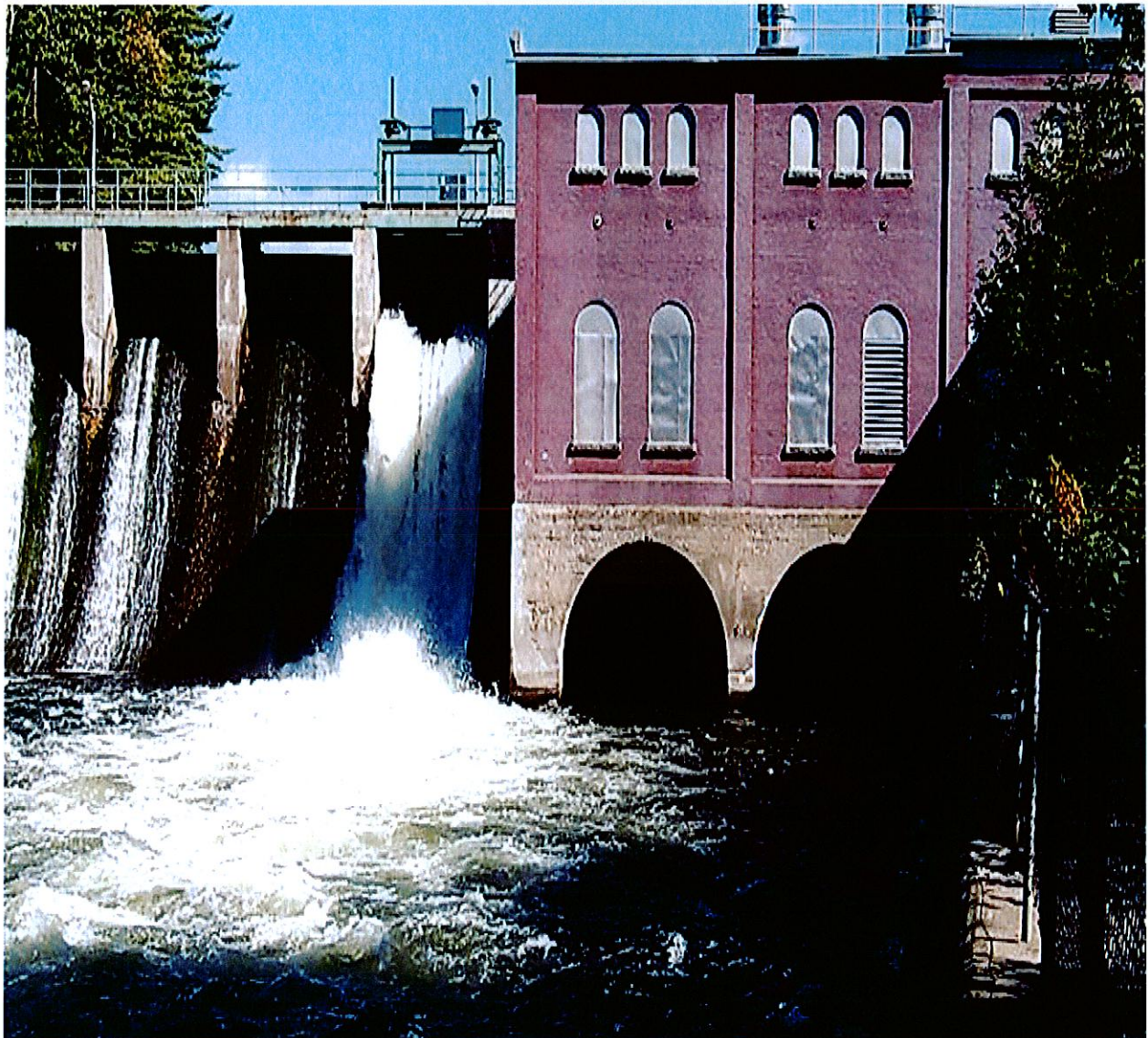


Chapitre 1

VÉRIFICATION DE LA GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE





VÉRIFICATION DE LA GESTION DE LA PUISSANCE HYDRO-SHERBROOKE

Table des matières

	Page
Vue d'ensemble.....	19
Objectif et étendue de la vérification	20
Résultats de la vérification	21
Recommandations.....	49



