# PROJET DE RÉDUCTION DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE PAR UNE GESTION OPTIMISÉE DE LA TENSION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

# PROJET CATVAR

## TABLE DES MATIÈRES

**1. OBJECTIF VISÉ PAR LE PROJET ..... 5**

**2. SOLUTION PROPOSÉE ..... 5**

2.1. PRINCIPES GÉNÉRAUX ..... 5
*2.1.1. Origine de la réduction de consommation ..... 5*
*2.1.2. Gestion optimisée de la tension ..... 6*
*2.1.3. Principe de la boucle de régulation ..... 9*
2.1.3.1. Équipements sur le réseau de distribution ..... 9
2.1.3.2. Équipements du poste satellite ..... 10
2.1.3.3. Schéma global de régulation ..... 10
*2.1.4. Évaluation du potentiel de réduction de la consommation énergétique ..... 12*
2.2. VALIDATION EN RÉSEAU ..... 12
*2.2.1. Boucle de régulation ..... 14*
*2.2.2. Évaluation du CVR ..... 14*
*2.2.3. Marge de tension disponible ..... 14*
*2.2.4. Évaluation de la réduction de la consommation énergétique ..... 15*
*2.2.5. Perception de la clientèle ..... 16*
*2.2.6. Développement des préalables à l'implantation ..... 17*
2.3. BALISAGE ..... 17

**3. DESCRIPTION DU PROJET ..... 18**

3.1. ÉQUIPEMENTS ..... 18
3.2. ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ..... 19
3.3. COÛT DU PROJET ..... 20
*3.3.1. Investissement ..... 20*
*3.3.2. Charges ..... 21*
3.4. TRAVAUX REQUIS DU TRANSPORTEUR ..... 22

**4. ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE ..... 23**

4.1. HYPOTHÈSES ÉNERGÉTIQUES ..... 23
4.2. HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES ..... 24
*4.2.1. Paramètres économiques ..... 24*
*4.2.2. Coûts évités ..... 25*
*4.2.3. Pertes de revenus ..... 26*
4.3. RÉSULTATS DES ANALYSES ..... 27
*4.3.1. Analyse économique ..... 27*
*4.3.2. Analyse financière (impact sur les revenus requis) ..... 27*
*4.3.3. Analyse de sensibilité ..... 28*

**5. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE ..... 29**

**6. MODE DE SUIVI DES RÉSULTATS ..... 29**

**7. TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS ..... 30**

## LISTE DES FIGURES

*Figure 1 Profil de la tension d'une ligne de distribution*.....6
*Figure 2 Tension en bout de réseau*.....7
*Figure 3 Effets combinés de CAT et de VAR sur la tension du réseau de distribution*.....8
*Figure 4 Transformateurs de tension télésurveillés*.....9
*Figure 5 Batteries de condensateur télécommandées*.....10
*Figure 6 Schéma du système CATVAR*.....11
*Figure 7 Localisation du poste Pierre-Boucher*.....13

## LISTE DES TABLEAUX

*Tableau 1 Limites d'exploitation sur la moyenne tension (sur une base de 120 V)*.....15
*Tableau 2 Déploiement prévu des TTT*.....19
*Tableau 3 Détail du coût du projet en investissement*.....21
*Tableau 4 Détail des charges*.....22
*Tableau 5 Réduction prévue de la consommation mensuelle à compter de 2015*.....24
*Tableau 6 Paramètres économiques*.....25
*Tableau 7 Coûts évités*.....26
*Tableau 8 Revenus marginaux (énergie seulement)*.....26
*Tableau 9 Résultats de l'analyse économique*.....27
*Tableau 10 Résultats de l'analyse financière*.....28
*Tableau 11 Résultat des analyses de sensibilité*.....29

## LISTE DES GRAPHIQUES

*Graphique 1 Résultats de l'asservissement*.....16
*Graphique 2 Consommation énergétique – Planification de la réduction*.....20

## 1. OBJECTIF VISÉ PAR LE PROJET

La Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 fixait la cible de réduction de la consommation en énergie électrique à 8 TWh pour 2015. Elle a été rehaussée depuis à 11 TWh par le gouvernement du Québec. Pour atteindre cet objectif, plusieurs programmes misant sur une participation active des clients ont déjà été mis de l'avant. Le Plan global en efficacité énergétique du Distributeur (PGEÉ), conjugué aux efforts de l'Agence de l'efficacité énergétique, contribuera pour 9 TWh.

C'est par une gestion optimisée de la tension sur son réseau, dont il évalue le potentiel à 2 TWh, que le Distributeur entend compléter son engagement de réaliser 11 TWh d'économies d'énergie en 2015. Pour ce faire, il a développé le projet CATVAR (Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive), qui permettra une réduction de la consommation d'énergie directement chez les clients, tout comme le font les programmes du PGEÉ. Le projet requiert un investissement de 152 M$ et des charges totales non récurrentes de 18,7 M$ entre 2010 et 2015.

## 2. SOLUTION PROPOSÉE

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.

