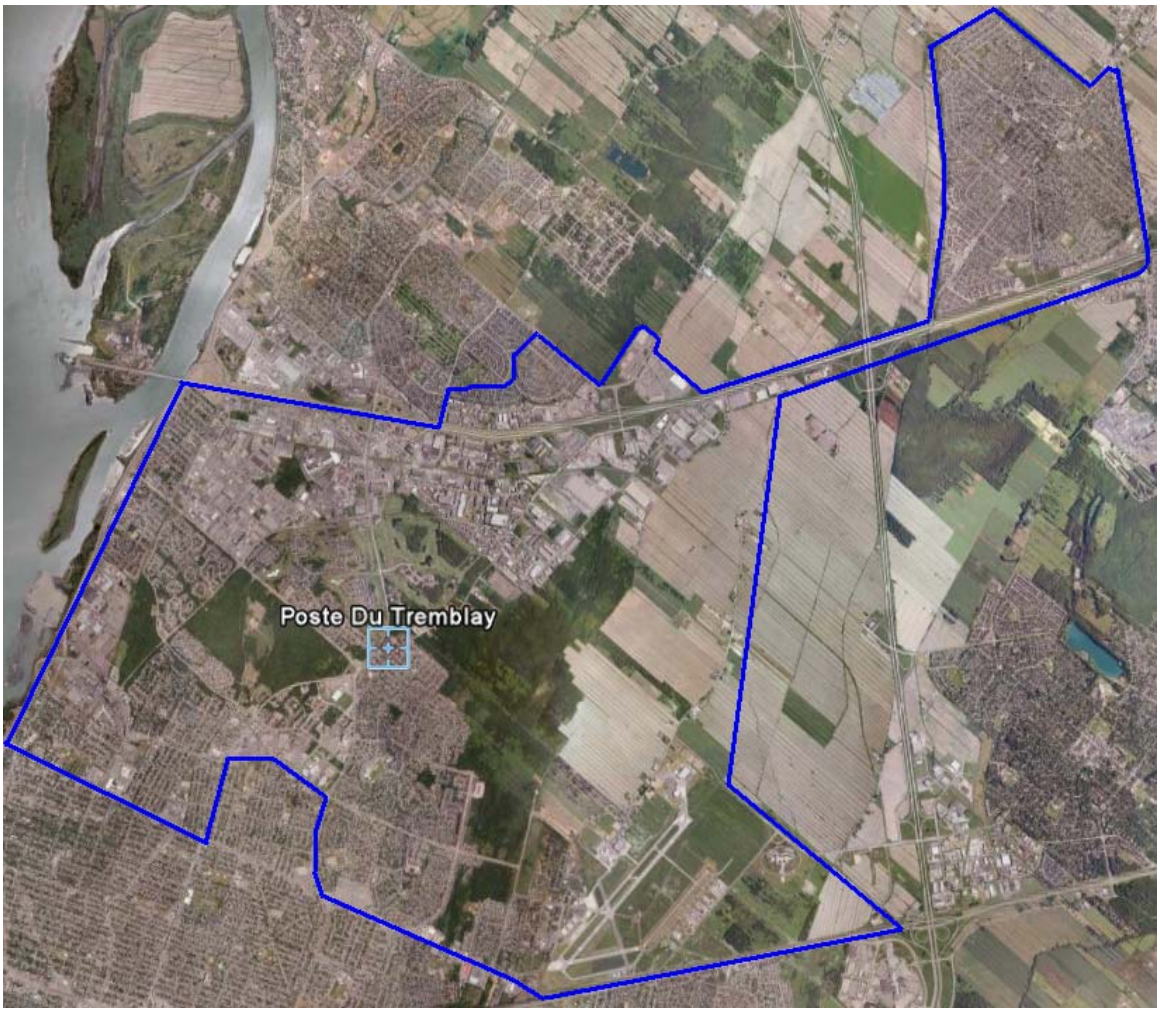
a) Veuillez délimiter le territoire visé par le projet pilote et desservi par le groupe témoin desservi par le poste Du Tremblay à Longueuil.

Réponse :

Pour le territoire visé par le projet pilote, voir la réponse à la question 1.7b.