Vue d'ensemble

1.1. Hydro-Sherbrooke (HS) est le plus grand réseau municipal d'électricité au Québec. Sa mission est d'assurer à la population, aux entreprises et aux organismes desservis de la région un approvisionnement fiable et sécuritaire en électricité tout en assurant certains services électriques pour la ville de Sherbrooke.

1.2. HS s'est donné comme buts stratégiques à atteindre la satisfaction de la clientèle ainsi que d'assurer à la Ville de Sherbrooke un rendement optimal sur ses investissements.

1.3. L'entreprise possède et opère 8 centrales ayant une capacité de 20.1 MW (mégawatts). Ceci représente environ 5% de l'énergie totale livrée, par conséquent le service doit acheter 95% de l'électricité distribuée à Hydro-Québec. En 2015 ces achats ont représenté 118.3 M\$. L'électricité achetée est distribuée par trois postes de transformation, soit ceux d'Orford, St-François et Galt. Un quatrième poste de transformation est en développement au coût approximatif de 32.5 M\$ avec une mise en service planifiée pour l'automne 2018.

1.4. Depuis l'automne 2014, un conseil de direction, composé d'élus et de non-élus a été mis en place. Une préoccupation constante de ce dernier, avec l'aide de la direction d'Hydro-Sherbrooke est de trouver des façons de récupérer une partie des pertes de bénéfiques découlant de la nouvelle tarification LG pour les distributeurs municipaux.

1.5. Au début, une période de transition de trois ans était prévue pour l'implantation de cette nouvelle tarification. À la suite à des représentations à la Régie de l'énergie, cette période de transition a été augmentée à cinq ans. Selon les dernières estimations, cette situation va créer un manque à gagner de 7.6 M\$ à pleine maturité en 2019.

1.6. Une des caractéristiques du tarif LG est le fait de payer 75% de la pointe annuelle de puissance d'hiver (plus haute pointe de quinze minutes) durant le reste de l'année. Cet appel de puissance facturé à 75% est problématique étant donné que les FU des redistributeurs municipaux se situent entre 40% et 55% causant ainsi le manque à gagner mentionné précédemment.

D'autres représentations ont été faites à la Régie de l'énergie en 2017 par l'Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) afin d'obtenir



des assouplissements à la grille tarifaire d'Hydro-Québec. Un des arguments évoqués était que le signal de prix de la puissance à la pointe est moins compétitif qu'aux achats d'électricité à l'extérieur du Québec, ce qui encourage les redistributeurs municipaux québécois à envisager l'achat externe. Ce sujet a déjà fait l'objet d'une couverture médiatique, la réponse de la Régie de l'énergie n'est pas encore connue au moment d'écrire ce rapport.

1.7. Cette situation m'a interpellé et par conséquent j'ai choisi de démarrer un mandat d'optimisation des ressources accompagné par des experts en énergie avec comme objectif d'explorer les avenues possibles afin de bonifier les stratégies de gestion de la puissance d'Hydro-Sherbrooke.

Objectif de la vérification

1.8. En vertu des articles 107.8 et 107.13 de la Loi sur les cités et villes (L.R.Q., chapitre C-19), j'ai réalisé un mandat de vérification portant sur la gestion de la demande en puissance effectuée par Hydro-Sherbrooke.

1.9. Les objectifs du mandat étaient de m'assurer :

- S'assurer que les leviers à la disposition d'Hydro-Sherbrooke pour la gestion de la puissance souscrite sont utilisés de façon optimale, dans un souci d'économie, d'efficacité et d'efficacité.
- S'assurer que les informations pertinentes sur les nouvelles avenues technologiques soient évaluées et présentées aux spécialistes d'Hydro-Sherbrooke afin d'établir un plan d'action visant à bonifier leur planification stratégique et par conséquent de minimiser l'impact du changement tarifaire d'Hydro-Québec.