### 2.1. Principes généraux

#### *2.1.1. Origine de la réduction de consommation*

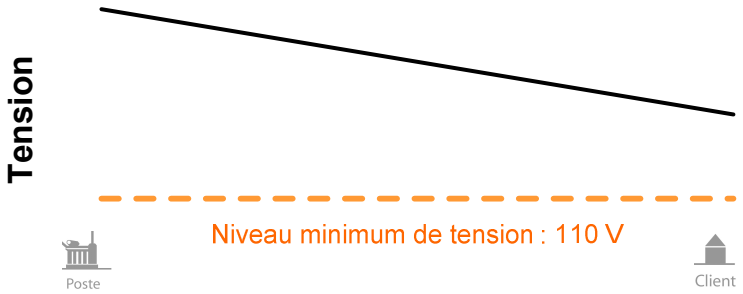
Il existe une relation directe entre la tension et la consommation énergétique. Ainsi, une réduction de la tension fournie aux clients entraîne une diminution de leur consommation d'énergie, donc de leur facture d'électricité, et ce, sans intervention de

leur part ni impact sur la qualité de leur alimentation électrique. Cette réduction varie selon la nature de la charge. Grâce aux technologies aujourd'hui disponibles, le Distributeur entend exploiter cette propriété pour améliorer la performance énergétique de son réseau. Pour ce faire, il doit identifier les moyens nécessaires à une gestion optimisée de la tension et quantifier le potentiel de réduction de consommation générée par celle-ci.

### *2.1.2. Gestion optimisée de la tension*

Les lignes de distribution sont issues des postes satellites du Transporteur. Leur tension de départ est donc tributaire de celle de la barre moyenne tension des transformateurs de puissance de ces postes. La tension diminuant lorsque l'on s'éloigne du poste satellite (figure 1), elle doit être plus élevée en début de ligne afin de s'assurer du respect des normes de tension minimale pour les clients situés au bout du réseau. Il faut souligner que la chute de tension sur une ligne de distribution est fonction de la charge raccordée, de sa répartition sur la ligne ainsi que de la période de l'année.

**FIGURE 1**
**PROFIL DE LA TENSION D'UNE LIGNE DE DISTRIBUTION**



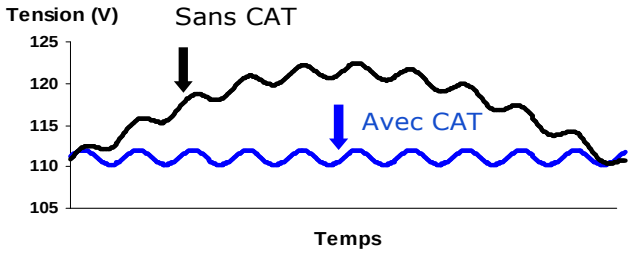

Actuellement, le niveau de tension des barres moyenne tension des postes satellites du Transporteur est fixe. Sa valeur est déterminée de telle sorte que la tension du réseau de distribution respecte en tout point et en tout temps les critères de la norme CAN3-C235-83 de l'Association canadienne de normalisation (CSA-235) et ce, nonobstant les perturbations pouvant affecter le réseau. Cette norme stipule, entre autres, que pour une alimentation résidentielle dite à 120 V, la tension au point de raccordement doit se situer entre 110 V et 125 V.

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).

La mise en place d'une boucle de régulation de la tension entre le réseau de distribution et les postes satellites du Transporteur est à la base de l'asservissement de la tension en distribution. En ayant recours à des mesures de la tension en divers points du réseau, il sera alors possible d'ajuster continuellement la tension au départ des lignes de distribution de manière à ce qu'elle puisse être, non seulement maintenue plus basse, mais également plus constante.

**FIGURE 2**
**TENSION EN BOUT DE RÉSEAU**




Finalement, le Distributeur prévoit recourir à la télécommande des batteries de condensateurs (VAR, c'est-à-dire Volt ampère réactif), dont le déploiement est en cours dans le cadre de son projet d'« Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution »[1]. Télécommander les manœuvres de ces batteries contribuera à améliorer le profil de

[1] Dossier R-3698-2009.

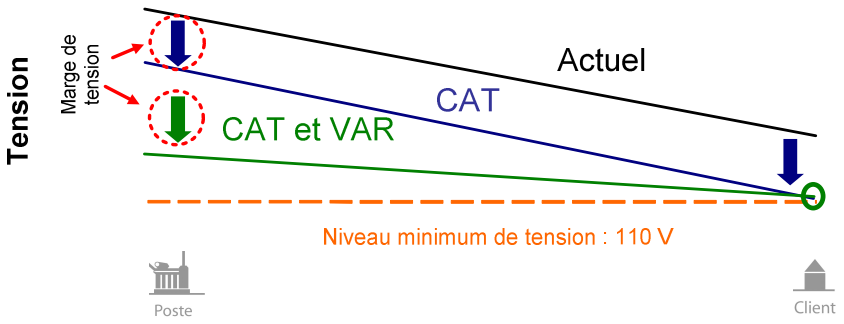
tension et à augmenter la marge de tension, c'est-à-dire la baisse possible de la tension.

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[2]. 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 manœuvrer à distance et, de ce fait, ajouter à la réduction de la consommation énergétique.

L'effet combiné de ces moyens (figure 3) permettra au Distributeur de mieux gérer la tension sur le réseau en la gardant le plus près possible de la limite inférieure de la norme CSA-235 au point de raccordement des clients, et ce, sans compromettre leur qualité de service. La réduction de la consommation énergétique anticipée sera en proportion de la marge de tension rendue ainsi disponible.