La figue R-1.8a présente le territoire desservi par le poste Du Tremblay, en situation d'exploitation normale.

FIGURE R-1.8A
ZONE COUVERTE PAR LE POSTE DU TREMBLAY



b) Veuillez décrire le mixte de consommation de la zone visée par le groupe témoin desservi par le poste Du Tremblay à Longueuil, en termes de nature de la charge (par exemple, éclairage, chauffage, force motrice), avec les pourcentages et volumes de consommations en GWh (sans CATVAR) dans chaque cas.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information.

c) Veuillez décrire le mixte de consommation de la zone visée par le groupe témoin desservi par le poste Du Tremblay à Longueuil, en termes de le type de charge (résidentiel, commercial, institutionnel ou industriel), avec les pourcentages et volumes de consommations en GWh (sans CATVAR) dans chaque cas.

Réponse :

TABLEAU R-1.8C
RÉPARTITION DE LA CLIENTÈLE PAR CATÉGORIE DE CLIENTS

	Résidentiel - Tout à l'électricité	Résidentiel - Non tout à l'électricité	Commercial et institutionnel	Industriel
Poste Du Tremblay	659 GWh	107 GWh	786 GWh	138 GWh
	39 %	6 %	47 %	8 %

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 9

Références :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 15, lignes 10-14 :

> ***2.2.4. Évaluation de la réduction de la consommation énergétique***
>
> *Les essais d'asservissement de tension menés au poste Pierre-Boucher ont permis d'abaisser la tension de 5,1 V tout en la maintenant à l'intérieur des limites prescrites. Considérant le CVR du poste de 0,4, la réduction est évaluée à 7,3 GWh sur une consommation annuelle de 456 GWh, soit 1,6 %.*

ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 12, lignes 11-17.

> *L'évaluation du CVR est déterminante pour estimer le potentiel de réduction de la consommation énergétique. Cette évaluation du CVR fait appel à des analyses de corrélation entre l'énergie et la tension. Elle peut être complexe en vertu du grand nombre de variables l'influençant tels la nature de la charge (par exemple, éclairage, chauffage, force motrice), le type de charge (résidentiel, commercial, institutionnel ou industriel) ou les facteurs climatologiques. L'approche consiste à mesurer les effets de l'abaissement de tension en amont, soit au poste satellite.*

Demandes :

a) Veuillez détailler, pour le projet pilote, la différence de réduction de consommation selon la nature de la charge (par exemple, éclairage, chauffage, force motrice), en spécifiant pour chaque nature de charge le pourcentage de réduction de consommation évalué et la part de la réduction de 7,3 GWh associée à chacune de ces natures de charges.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information.

b) Dans le projet pilote, pour les charges de chauffage, veuillez quantifier (en GWh et en pourcentage d'augmentation ou de diminution de la consommation énergétique) les variations quant à la durée de la consommation et quant au taux de pertes par rapport à un scénario sans CATVAR. Veuillez notamment confirmer qu'en cas de baisse de tension, un consommateur chauffera plus longtemps pour atteindre sa température désirée et que cette extension dans le temps du chauffage aura pour effet de réduire les pertes de réseau.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier les variations associées à un usage particulier.

Par ailleurs, une réduction instantanée du courant transitant sur un conducteur signifie évidemment une réduction instantanée des pertes, mais une prolongation de la durée de la demande pour ce courant réduit signifiera une prolongation de la durée de la génération de pertes.

c) A-t-il été tenu compte des variations, énoncées à la sous-question qui précède, quant à la durée de la consommation et quant au taux de pertes, dans votre estimation de 7,3 GWh du projet-pilote ? Veuillez spécifier en quoi.

Réponse :

Le CVR reflète l'impact de la variation de la tension au niveau de la charge, donc la réduction d'énergie consommée par les clients. Il tient donc forcément compte de tous les paramètres influençant la consommation. C'est d'ailleurs la force de l'approche choisie par le Distributeur, puisqu'elle évite de devoir tenter de modéliser tous ces paramètres.

d) Dans le projet pilote, pour les charges motrices, veuillez quantifier (en GWh et en pourcentage d'augmentation ou de diminution de la consommation énergétique) les variations quant à la durée de la consommation et quant au taux de pertes par rapport à un scénario sans CATVAR. Veuillez notamment confirmer qu'en cas de baisse de tension, un consommateur de charge motrice aura besoin d'accroître son appel de puissance, ce qui aura pour effet d'accroître les pertes sur le réseau.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier les variations associées à un usage particulier.