Étendue

1.10. La vérification couvre les périodes de janvier 2014 à février 2016 avec un examen détaillé des pointes de puissance des trois postes durant ces périodes et des activités de délestage en vigueur à ces moments. De plus, un balisage des types de mesures additionnelles les plus fréquemment rencontrées dans le secteur de la gestion de la demande en puissance dans d'autres juridictions en Amérique du Nord a été effectué.



Résultats de la vérification

Les principales constatations dégagées à la suite de ma vérification sont les suivantes :

1.11. Nous avons observé de bonnes pratiques, des forces et des valeurs qui méritent d'être mentionnées :

- Hydro-Sherbrooke utilise déjà plusieurs mesures de gestion de la demande de puissance. Ces mesures ont généré un effacement de près de 70 MW à la pointe du 8 janvier 2015. Par conséquent plus de 12% de cette pointe maximale a été évitée, représentant des économies de 6 M\$/année, comme illustré au tableau 3. De l'avis des experts en énergie que j'ai consultés, ayant une perspective étendue en Amérique du Nord, cette performance est exceptionnelle comparée à celle de la plupart des distributeurs.

1.12. Nous avons analysé l'utilisation des leviers de délestage à la disposition de HS lors des pointes de puissance des trois postes durant la période de janvier 2014 à janvier 2016. Un exercice similaire a été effectué lors de mon premier mandat chez Hydro-Sherbrooke et couvrait cet indicateur pour la période de janvier 2009 à novembre 2010. Je constate une nette amélioration à ce chapitre. Pour la période du présent mandat, 63% des capacités de délestage ont été utilisées comparativement à 44% lors du précédent mandat. L'obstacle principal pour optimiser encore plus cette performance est l'heure à laquelle la pointe mensuelle se produit comparée à l'heure minimale d'utilisation des divers programmes de délestage.

Lors du précédent mandat, nous avons observé une problématique au niveau de l'heure minimale d'utilisation de la biénergie résidentielle DT. La direction d'Hydro-Sherbrooke avait réagi rapidement et informé sa clientèle que ce programme débiterait dorénavant à partir de 6 h 00 au lieu de 6 h 30. Toutefois, la situation a continué d'évoluer. Dans notre échantillon à 10 reprises, la pointe mensuelle est survenue à 5 h 30 et par conséquent aucun délestage n'était disponible, ce qui explique en grande partie le 63%. De plus, la pointe annuelle de 2016 est survenue à 5 h:15 le 14 février 2016. Enfin, cette pointe annuelle est survenue un dimanche durant une période de grand froid. Habituellement c'est durant la semaine que cela survient avec toutes les activités commerciales et industrielles en fonction.

Lors de nos discussions concernant cette situation, l'hypothèse de la direction de HS pour expliquer ces changements de périodes de pointe est que de plus en plus de résidences ont des thermostats programmables avec des consignes de diminuer la température la nuit



et de l'augmenter plus tôt.

Encore une fois, la direction d'Hydro-Sherbrooke a réagi promptement et depuis février 2015, des ententes ont été conclues avec les clients utilisant le programme des génératrices d'urgence afin de devancer l'heure minimale d'utilisation de 5 h 45 à 5 h 00. D'autres dispositions ont été prises avec certains clients ainsi qu'aux bâtiments de la Ville, donnant plus de latitude pour l'utilisation des génératrices d'urgence. Pour le programme de biénergie BT (commercial et municipal), l'heure minimale est de 5 h 30.

Comme mentionné précédemment, la nouvelle tarification LG est très fortement axée sur la pointe annuelle. Les derniers MW peuvent coûter jusqu'à 100k\$/MW à maturité de la nouvelle tarification LG en 2019. La capacité de délestage du DT est approximativement de 31.6 MW et celle du BT est estimée à 21 MW.