La figure 3 illustre l'effet du CAT et du VAR sur la tension d'une ligne du réseau.

**FIGURE 3**
**EFFETS COMBINÉS DE CAT ET DE VAR SUR LA TENSION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION**




[2] La puissance indiquée dans le dossier R-3698-2009 était de 2 400 Mvar. La poursuite de l'analyse du dossier avec le Transporteur a permis de déterminer qu'une puissance de 1 000 Mvar serait suffisante pour répondre aux besoins du réseau jusqu'en 2015.

### 2.1.3. Principe de la boucle de régulation

La mise en place d'une boucle de régulation de la tension requiert le déploiement d'équipements sur le réseau de distribution et une mise à niveau de certains équipements du Transporteur aux postes satellites.

#### 2.1.3.1. Équipements sur le réseau de distribution

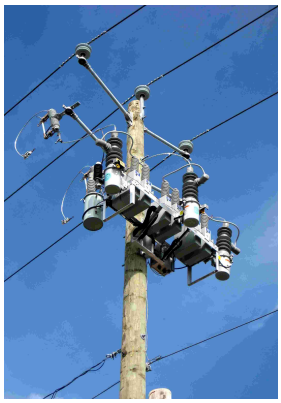
Deux types d'équipements sont requis en réseau, à savoir les équipements de mesure de la tension et ceux de compensation réactive.

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.

**FIGURE 4**
**TRANSFORMATEURS DE TENSION TÉLÉSURVEILLÉS**

Les équipements de compensation réactive sont des batteries de condensateurs télécommandées (figure 5) ainsi que leurs coffrets de commande. Leur localisation est déterminée à l'aide d'un logiciel de simulation de réseau.

**FIGURE 5**
**BATTERIES DE CONDENSATEUR TÉLÉCOMMANDÉES**



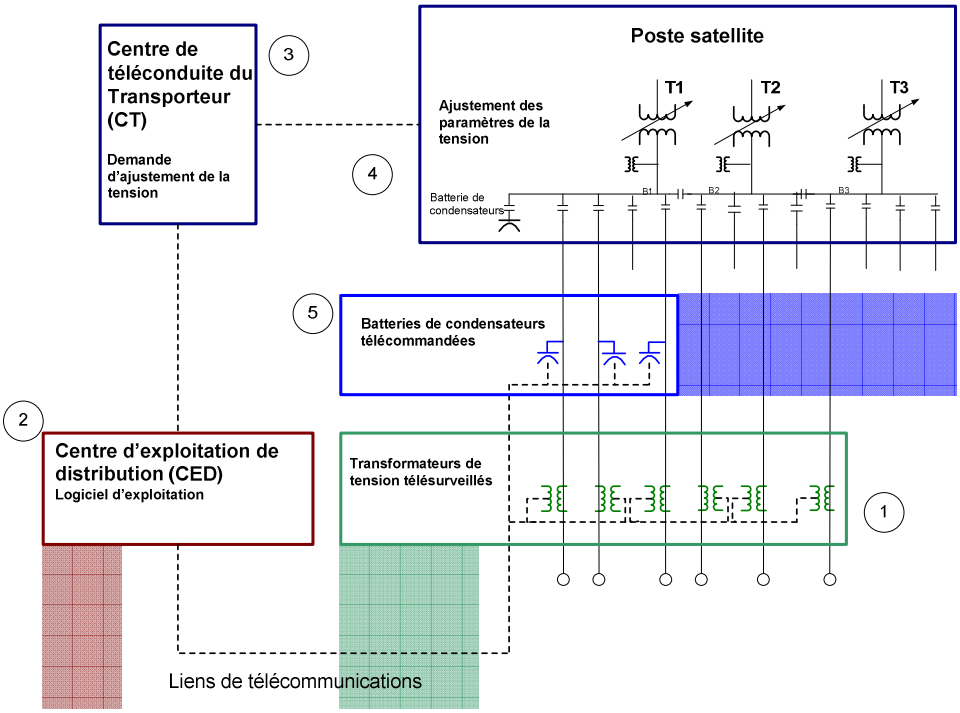
### *2.1.3.2. Équipements du poste satellite*

Les équipements d'automatismes associés à la régulation de la tension doivent pouvoir interagir avec ceux déployés sur le réseau de distribution. À cet effet, le Transporteur s'assure de la présence d'un système d'Automatismes locaux à intelligence distribuée (ALCID) dont fait partie intégrante une unité d'acquisition et de contrôle (UAC).

### *2.1.3.3. Schéma global de régulation*

La figure 6 décrit les principes de fonctionnement de la boucle de régulation et les équipements impliqués au poste satellite et sur le réseau de distribution.

**FIGURE 6**
**SCHÉMA DU SYSTÈME CATVAR**




Dans la pratique, une boucle de régulation fonctionne comme suit :

1. La tension est mesurée à partir de TTT localisés en des endroits précis du réseau, généralement en bout de réseau.
2. Les mesures de tension sont intégrées sur une période donnée puis transmises à une fréquence prédéfinie au Centre d'exploitation de distribution (CED) qui en fait l'acquisition par le biais de liens de télécommunication.
3. La consigne de régulation de tension dans les postes est continuellement réévaluée par l'entremise d'un algorithme développé à cette fin au sein du logiciel de conduite du CED. Lors de tout changement, une nouvelle consigne est envoyée au Centre de téléconduite du Transporteur (CT) afin de maintenir la tension le plus près possible de la limite inférieure dictée par les normes.