Par ailleurs, il serait trop réducteur d'assimiler toutes les charges motrices présentes sur le réseau à une charge à puissance parfaitement constante. En effet, dépendamment, entre autres, du type de contrôle (ou de son absence), du type de machine et de la charge raccordée au moteur, l'effet d'abaisser la tension produira une réaction différente sur le courant.

e) A-t-il été tenu compte des variations, énoncées à la sous-question qui précède, quant à la durée de la consommation et quant au taux de pertes, dans votre estimation de 7,3 GWh du projet-pilote ? Veuillez spécifier en quoi.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.9c.

f) Dans le projet pilote, pour les charges d'éclairage, veuillez quantifier (en GWh et en pourcentage d'augmentation ou de diminution de la consommation énergétique) les variations quant à la durée de la consommation et quant au taux de pertes par rapport à un scénario sans CATVAR.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier les variations associées à un usage particulier.

g) A-t-il été tenu compte des variations, énoncées à la sous-question qui précède, quant à la durée de la consommation et quant au taux de pertes, dans votre estimation de 7,3 GWh du projet-pilote ? Veuillez spécifier en quoi.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.9c.

h) Si, en réponse à C, E ou F, vous avez répondu qu'il n'a pas été tenu compte des variations quant à la durée de la consommation et quant au taux de pertes, veuillez remplacer votre estimation de 7,3 GWh par une nouvelle estimation tenant compte de ces facteurs.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.9c.

i) Veuillez ventiler votre estimation en H selon la nature des charges (par exemple, éclairage, chauffage, force motrice) dans le projet pilote.

Réponse :

Sans objet.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 10

Références :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 15, lignes 10-14 :

> ***2.2.4. Évaluation de la réduction de la consommation énergétique***
>
> *Les essais d'asservissement de tension menés au poste Pierre-Boucher ont permis d'abaisser la tension de 5,1 V tout en la maintenant à l'intérieur des limites prescrites. Considérant le CVR du poste de 0,4, la réduction est évaluée à 7,3 GWh sur une consommation annuelle de 456 GWh, soit 1,6 %.*

ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 12, lignes 11-17.

> *L'évaluation du CVR est déterminante pour estimer le potentiel de réduction de la consommation énergétique. Cette évaluation du CVR fait appel à des analyses de corrélation entre l'énergie et la tension. Elle peut être complexe en vertu du grand nombre de variables l'influençant*

> *tels la nature de la charge (par exemple, éclairage, chauffage, force motrice), le type de charge (résidentiel, commercial, institutionnel ou industriel) ou les facteurs climatologiques. L'approche consiste à mesurer les effets de l'abaissement de tension en amont, soit au poste satellite.*

Demandes :

a) Veuillez détailler la différence de réduction de consommation selon le type de charge (résidentiel, commercial, institutionnel ou industriel), en spécifiant pour chaque type de charge le pourcentage de réduction de consommation évalué et la part de la réduction de 7,3 GWh associée à chacun de ces types de charges du projet-pilote.

Réponse :

Le Distributeur de dispose pas de cette information.

b) De quelle manière les facteurs climatologiques ont-ils influencé votre évaluation des réductions de consommation de 7,3 GWh du projet-pilote ? Veuillez quantifier cette influence et en expliquer le motif.

Réponse :

Les conditions climatologiques influencent la charge, qui influence à son tour la marge de tension disponible, donc les économies potentielles. Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier cette influence.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 11

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 16, lignes 17-19 :

> *Ces appareils ont permis de confirmer que le projet n'a eu aucun impact sur la qualité de l'alimentation électrique des clients.*

Demande :

a) Les mots *« aucun impact sur la qualité de l'alimentation électrique »* n'indiquent pas clairement si la tension chez les clients a varié. Veuillez déposer les données indiquant, pour la cinquantaine de compteurs, la tension SANS CATVAR et AVEC CATVAR.