J'ai eu des discussions à cet effet avec la direction de HS sur l'à-propos de modifier à nouveau les heures minimales d'utilisation des programmes DT et de celle du BT. La décision a été de conserver le statu quo pour l'instant. Parmi les arguments pour supporter cette décision, il a été mentionné qu'il y a un risque de perdre des clients advenant un devancement de l'heure minimale de ces programmes.

Comme démontré dans cette analyse, l'impact financier dans le futur peut se traduire en millions de dollars advenant une pointe annuelle plus tôt que les heures minimales des programmes DT et BT. Cela s'est déjà produit une fois pour la pointe annuelle et plusieurs fois pour les pointes mensuelles. Les clients du programme volontaire DT ont obtenu une économie moyenne de 840\$ en 2015 ce qui n'est pas négligeable.

Par conséquent, je vais recommander d'effectuer un sondage auprès des clientèles des programmes DT et BT afin d'obtenir un portrait clair de l'impact potentiel de tels changements. Par la suite, l'organisation sera en mesure de décider du niveau de risque qu'elle veut assumer à cet égard.

1.13. Les mesures utilisées actuellement par HS pour la gestion de la demande de puissance sont essentiellement des mesures de délestage. Avec les technologies qui évoluent rapidement, d'autres mesures de déplacement de la demande de puissance en dehors des périodes de pointe sont actuellement envisagées. C'est dans cette optique que j'ai mandaté des consultants experts en énergie pour inventorier, évaluer et de chiffrer les bénéfices potentiels complémentaires des divers programmes disponibles. Comme mentionné précédemment, le résultat de ces analyses vise l'élaboration de plans d'action en vue de minimiser l'impact du changement tarifaire d'Hydro-Québec.

1.14. Il va sans dire que le potentiel économique de ces mesures varie grandement en



fonction du type d'hiver que l'on connaît. Ainsi, pour les hivers 2014 et 2015, plutôt froids, le potentiel est plus grand. Toutefois, avec l'hiver 2016, relativement doux, le potentiel diminue.

1.15. Un exercice de **balisage** de la documentation disponible a été effectué par les consultants experts. Cet exercice a résulté à une bibliographie imposante de 79 publications sur le sujet.

Ce balisage a permis d'établir les mesures les plus fréquemment rencontrées dans le secteur de la gestion de la demande en puissance dans d'autres juridictions en Amérique du Nord. Ce balisage couvre tant le secteur résidentiel que commercial et industriel (CI). Les objectifs du balisage étaient :

- 1- Répertorier et analyser sommairement les stratégies et mesures de gestion de la demande en puissance,
- 2- D'établir des constats généraux et définir les paramètres de ces mesures.

Les principales mesures ainsi identifiées se retrouvent ci-dessous.

Tableau 1 : Mesures techniques identifiées lors du balisage

Résidentiel	CI
<ul style="list-style-type: none"> • <u>Contrôle direct du chauffe-eau</u> • <u>Contrôle direct du thermostat pour chauffage (plinthe, système central air pulsé, PAC)</u> • Contrôle direct du système de chauffage via interrupteur (plinthe, système central air pulsé, PAC) • Contrôle direct du thermostat ou interrupteur pour climatisation (système central) • Contrôle direct des pompes à piscine • Contrôle direct des spas • Contrôle direct des électroménagers • Contrôle direct de tous les usages via un système de domotique • <u>Report de l'usage d'appareils durant la période hors pointe (manuel) : laveuse, sècheuse, lave-vaisselle,</u> 	<ul style="list-style-type: none"> • Contrôle direct du chauffe-eau • <u>Contrôle direct du thermostat</u> • Contrôle direct du système de chauffage via interrupteur • Contrôle direct du voltage de l'éclairage • Réduction de la vitesse de la ventilation pour système avec entraînement à vitesse variable • Arrêt de la ventilation • Restriction de la position de la valve de refroidissement • Réduction de la charge de climatisation du refroidisseur