4. Lorsque le CT reçoit une nouvelle consigne du CED, il s'assure de l'acheminer à l'automatisme du poste qui gère la régulation de la tension.
5. Les batteries de condensateurs télécommandées sont manœuvrées au besoin, en fonction du profil de la tension.

#### *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 $\Delta$ E % représente la variation d'énergie et $\Delta$ 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.

### 2.2. Validation en réseau

Sur la base d'une analyse préliminaire et sommaire des projets comparables réalisés par d'autres entreprises, le Distributeur a estimé qu'une réduction de la consommation énergétique était réalisable pour ses clients. Toutefois, il a tenu à :

- valider ce potentiel en réseau ;
- tester la faisabilité technique de l'implantation de l'asservissement ; et
- préciser les coûts afin d'en évaluer la rentabilité.

À cette fin, il a mis en œuvre à partir de 2005 un projet pilote sur le réseau du poste Pierre-Boucher, situé à Boucherville sur la Rive-Sud de Montréal (figure 7). Ce poste a été choisi puisqu'il est représentatif du réseau du Distributeur en ce qui a trait à la diversité de la charge (résidentielle, commerciale, institutionnelle et industrielle) et de la densité du réseau (urbain, semi-urbain et rural).

**FIGURE 7**
**LOCALISATION DU POSTE PIERRE-BOUCHER**

Par l'entremise de ce projet pilote, le Distributeur visait :

- une confirmation de la faisabilité technique d'une boucle de régulation de la tension ;
- l'évaluation du CVR propre au réseau du Distributeur ;
- l'évaluation de la marge de tension disponible, incluant l'identification de contraintes possibles pouvant la restreindre ;
- une évaluation de la réduction de la consommation énergétique ;
- une indication de la sensibilité des clients à une réduction de la tension d'alimentation ; et

- l'identification et le développement de préalables à l'implantation (par exemple, les normes et le contenu des formations).

### *2.2.1. Boucle de régulation*

Sur le réseau de distribution du poste Pierre-Boucher, le Distributeur a déployé six TTT et trois batteries de condensateurs télécommandées. De plus, des modifications au logiciel de conduite de réseau de distribution ont été apportées.

Le Transporteur a également implanté un système ALCID au poste Pierre-Boucher.

### *2.2.2. Évaluation du CVR*

Les résultats sont basés sur des données d'énergie et de tension enregistrées à intervalle de cinq minutes sur une période d'environ deux ans au poste Pierre-Boucher. Il en ressort que le CVR varie de 0,67 en période estivale à 0,20 en période hivernale pour une moyenne pondérée de 0,40. Le CVR inférieur en période hivernale est attribuable au fait que la charge, à cette période de l'année, est constituée d'une forte proportion de chauffage, pour lequel le CVR est négligeable.

### *2.2.3. Marge de tension disponible*

Pour l'évaluation de la marge de tension disponible, le Distributeur considère l'écart entre la tension la plus basse sur la ligne de distribution et celle de la limite inférieure prescrite par la norme CSA-235. Sur le réseau moyenne tension, ces limites varient selon la période de l'année. Le tableau 1 illustre ces limites, lesquelles sont exprimées sur une base de 120 V[3].

[3] Il est de pratique courante dans l'industrie d'exprimer la moyenne tension sur une base de 120 V, et ce, afin d'en faciliter la comparaison avec la tension résidentielle, notamment.

**TABLEAU 1**
**LIMITES D'EXPLOITATION SUR LA MOYENNE TENSION (SUR UNE BASE DE 120 V)**

| | À la pointe | | Charge moyenne | | Au creux de charge | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Min | Max | Min | Max | Min | Max |
| En condition normale | 115 V | 126 V | 114 V | 125,5 V | 113 V | 125 V |

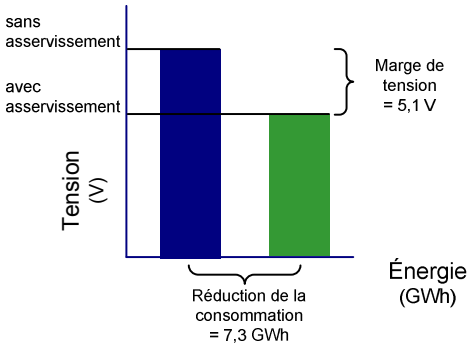
La boucle de régulation mise en place au poste Pierre-Boucher a permis au Distributeur de valider les marges de tension obtenues par simulation.

Durant le projet pilote, le Distributeur a envisagé différents moyens pouvant augmenter les marges de tension. À cette fin, et afin d'en évaluer les coûts, il a analysé le réseau de distribution, non seulement du poste Pierre-Boucher, mais également de quatre autres postes afin de disposer d'un échantillon plus large. Il en ressort que la réalisation de travaux mineurs sur le réseau permet de dégager une marge de tension supplémentaire. Les travaux requis peuvent impliquer l'équilibrage des charges sur les phases du réseau ou encore un transfert de charges d'une ligne de distribution à une autre, située à proximité.