Réponse :

Les données recueillies ne sont pas des formes d'onde ; elles ne permettront pas d'analyser la qualité du signal. Pour ce qui est de la tension permanente chez les clients, elle est forcément inférieure avec un abaissement de tension au poste.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 12

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 20, lignes 1-7 :

> *Pour l'estimation des gains réels, le Distributeur entend procéder 2 sur la base de l'énergie transitée. Ainsi pour chacun des postes visés par le projet, l'énergie transitée sera mesurée de même que la variation de tension. En mettant ces données en relation avec le CVR et selon les principes expliqués à la section 2.4, il sera alors possible d'évaluer les économies d'énergie générées. Ainsi, l'évaluation globale du projet proviendra de la somme des réductions de chacun des postes.*

Demandes :

a) La citation qui précède n'indique pas clairement dans quelle mesure, pour votre estimation des économies d'électricité associées à CATVAR, vous tenez compte des variations de l'énergie transitée (AVANT et APRÈS CATVAR). Veuillez donc spécifier si vous prenez en compte une énergie transitée considérée comme non influencée par CATVAR ou si en contraire vous tenez compte des variations de l'énergie transitée (AVANT et APRÈS CATVAR).

Réponse :

Voir la réponse à l'engagement n° 6 à la pièce HQD-3, document 2.

b) Quelles sont ces variations de l'énergie transitée (AVANT et APRÈS CATVAR) dont vous tenez compte (en GWh et en %) dans votre estimation des économies d'électricité associées à CATVAR.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.12a.

c) Veuillez ventiler votre réponse à (b) selon la nature des charges (par exemple, éclairage, chauffage, force motrice).

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information.

d) Veuillez ventiler votre réponse à (b) selon le type de charges (résidentiel, commercial, institutionnel ou industriel).

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 13

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 22, lignes 8-18 :

> *3.4. Travaux requis du Transporteur*
>
> *Outre la révision du paramétrage de la tension dans les postes satellites visés, l'implantation de l'asservissement de la tension implique également des équipements aux installations du Transporteur. À cet égard, les automatismes de ces postes satellites doivent supporter les applications requises. Ces dernières requièrent l'installation des composantes ALCID et UAC. Nonobstant les besoins associés au projet du Distributeur, le Transporteur avait déjà prévu, dans sa stratégie de gestion de la pérennité des postes satellites, l'installation de ces composantes. Afin d'ajuster sa planification à celle du projet CATVAR, seul un certain nombre de projets doivent être devancés. En fonction des données disponibles au printemps 2010, le Transporteur a évalué le coût de devancer les investissements à environ 10 M$ sur un horizon de cinq ans. Le Distributeur précise que ce montant a été considéré dans l'analyse économique.*

Demandes :

a) Veuillez fournir la référence à votre affirmation selon laquelle « *le Transporteur avait déjà prévu, dans sa stratégie de gestion de la pérennité des postes satellites, l'installation de ces composantes* ».

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.13b.

b) En plus d'être « prévue », cette installation de composantes par le Transporteur a-t-elle déjà été autorisée selon l'art. 73 LRÉ par la Régie ? Si oui, veuillez fournir la référence. Sinon, veuillez spécifier la démarche prévue d'autorisation.

Réponse :

Oui. Voir la sous-section « Remplacement des systèmes de commande » aux pages 32 et 33 de la pièce HQT-1, document 1 du dossier R-3739-2010.

c) Le coût de devancement de 10 M$ fait-il partie de la présente demande d'autorisation ? Est-il déjà autorisé ? Si oui, veuillez fournir la référence. Sinon, veuillez spécifier la démarche prévue d'autorisation.

Réponse :

Non, ce coût de devancement ne fait pas partie de la présente demande. Il est une estimation réalisée aux fins de l'analyse économique du projet. Les budgets d'investissement du Transporteur incluent l'ensemble du coût des équipements.

Voir également la réponse à la question 1.13b.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 14

Références :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 12, lignes 5-17.