<p><u>cuisinière, chauffe-eau (haut tarif pour le DT)</u></p> <ul style="list-style-type: none">• Augmentation du point de consigne (manuelle ou automatisée)• Climatisation durant période hors pointe• Réduction de l'usage de l'éclairage (manuelle)• Minuterie pour chauffe-eau• Stockage thermique• Chauffe-eau avec stockage accru• Chauffe-eau à trois éléments• <u>Chauffage biénergie</u>	<ul style="list-style-type: none">• Arrêt de la climatisation ou du chauffage• Augmentation ou baisse du point de consigne de la température ambiante• Chauffage ou climatisation durant période hors pointe• Arrêt des pompes• Accroissement de la pression statique des conduits d'air pour réduire la puissance de la ventilation• Arrêt de refroidisseurs• Stockage thermique• Chauffe-eau avec stockage accru• Arrêt de l'éclairage dans certaines zones• Réduction du niveau d'éclairage dans certaines zones• Arrêt des escaliers roulants• Arrêt du système de chauffage anti-condensation pour comptoir réfrigéré• <u>Chauffage multisource</u>• <u>Utilisation des génératrices d'urgence</u>
---	--

Il faut également noter que la grande majorité des programmes de gestion de la puissance qui ont été identifiés visent une réduction de la demande en puissance durant les périodes d'été et incluent des mesures visant le refroidissement mécanique alors que l'analyse pour le Hydro-Sherbrooke vise la pointe hivernale. Hydro-Québec et NB Power sont deux distributeurs ayant des programmes ou des projets pilotes visant le chauffage.

Il faut noter que dans le secteur CI, plusieurs programmes utilisent des agrégateurs afin d'exploiter le potentiel alors que les distributeurs n'offrent pas de solutions techniques précises à ces clients afin qu'ils réduisent leur demande en puissance.



Les mesures déjà mises en œuvre ou sous étude par Hydro-Sherbrooke sont soulignées dans le tableau 1.

1.16. La revue de littérature a permis d'établir les critères de sélection habituellement adoptés par les distributeurs lors de la sélection de mesures de gestion de la demande en puissance. Ces critères se définissent comme suit :

- 1- Les mesures doivent être disponibles pour le marché québécois.
- 2- Les mesures doivent être éprouvées au point de vue technologique.
- 3- Les mesures doivent offrir un service équivalent ou un service rendu moindre, mais au deçà d'un seuil minimal acceptable.

L'utilisation du deuxième critère implique que les mesures qui n'en sont qu'à un stade de recherche et développement ou de démonstration, sans offrir une possibilité de commercialisation significative sur un horizon de cinq ans, ne sont pas incluses dans l'évaluation.

Quant au troisième critère, son utilisation impose certaines restrictions. Ainsi, les mesures relativement simples de délestage des charges sans fourniture d'un service minimal ne sont pas considérées, telle une réduction du débit d'air neuf en deçà du seuil acceptable pour les occupants ou une réduction de température en deçà du seuil de confort.

Il est à noter que de telles mesures de délestage sont souvent employées dans le cadre de programmes de gestion de la demande (ex. Ontario Power Authority – Demand Response Programs, www.powerauthority.on.ca). Ce type de programme vise principalement l'interruption de la demande et non le report de celle-ci. Ces mesures sont le plus souvent prises dans le contexte d'un besoin urgent de réduction de puissance, au détriment du service rendu au client.

1.17. Les mesures retenues aux fins de l'analyse du potentiel satisfont les critères typiques présentés à la section 1.16.

Les mesures retenues sont les suivantes :

- 1- Contrôle des systèmes de chauffage par le redistributeur
- 2- Contrôle des chauffe-eau par le redistributeur
- 3- Stockage thermique



1.18. Le potentiel technique représente la réduction maximale de la demande en puissance associée à l'implantation de toutes les mesures satisfaisant les critères de sélection, et ce, partout où il est techniquement possible d'implanter ces mesures.

L'évaluation du potentiel technique ne considère aucunement la rentabilité des mesures ni leur taux d'acceptation par la clientèle. Ce potentiel considère donc que l'ensemble des mesures disponibles seraient implantées instantanément à l'ensemble des clients du marché.