### *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 %. Le graphique 1 illustre ces résultats.

**GRAPHIQUE 1**
**RÉSULTATS DE L'ASSERVISSEMENT**




### *2.2.5. Perception de la clientèle*

Un sondage réalisé par une firme externe a permis d'évaluer la réaction des clients à une diminution de leur tension d'alimentation. Celui-ci a été réalisé en avril 2006 auprès des clients alimentés par le poste Pierre-Boucher ainsi que ceux alimentés par le poste Du Tremblay, situé à Longueuil, ces derniers faisant office de groupe témoin. L'objectif du sondage était de vérifier directement auprès des clients s'ils constataient une quelconque modification de la qualité de leur alimentation électrique. Au total, 1 463 entrevues ont été réalisées. L'échantillon de clients sondés était composé de 69 % de clients résidentiels, 27 % de clients commerciaux et institutionnels et 4 % de clients industriels. La satisfaction générale à l'égard du Distributeur ou face aux variations de la tension est très semblable pour les deux postes. La perception des clients quant à l'amélioration, à la détérioration ou au maintien des services s'équivaut d'un poste à l'autre. De plus, aucune plainte ou signalement d'un problème de qualité de l'onde provenant des clients du poste Pierre-Boucher n'a été enregistrée auprès du Distributeur en regard de l'abaissement de tension.

En outre, le Distributeur a installé des appareils de mesurage à proximité des condensateurs, de même qu'une cinquantaine de compteurs permettant de mesurer la tension chez des clients situés à des points névralgiques du réseau. Ces appareils ont permis de confirmer que le projet n'a eu aucun impact sur la qualité de l'alimentation électrique des clients.

### *2.2.6. Développement des préalables à l'implantation*

Outre les volets techniques indispensables à l'implantation de l'asservissement de la tension, le Distributeur a également réalisé depuis 2007 :

- les encadrements préliminaires pour l'installation, la mise en service et l'exploitation des équipements (les TTT ou la télécommande des batteries de condensateurs) ;
- l'identification des normes de maintenance régissant le contenu et la fréquence des entretiens nécessaires ainsi que leur dépannage ; et
- 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.

## 2.3. Balisage

Afin de comparer son projet à ceux en place en Amérique du Nord, le Distributeur a procédé, au début de 2010, à un balisage sur les perspectives d'implantation des technologies associées à l'asservissement de la tension et de la compensation réactive en réseau, et ce, auprès de quatorze entreprises de service public. Il en ressort que la tendance pour des projets du genre est bien marquée, poussée par une conjoncture encourageant les entreprises à implanter des mesures d'efficacité énergétique sur les réseaux de distribution. Le balisage montre que les entreprises sondées misent sur des technologies comparables à celles choisies par le Distributeur pour implanter le contrôle asservi de la tension et la compensation de la puissance réactive.

Le balisage a fourni certaines données sur les impacts des mesures de gestion de la tension. Notamment, la réduction de la consommation démontrée par les entreprises ayant testé le contrôle asservi de la tension varie entre 0,6 % à 2,87 %.

## 3. DESCRIPTION DU PROJET

### 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 ;
- l'implantation des outils de gestion au sein du système de conduite du réseau de distribution ;
- les liens de télécommunication entre les équipements et le CED ;
- le développement des normes de maintenance ; et
- le développement des contenus de formation pour les employés devant installer ou exploiter les équipements.

Le Distributeur entend réaliser son projet entre 2010 et 2015 mais favorise l'installation des derniers TTT à la fin de 2014 afin que tous les équipements soient pleinement opérationnels en 2015. En ce qui a trait au déploiement, celui-ci débutera sur le territoire Richelieu avec les 50 premières installations, et ce, d'ici la fin de 2011. Ainsi, la stabilisation et le rodage des processus d'installation et de gestion de réseau se réaliseront à échelle réduite. La modulation du déploiement prend en compte la capacité de réalisation du Distributeur, notamment en ce qui a trait à l'intégration de nouveaux automatismes en réseau. Le choix des postes pour l'implantation de l'asservissement de tension est basé sur des critères économiques (potentiel de réduction de la

consommation et coûts de mise en œuvre) et techniques (présence de régulateurs de tension dans le poste).

La planification est présentée au tableau 2. Elle pourrait être réajustée en fonction du déroulement des premières installations.

**TABLEAU 2**
**DÉPLOIEMENT PRÉVU DES TTT**

| | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Laurentides | - | - | 25 | 90 | 128 | **243** |
| Montmorency | - | - | 20 | 69 | 98 | **187** |
| Montréal | - | - | 37 | 122 | 175 | **334** |
| Matapédia | - | - | 4 | 22 | 31 | **57** |
| Richelieu | 15 | 35 | 14 | 47 | 68 | **179** |
| **Total** | **15** | **35** | **100** | **350** | **500** | **1 000** |

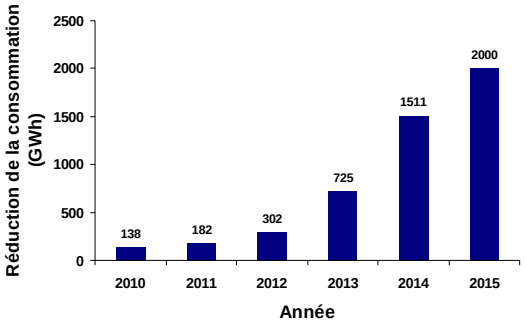
Puisque le projet d'ajout de batteries de condensateurs doit être complété à la fin de 2011, et sous réserve de l'autorisation du projet CATVAR par la Régie, les batteries de condensateurs installées en 2011 le seront avec un boîtier permettant immédiatement la télécommande. En 2012, le Distributeur procédera aux modifications nécessaires sur les batteries qui auront été installées en mode manuel en 2010 et 2011.