> ***2.1.4. Évaluation du potentiel de réduction de la consommation énergétique***
>
> *[…] L'évaluation du CVR est déterminante pour estimer le potentiel de réduction de la consommation énergétique. Cette évaluation du CVR fait appel à des analyses de corrélation entre l'énergie et la tension. Elle peut être complexe en vertu du grand nombre de variables l'influençant tels la nature de la charge (par exemple, éclairage, chauffage, force*

motrice), le type de charge (résidentiel, commercial, institutionnel ou industriel) ou les facteurs climatologiques. L'approche consiste à mesurer les effets de l'abaissement de tension en amont, soit au poste satellite.

ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 26, lignes 6-11 :

Toutefois, devant la difficulté technique d'associer la réduction de la consommation énergétique aux différentes catégories de tarifs et d'usages, le Distributeur a utilisé le revenu à la marge unitaire d'un client résidentiel au tarif D pour l'ensemble des usages (tableau 8). En effet, le Distributeur ne dispose pas d'estimation précise de la répartition des impacts du projet selon les classes de tarifs.

Demande :

a) Devons-nous comprendre de la citation (ii) qui précède qu'Hydro-Québec Distribution n'a pas été capable de tenir compte des facteurs importants que sont la nature de la charge (par exemple, éclairage, chauffage, force motrice) et le type de charge (résidentiel, commercial, institutionnel ou industriel) aux fins de calculer la réduction de la consommation énergétique ? Comment Hydro-Québec Distribution a-t-elle fait pour évaluer la réduction de la consommation énergétique si elle n'a pas pu tenir compte de ces facteurs importants dans son calcul ?

Réponse :

Voir les réponses à la question 1.9c et à l'engagement n° 6 à la pièce HQD-3, document 2.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 15

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 29, lignes 8-12 :

bien que les équipements déployés en réseau assurent un maintien de la tension en respect de la norme CSA-235, un risque que des écarts de tension puissent survenir est toujours présent, aussi faible soit-il. Pour cette raison, par prudence, le Distributeur mettra en place un processus particulier de gestion des plaintes permettant de remédier rapidement à la situation, le cas échéant.

Demande :

a) Veuillez décrire le risque d'écart de tension.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3b de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-2, document 2.

b) Veuillez décrire processus particulier de gestion des plaintes permettant de remédier rapidement à la situation.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18c de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-2, document 2.

c) De quelle manière remédie-t-on à la situation s'il y a écart de tension, vu les automatismes ?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 3.b, 18.c et 19.a de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-2, document 2.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 16

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 21 (tableau 3, Outils de gestion du réseau) et page 18 (implantation des outils de gestion au sein du système de conduite du réseau de distribution).

Demandes :

a) Veuillez confirmer qu'il s'agit bien des mêmes outils de gestion dans les deux rubriques citées en référence.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

b) Veuillez préciser en quoi consiste ces outils de gestion du réseau pour un montant de 12M$. S'agit-il d'équipement, s'agit-il de logiciels ? Veuillez élaborer.

Réponse :

Ce coût comprend des activités reliées aux différents outils informatiques et de conduite du réseau, notamment :

- **l'analyse des spécifications techniques ;**
- **la conception (rédaction des exigences, encadrements) ;**
- **la réalisation (le codage, les essais) ;**
- **l'exploitation (mise en production, diffusion des encadrements, coût des licences, support et dépannage).**

c) Comment ces outils de gestion du réseau sont ils développés ? Est-ce que le développement est fait à l'interne ?

Réponse :

La majorité des activités sont réalisées à l'interne.

d) Si le développement est fait à l'externe, veuillez préciser comment sont choisies les firmes.

Réponse :

Pour les activités externes, les firmes seront choisies selon les processus en vigueur chez le Distributeur, par appel de propositions pour des produits commerciaux existants. Le critère prépondérant est la performance des produits à générer des économies d'énergie (grâce à une meilleure gestion de la tension), performance vérifiée par des essais. L'expérience des firmes dans le domaine de la distribution d'électricité est aussi prise en considération.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 17

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 21 de 30, tableau 3 (Autres - Outillage, développement de la formation et de technologies - 3,7 M$).

Demandes :

a) Veuillez décrire l'outillage en question.

Réponse :

Il s'agit d'outils relatifs aux équipements de réseau, tel que des outils de levage, de formation, de mise en route et de diagnostic.

b) Veuillez préciser en quoi consiste le développement de la formation.