Pour un potentiel de gestion de demande de puissance (GDP), il est important d'établir le potentiel technique sur la base du critère de réduction souhaité par le distributeur. Dans la majorité des cas, les distributeurs souhaitent réduire la pointe absolue du réseau. Pour Hydro-Sherbrooke, la situation est légèrement différente puisqu'ils sont considérés comme un client « Grande Entreprise » d'Hydro-Québec, et par conséquent soumis au nouveau tarif LG. L'intérêt d'Hydro-Sherbrooke est donc de réduire au maximum l'appel de puissance de pointe durant les 4 mois d'hiver (décembre, janvier, février, mars), mais également de réduire la pointe mensuelle lorsque celle-ci est supérieure au minimum à facturer, qui correspond à 75% de la pointe absolue hivernale.

Par conséquent, par souci de clarté, j'ai décidé de ne pas inclure les résultats détaillés de l'évaluation du potentiel technique effectués par les consultants experts dans ce rapport. Notons seulement que ce potentiel technique est évalué à 3.4 M\$ pour l'année 2015 et de 3 M\$ pour l'année 2016. Seulement une fraction de ce potentiel technique est atteignable comme il sera démontré dans la prochaine section.

1.19. Le potentiel technico-économique (PTÉ) représente la réduction de la demande en puissance associée à l'implantation des mesures satisfaisant les critères de sélection partout où cela est techniquement possible et économiquement rentable de le faire, sans tenir compte de l'acceptation des mesures par les consommateurs. Le critère de rentabilité utilisé n'est aucunement lié à la rentabilité de la mesure pour le client. Dans le cadre de l'analyse, une mesure est rentable si elle peut être réalisée à un coût inférieur ou égal au coût évité en puissance du distributeur.

1.20. Méthodologie : l'évaluation d'un potentiel en GDP s'effectue typiquement en trois phases :

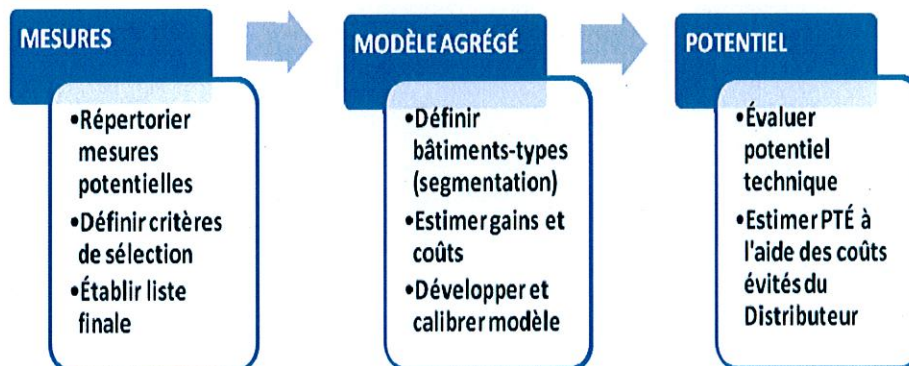
- Évaluation du potentiel global maximal basé sur la courbe d'appel de puissance du distributeur.
- Évaluation de l'impact de mesures individuelles, de leur coût, de leur rentabilité pour le distributeur.

- Intégration des résultats des mesures individuelles au profil d'appel de puissance du distributeur afin d'établir le potentiel maximal de la mesure en tenant compte des effets de rebond et des effets cumulatifs.

À partir des résultats de l'analyse du potentiel, il est alors possible de planifier de manière structurée un programme de GDP qui tient compte des contraintes liées au profil de puissance du distributeur et aux profils d'appel de puissance des mesures visées.

La méthodologie pour compléter l'évaluation de certaines des mesures est de type micro analytique. Cette approche s'impose pour l'analyse des mesures de GDP et consiste à définir des cas types représentatifs pour chaque mesure, par exemple un chauffe-eau type avec un ou plusieurs profils d'utilisation, une résidence type, etc. Ces cas types sont alors modélisés afin d'établir le profil de demande en puissance avant et après la mise en place des mesures. Par la suite, la réduction en puissance est étendue à l'ensemble du parc que représente ce bâtiment type.