### 3.2. Économies d'énergie

Le projet générerait une réduction de la consommation énergétique de l'ordre de 2 TWh, soit 1,7 % de l'énergie qui transite par les postes satellites, basé sur les résultats du projet pilote au poste Pierre-Boucher et d'études de simulation du réseau. Cette estimation s'appuie sur l'évaluation de la marge de tension disponible sur chacun des postes visés et d'un CVR moyen pondéré de 0,4.

Le graphique 2 présente la réduction cumulative de la consommation de 2010 à 2015. Celle-ci est basée sur le rythme prévu de déploiement des TTT.

**GRAPHIQUE 2**
**CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE – PLANIFICATION DE LA RÉDUCTION**




Pour l'estimation des gains réels, le Distributeur entend procéder 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.

### 3.3. Coût du projet

Le Distributeur 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 doit obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier. Le cas échéant, le Distributeur en informera la Régie en temps opportun. Cependant, il s'efforcera de contenir les coûts de son projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

#### *3.3.1. Investissement*

Les estimations de coûts ont été faites sur la base des conclusions de l'implantation d'un système CATVAR sur le réseau de distribution du poste Pierre-Boucher. Le Distributeur évalue à 152 M$ l'investissement nécessaire à l'implantation de l'asservissement de la tension sur son réseau. Le tableau 3 présente les montants associés à chaque élément du projet.

**TABLEAU 3**
**DÉTAIL DU COÛT DU PROJET EN INVESTISSEMENT**

| (M$) | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Installation de 1 000 transformateurs de tension télésurveillés | 0,8 | 1,9 | 5,5 | 19,6 | 31,2 | - | 59,0 |
| Installation de la télécommande des 802 batteries de condensateurs | - | 8,3 | 9,7 | 2,1 | - | - | 20,1 |
| Travaux sur les réseaux moyenne et basse tensions | - | 0,7 | 1,5 | 5,3 | 8,9 | 2,7 | 19,1 |
| Outils de gestion du réseau | 3,1 | 4,2 | 3,3 | 0,6 | 0,5 | 0,7 | 12,4 |
| Autres : Outillage, développement de la formation et de technologies, ... | 0,7 | 1,1 | 1,0 | 0,9 | - | - | 3,7 |
| Gestion de projet et support | 0,4 | 1,0 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | - | 4,3 |
| Contingence | - | 5,0 | 4,7 | 6,1 | 8,7 | 1,0 | 25,5 |
| Frais d'emprunt capitalisé | 0,5 | 1,3 | 1,6 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 8,3 |
| **Total** | **5,5** | **23,5** | **28,2** | **37,3** | **51,9** | **6,0** | **152,4** |

### *3.3.2. Charges*

L'implantation de l'asservissement implique l'addition de plus de 1 800 nouveaux équipements (1 000 TTT et quelque 800 coffrets de télécommande de batteries de condensateurs). À cet égard, le Distributeur a évalué la maintenance requise par ces équipements et quantifié les charges afférentes. Il a également intégré les coûts de formation des employés, du soutien à la réalisation et des frais de télécommunication. Le tableau 4 présente le détail des charges du projet.

**TABLEAU 4**
**DÉTAIL DES CHARGES**

| (M$) | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Maintenance et dépannage | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 0,6 | 1,2 | 3,0 |
| Formation et soutien à la réalisation | 2,2 | 1,1 | 0,7 | 0,4 | 0,3 | 1,4 | 6,1 |
| Frais des liens de télécommunications | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 2,2 | 2,5 | 2,7 | 9,6 |
| **Total** | **3,1** | **2,1** | **1,8** | **3,0** | **3,4** | **5,3** | **18,7** |

Le Distributeur a évalué qu'un montant récurrent annuel estimé à 3,4 M$ ($2010) sera requis à partir de 2016, après la fin du projet. Ce montant est associé aux frais de télécommunication, de maintenance et de dépannage. Il sera intégré au revenu requis du Distributeur.

Le plan de déploiement proposé assure que le Distributeur sera en mesure de réaliser ce projet avec ses ressources actuelles. Par conséquent, aucune main-d'œuvre additionnelle n'est requise pour la mise en place du projet CATVAR.

### 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.

## 4. ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE

Le projet CATVAR contribue pour 2 TWh à la cible d'économies d'énergie de 11 TWh du Distributeur à l'horizon 2015. Puisqu'il génère des économies d'énergie pour la clientèle, à l'instar des programmes d'efficacité énergétique du PGEÉ, la même méthodologie d'analyse et les mêmes tests sont utilisés pour l'analyse économique du projet. Ainsi, 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) évalue si le projet exerce une pression sur les tarifs en tenant compte des coûts évités, des coûts du projet et des pertes de revenus du Distributeur. L'impact financier de ce projet sur le coût de service du Distributeur est également examiné. Le Distributeur n'a pas réalisé de test du participant (TP), puisqu'il ne s'agit pas d'un programme commercial requérant une participation des clients.