Réponse :

Il regroupe toutes les activités préalables à la diffusion de la formation. Il touche notamment la préparation et le montage des cours de formation.

c) Veuillez préciser en quoi consiste le développement de technologie

Réponse :

Il s'agit essentiellement de mettre au point la technologie qui permettra d'implanter le système en réseaux souterrains.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1.22

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 8, lignes 4-7 :

> *Cependant, tel que présenté au dossier R-3698-2009, des besoins de compensation réactive requis à court terme pour la stabilité du réseau de transport advenant une pointe exceptionnelle à l'hiver 2011-2012 l'ont amené à devancer l'installation des batteries sur le réseau de distribution.*

Demandes :

a) Est-ce que, en situation hors pointe, ces bancs de condensateurs sont en ou hors service ? Veuillez élaborer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-2, document 2.

b) Est-ce que au moment d'une pointe régulière ces bancs de condensateurs sont en ou hors service ? Veuillez élaborer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-2, document 2.

c) Si les bancs de condensateurs sont en service et contrôlés par l'automatisme CATVAR, quel est l'effet sur la stabilité du réseau de transport ?

Réponse :

Le Distributeur respectera en tout temps les contraintes et les critères de stabilité édictés par le Transporteur. Voir la réponse à la question 3.1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.1.

d) Si la stabilité est améliorée, quel est l'effet de cette amélioration sur la capacité de transit du réseau principal du Transporteur ?

Réponse :

Voir la section 2 de la pièce HQD-1, document 1 du dossier R-3698-2009.

e) Comment le Distributeur est-il compensé pour les gains de transit du Transporteur ?

Réponse :

L'accroissement des gains de transit retarde ou réduit les besoins d'investissement à moyen et long termes du Transporteur sur son réseau. Ceci affecte directement son revenu requis et le coût du service de transport, assumé pour la plus grande part par le Distributeur.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 23

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 8, lignes 8 et suiv. *:*

> *l'identification des moyens de télécommunication : s'appuyant sur l'infrastructure mise en place dans le cadre de son programme d'automatisation du réseau de distribution, le Distributeur entend recourir à des liens commutés.*

Demandes :

a) Dans le rapport de balisage certaines utilités utilisent des ondes radio des téléphones cellulaire ou des fibres optiques, veuillez confirmer que le Distributeur n'utilise que des lignes téléphoniques avec conducteur avec technologie commutée.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

b) Quelle est la différence de fiabilité entre une ligne téléphonique commutée et une ligne téléphonique dédiée ?

Réponse :

Une ligne téléphonique est nécessairement commutée. Le Distributeur comprend que SÉ-AQLPA fait ici référence à une ligne partagée.

La fiabilité est équivalente.

c) Quelle est la différence de coût d'investissement entre un lien commuté et un lien dédié ?

Réponse :

Le coût d'investissement est le même.

d) Quelle est la différence de coût d'exploitation entre un lien commuté et un lien dédié ?

Réponse :

Le coût d'une ligne dédiée est environ 30 % supérieur à celui d'une ligne partagée. Toutefois, le Distributeur souligne que le choix du type de ligne privilégié est tributaire des besoins du système.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 24

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1.

Demandes :

a) Sur les 130 postes affectés et les 2000 artères impliqués combien y a-t-il de clients à moyenne tension qui sont alimentés per deux artères de distribution ?

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à cette question dans le temps imparti. Le travail requis pour ce faire est très important.

b) Est-ce que tous ces clients de moyenne tension ont des permutateurs pour changer de circuits d'alimentation ? Veuillez élaborer et quantifier.

Réponse :

Tous les clients de moyenne tension alimentés par deux lignes possèdent un permutateur, manuel dans la majorité des cas mais parfois automatique.

c) Quelle est la procédure pour autoriser la permutation par un client entre deux artères ? Veuillez élaborer.

Réponse :

Lorsqu'un client fait une demande d'obtention d'une alimentation de relève, le Distributeur informe ce dernier, par écrit, des modalités selon lesquelles il doit utiliser la ligne de relève. Les procédures de permutation sont donc définies, au cas le cas, aux ententes d'exploitation entre le client et le Distributeur.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 25

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 11, lignes 7 à 10.