Figure 1 : Survol de la méthodologie:



L'avantage de cette approche est de permettre de quantifier facilement la rentabilité des mesures sur le plan de potentiels techniques et technico-économiques. Le calcul du coût unitaire des mesures est facilité par la définition précise d'applications types.

La Figure 1 ci-dessus présente un survol de la méthodologie retenue. Les différentes composantes de cette méthodologie sont discutées dans les sections suivantes.

1.21. Comme mentionné précédemment, Hydro-Sherbrooke vise à réduire tant sa pointe hivernale maximale que ses pointes mensuelles et quotidiennes qui excèdent 75% (à maturité du nouveau tarif en 2019) de la puissance maximale annuelle. Pour ce faire, trois grandes familles de mesures sont disponibles :



- 1- Déplacement des charges électriques avec peu d'économie d'énergie
- 2- Déplacement des charges électriques vers une autre source d'énergie
- 3- Mesures d'économie d'énergie qui conduisent également à une réduction nette de la consommation sur toute la période hivernale.

Les mesures de GDP les plus communes entrent dans la catégorie #1, soit les mesures de gestions des chauffe-eau, des appareils de chauffage électrique par l'entremise du point de consigne, et le stockage thermique. Le potentiel associé à ce type de mesure est limité par le profil d'appel de puissance du distributeur. En effet, comme ces mesures ne génèrent pas, ou peu, d'économie d'énergie, leur mise en application ne modifiera pas la consommation totale du distributeur, mais uniquement sa répartition temporelle. Dans la vaste majorité des cas, cette redistribution s'effectue à l'intérieur de la même journée (ou période de 24 heures). Dans un scénario idéal, il est donc possible d'obtenir un profil de puissance constant. Le potentiel est alors l'écart entre ce profil constant et le profil réel observé.

Le potentiel maximal pour les mesures des catégories 2 et 3 n'est pas limité par le profil d'appel de puissance du distributeur puisque ces mesures permettent un effacement complet des charges, sans récupération a priori ou posteriori. La limite pour ces mesures est alors dictée par le marché total techniquement disponible pour les mesures, par exemple le nombre de génératrices ou encore le marché des résidences ou bâtiments commerciaux pouvant être dotés de systèmes biénergie. La rentabilité des mesures n'est toutefois pas un critère applicable à ce niveau, car il s'agit d'un potentiel technique et non d'un potentiel technico-économique.

1.22. Les données d'appel de puissance aux 15 minutes combinées des trois postes d'Hydro-Sherbrooke ont été obtenues aux fins de l'analyse pour la période allant du 12 janvier 2015 au 11 février 2017. De plus, les données du 22 janvier 2014, qui représente le record absolu ont été analysées.

Une première étape essentielle à l'évaluation du potentiel est d'établir le ou les profils de pointe qui doivent faire l'objet d'une réduction. Les profils pour la pointe absolue des deux dernières années sont présentés aux figures 2 et 4. On peut voir sur ces figures, la moyenne journalière, le profil de la journée de pointe annuelle ainsi que les courbes de températures extérieures de celle-ci. Il est très important de souligner que ces profils incorporent déjà les mesures prises par Hydro-Sherbrooke, à cette époque, pour réduire la pointe. Également, les profils sont tous présentés pour l'heure normale sans ajustement pour l'heure avancée.



La moyenne journalière est intéressante à connaître, car elle représente la quantité d'énergie qui doit être fournie dans la journée et qui est peu affectée par les mesures de catégorie 1, mentionnées au début de cette section. Tel qu'indiqué, pour ces mesures, seul un déplacement de cette puissance moyenne est possible, alors que l'aire sous la courbe demeurera sensiblement la même que celle illustrée par la puissance moyenne.