### 4.1. Hypothèses énergétiques

Le graphique 2 à la section 3 présente les hypothèses de gains énergétiques annuels intégrés à l'analyse. La réduction de la consommation énergétique n'est pas uniforme dans l'année ; elle varie sur une base mensuelle telle que présentée au tableau 5. Cette distribution mensuelle est nécessaire puisque le signal de coûts évités est différent pour la période d'hiver et la période hors hiver.

**TABLEAU 5**
**RÉDUCTION PRÉVUE DE LA CONSOMMATION MENSUELLE À COMPTER DE 2015**

| Ventilation mensuelle | GWh |
|---|---|
| Janvier | 57 |
| Février | 52 |
| Mars | 101 |
| Avril | 177 |
| Mai | 244 |
| Juin | 235 |
| Juillet | 239 |
| Août | 238 |
| Septembre | 234 |
| Octobre | 221 |
| Novembre | 122 |
| Décembre | 79 |
| **Total annuel** | **2000** |
| Hors hiver | 1711 |
| Hiver | 289 |

## 4.2. Hypothèses économiques et financières

### *4.2.1. Paramètres économiques*

Le tableau 6 présente les principaux paramètres économiques utilisés pour l'analyse.

**TABLEAU 6**
**PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES**

| Paramètres | Valeurs | Sources |
|---|---|---|
| Coût du capital prospectif | 5,913 % | D-2010-022, page 30 |
| Taux de taxe sur les services publics | 0,550 % | Budget provincial |
| Taux d'inflation | 2,0 % | Cible de l'indice des prix à la consommation (IPC) de la Banque du Canada |
| Durée de vie utile | 30 ans pour les équipements de réseau<br>15 ans pour les boîtiers | Répertoire des immobilisations Hydro-Québec |
| Méthode d'amortissement | Linéaire sur la durée de vie des actifs | D-2010-020 |

Les analyses économique et financière ont été réalisées sur une période de 15 ans. Cette période correspond à la durée de vie utile la plus courte des équipements. Les analyses incluent les gains énergétiques sur 15 ans à compter de la mise en service des équipements. Aucun réinvestissement n'est considéré dans l'analyse. Une valeur résiduelle est toutefois calculée pour tenir compte de la capacité d'usage restante des équipements qui n'auront pas été complètement amortis.

### *4.2.2. Coûts évités*

Les coûts évités proposés à la Régie dans le dossier R-3740-2010[4] ont été utilisés. Ils sont présentés au tableau 7.

- De 2011 à 2022 inclusivement :
  - pour la période hivernale (décembre à mars) : le coût moyen anticipé des achats, soit 5,4 ¢/kWh ($ 2010) indexé à l'inflation ;

[4] Voir HQD-2, Document 4.

- pour les autres mois (avril à novembre) : le revenu net moyen anticipé des reventes, soit 3,4 ¢/kWh ($ 2010) indexé à l'inflation.

- À compter de 2023 : le prix du 2e appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh ($ 2007, annuité croissante à l'inflation).

**TABLEAU 7**
**COÛTS ÉVITÉS**

| (¢/kWh) | 2010 | 2012 | 2014 | 2016 | 2018 | 2020 | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Hors hiver | 3,40 | 3,54 | 3,68 | 3,83 | 3,98 | 4,14 | 4,31 | 14,41 | 14,70 |
| Hiver | 5,40 | 5,62 | 5,85 | 6,08 | 6,33 | 6,58 | 6,85 | 14,41 | 14,70 |

### *4.2.3. Pertes de revenus*

Le calcul des pertes de revenus s'appuie sur les revenus à la marge incluant la hausse du coût de l'électricité du bloc patrimonial à compter de 2014. 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. Toutefois, il touchera toutes les catégories d'usage (résidentiel, agricole, commercial, institutionnel et industriel) et l'utilisation du revenu à la marge du tarif D constitue, dans ce contexte, une très bonne approximation de ces impacts.

**TABLEAU 8**
**REVENUS MARGINAUX (ÉNERGIE SEULEMENT)**

| (¢/kWh) | 2010 | 2012 | 2014 | 2016 | 2018 | 2020 | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ensemble de l'année** | **7,20** | **7,31** | **7,80** | **8,76** | **9,84** | **9,99** | **10,15** | **10,24** | **10,32** |
| Été | 6,77 | 6,84 | 7,23 | 8,01 | 8,89 | 8,99 | 9,10 | 9,15 | 9,21 |
| Hiver | 7,34 | 7,47 | 7,99 | 9,01 | 10,16 | 10,33 | 10,51 | 10,61 | 10,70 |

## 4.3. Résultats des analyses

### *4.3.1. Analyse économique*

Les résultats des tests économiques sont présentés au tableau 9.