Demandes :

a) Quelle est la précision avec laquelle vous mesurez la tension ?

Réponse :

La précision des TTT est de 0,3 %.

b) Comment cette précision modifie-t-elle la baisse de tension que vous considérez comme respectueuse de la norme ?

Réponse :

L'algorithme de gestion de tension tient compte de l'imprécision des mesures.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 26

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0015, HQD-3, Document 2, page 6; Dossier R-3740-2010, pièce HQD-13, Document 10, page 3.

Demande :

a) Veuillez réconcilier par catégorie de consommation le total de vos ventes pour 2010 de 171,1 TWh selon la référence du dossier R-3740-2010 avec le total qui transite par les postes visés par le projet CATVAR. Le tableau suivant complété répondra à la question (en GWh).

	Total des ventes (Normalisées, en GWh).	Ventes incluses dans le projet CATVAR (Normalisées, en GWh)	Ventes non incluses dans le projet CATVAR (Normalisées, en GWh)
Domestique et agricole	63 022		
Général et Institutionnel	34 553		
Industriel PME	8 761		
Industriel Grandes entreprises	59 560		
Autres	5 214		
Total Distributeur	171 110	87 300	

Réponse :

Voir les réponses aux questions 11.a et 11.b de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-2, document-2.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 27

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0015, HQD-3, Document 2, page 6, réponse à l'engagement numéro 6.

Demande :

a) Est-ce que l'équation CVR= (E_1-E_2/E_1) /ΔV% ne devrait pas plutôt s'écrire CVR =$((E_1-E_2)/E_1)$/ΔV% ?

Réponse :

Oui.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 28

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0015, HQD-3, Document 2, page 6, réponse à l'engagement numéro 8.

Demande :

a) Quelle est la proportion de l'objectif visé de 2,0 TWh qui sera touchée par la perte du lien de communication ?

Réponse :

Le gain estimé de 2 TWh est une planification de gain réaliste, tenant compte des performances usuelles des équipements d'exploitation.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 29

Références :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0016, HQD-3, Document 2, Annexe B, en liasse.

ii) **US DOE**, *Evaluation of Conservation Voltage Reduction on a National Level*, July 2010.

Demande :

a) Aux sections 2.3.1.4, 2.3.1.5 et 2.3.1.6 du document du DOE, il appert que certains appareils consomment plus d'énergie lorsque la tension diminue. Ce sont des appareils à écran de cristaux liquides ou encore des télévisions à plasma. Le projet CATVAR en tient-il compte ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.9c.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1. 30

Références :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0004, HQD-1, Document 1, page 25 (ligne 1), page 27 (tableau 9, dernière ligne).

ii) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3746-2010, Pièce B-0016, HQD-3, Document 2, Annexe C, en liasse.

Demande :

a) Qu'est-ce qui vous amène à faire une analyse économique sur une période de 20 ans alors que la durée de vie des appareils associés au projet CATVAR est de 15 et de 30 ans ? Aussi dans la première référence (page 25) le Distributeur affirme que les analyses économique et financière ont été réalisées sur une période de 15 ans. Cependant, le résultat montré au tableau 9 de la page 27 du test de neutralité tarifaire (TNT) de - 490,6 M$ correspond bien aux résultats de l'analyse de la seconde référence, en l'Annexe C effectuée sur 20 ans (Flux monétaire net).

Réponse :

Il s'agit d'une question de terminologie ; le Distributeur aurait pu dire que les analyses économiques et financières couvrent une période de 20 ans. En effet, le rapport d'analyse économique présenté à l'annexe C couvre une période de 20 ans, soit 5 années pour la réalisation du projet (2010 à 2014) et 15 années pendant lesquelles les équipements sont pleinement opérationnels (2015 à 2029) sans besoin de réinvestissement.

C'est la période pendant laquelle les équipements sont pleinement opérationnels qui correspond à la durée de l'analyse économique, soit 15 ans. Il est d'ailleurs précisé à la section 4.2.1 de la pièce HQD-1, document 1, que la période de l'analyse est de 15 ans à compter de la mise en service.