**TABLEAU 9**
**RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE**

| | **(M$2010)** |
|---|---|
| Coûts évités | 1 380,2 |
| Investissements | (132,9) |
| Valeurs résiduelles | 11,6 |
| Charges d'exploitation | (49,3) |
| Taxe sur les services publics | (4,2) |
| **TCTR** | **1 205,4** |
| Perte de revenus | (1 696,0) |
| **TNT** | **(490,6)** |

Le TCTR satisfait le critère décisionnel reconnu par la Régie et confirme que le programme est rentable du point de vue de la société. Le TNT est négatif, indiquant que le projet exerce une pression à la hausse sur les tarifs du Distributeur. Toutefois, le coût pour le Distributeur d'obtenir les 2 TWh d'économies d'énergie associées au projet par l'entremise de programmes commerciaux serait beaucoup plus important. Il s'agit donc de la solution permettant de réduire au maximum l'impact sur les tarifs du Distributeur.

### *4.3.2. Analyse financière (impact sur les revenus requis)*

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 important impact à la baisse sur les tarifs du Distributeur.

L'impact maximal se situe en 2018 et s'élève à 129,9 M$. Le tableau 10 présente ces résultats.

**TABLEAU 10**
**RÉSULTATS DE L'ANALYSE FINANCIÈRE**

| En M$ courants | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2022 | 2023 | 2026 | 2029 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Coûts évités du Distributeur | (81,5) | (83,1) | (84,8) | (86,5) | (93,6) | (288,3) | (305,9) | (324,7) |
| Charges d'exploitation | 5,3 | 3,7 | 3,9 | 4,3 | 4,7 | 5,0 | 5,5 | 5,9 |
| Amortissement | 8,2 | 8,3 | 8,3 | 8,3 | 8,3 | 8,3 | 7,4 | 3,1 |
| Taxe sur les services publics | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,2 |
| Frais financiers | 7,8 | 7,5 | 7,0 | 6,5 | 4,5 | 4,0 | 2,6 | 1,6 |
| **Impact sur les revenus requis** | **(59,5)** | **(62,9)** | **(64,9)** | **(66,8)** | **(75,7)** | **(270,6)** | **(290,1)** | **(313,9)** |
| **Pertes de revenus** | **165,3** | **175,1** | **185,6** | **196,7** | **203,1** | **204,8** | **206,4** | **206,4** |
| **Impact sur les tarifs** | **105,8** | **112,2** | **120,7** | **129,9** | **127,4** | **(65,8)** | **(83,7)** | **(107,5)** |

### *4.3.3. Analyse de sensibilité*

Les analyses de sensibilité mesurent la robustesse du projet face aux fluctuations de certaines variables. Ces variables, de même que le pourcentage de variation, sont les mêmes que celles utilisées dans le cadre des analyses du budget 2011 du Plan global en efficacité énergétique[5].

Dans une première situation, qualifiée 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 une seconde situation, considérée « favorable », les coûts du projet ont été diminués de 10 % tandis que les économies d'énergie et les coûts évités ont été majorés de 10 %.

Le résultat de ces analyses est présenté au tableau 11.

[5] Dossier R-3740-2010, pièce HQD-8, Document 8, section 6.2.2.

**TABLEAU 11**
**RÉSULTAT DES ANALYSES DE SENSIBILITÉ**

| (M$ 2010) | TCTR | TNT |
|---|---|---|
| Situation « défavorable » | 931 | (595) |
| Situation « favorable » | 1 492 | (374) |

Ces analyses font ressortir que le TCTR est largement positif, ce qui signifie que le projet reste économiquement rentable, et ce, même dans une situation « défavorable ». Toutefois, le TNT est négatif dans les deux situations.

## 5. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE

Comme il a été mentionné à la section 2.2.5, les résultats au poste Pierre-Boucher ont démontré que le projet n'aurait pas d'impact sur la qualité de l'alimentation électrique des clients. Ceci a été corroboré par le balisage présenté à la section 2.3.

Toutefois, 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.

## 6. MODE DE SUIVI DES RÉSULTATS

Le Distributeur propose de faire le suivi du projet dans le cadre de son rapport annuel déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la Loi sur la Régie de l'énergie (LRÉ). Le suivi annuel fera état des coûts réels des travaux de distribution et d'une explication des écarts majeurs entre les coûts réels et les coûts projetés, de même qu'un suivi de l'échéancier des travaux de distribution. Il entend également faire le suivi de la réduction de la consommation générée par son projet.

## 7. TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS

Dans sa décision D-2008-024[6], la Régie réitère le principe de l'établissement de la base de tarification sur une base de projections. Elle précise toutefois que les projets d'investissements de plus de 10 M$ doivent d'abord avoir été autorisés par la Régie en vertu de l'article 73 de la LRÉ avant d'être inclus à la base de tarification.

Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser la création d'un compte de frais reportés spécifique, hors base tarifaire, afin de comptabiliser les coûts afférents aux travaux de distribution mis en service, de même que les charges. Les modalités de disposition visant à récupérer ces coûts ont été approuvées dans la décision D-2010-022[7]. Aucune somme associée au projet CATVAR n'a été incluse dans la demande tarifaire 2011-2012 (dossier R-3740-2010).

[6] Décision D-2008-025 du dossier R-3644-2007, 26 février 2008, page 68.
[7] Décision D-2010-022 du dossier R-3708-2009, 4 mars 2010, paragraphe 170, page 46.