Pour des mesures dont l'impact est à court terme, souvent de 1 à 2 heures, l'écart entre le profil de puissance réel et la moyenne journalière peut, en première approximation, servir à établir le potentiel maximal atteignable par la ou les mesures de ce type. Ainsi, une mesure dont l'impact est à court terme ne pourra réduire la demande en puissance que d'environ 50% de l'écart entre la moyenne et la puissance réelle. Cela est dû au fait qu'une récupération de cette consommation évitée suivra assez rapidement. Cette récupération aura alors une ampleur égale à l'effacement. Ce recouvrement de la consommation à la suite d'une mesure de gestion de puissance de catégorie 1 est dénommé effet de rebond ou effet de reprise. Le meilleur scénario possible pour une gestion de puissance effectuée avec des mesures de catégorie 1 est un étalement parfait, représenté par la moyenne journalière, mais qui requiert des mesures dont l'impact est à plus long terme, soit plusieurs heures. Le stockage thermique en chauffage est un exemple de ce type de mesure. Comme mentionné précédemment, pour aller au-delà de ce potentiel, des mesures d'économie d'énergie avec impact permanent sur la puissance ou encore des mesures de conversion de source d'énergie sont requises. Il en découle que plus un profil de demande en puissance est plat, moins important sera le potentiel de gestion de la demande en puissance associé aux mesures de catégorie 1.

Ces figures illustrent le profil déjà relativement plat des journées de pointes de demande de puissance du réseau, particulière visible pour la pointe absolue de l'hiver 2016, mais également pour plusieurs des pointes mensuelles et quotidiennes. Le potentiel maximal associé aux mesures du groupe #1 peut être calculé comme étant la différence maximale entre la pointe annuelle et l'appel de puissance moyenne journalière le plus élevé, puisque les mesures n'engendrent pas d'économie d'énergies significatives.

Pour l'année 2015, cet écart maximal survient lors de la seconde journée de pointe annuelle, alors que l'appel de puissance moyen est de 465 MW. Il est donc impossible de réduire la pointe annuelle à moins de cette valeur avec des mesures de catégorie 1. Pour l'année 2016, l'appel moyen maximal est de 462 MW, soit très près de la valeur de l'année 2015.

Potentiel maximal des mesures de GDP sans économie

1.23. Hydro-Sherbrooke est très actif dans la gestion de la demande en puissance et utilise déjà des mesures de délestage du groupe #2 identifiées dans cette section. Ces mesures sont :

- La biénergie résidentielle (tarif DT)
- La biénergie commerciale (tarif BT)
- Les génératrices d'urgence

Les charges délestables de ces trois groupes de mesures sont les suivantes :

Tableau 2 : Charges délestables d'Hydro-Sherbrooke

Mesure	Charge (MW)
DT	32.0
BT	17.9
Génératrices	20.9
Total	70.8

La mise en œuvre de ces charges a permis de réduire de près de 67 MW la pointe de janvier 2015 et de 63 MW en 2016. La courbe sans délestage a été estimée sur la base des données de suivi de la mise en œuvre des mesures de délestage effectué par Hydro-Sherbrooke.

Ces courbes démontrent, surtout pour 2016, la grande efficacité du délestage effectué par Hydro-Sherbrooke, ce qui explique en bonne partie les profils relativement plats observés. Ces profils sont obtenus à partir de mesures de catégorie 2, qui offrent un plus grand potentiel et ont moins de contraintes techniques, dont un effet de rebond théoriquement nul. Dans le cas d'Hydro-Sherbrooke, un petit effet de rebond demeure puisque la mesure de biénergie entraîne un déplacement de l'utilisation de certains appareils électriques à la fin de la période de pointe.

Sur la base des données de délestage obtenues de Hydro-Sherbrooke, il est possible d'estimer l'impact des mesures déjà en place, tel que présenté au tableau 3 pour les années 2015 et 2016. Il est à noter que ces chiffres sont la réduction « brute » des coûts de la puissance.

Figure 2; Profil de la journée de pointe annuelle 2015

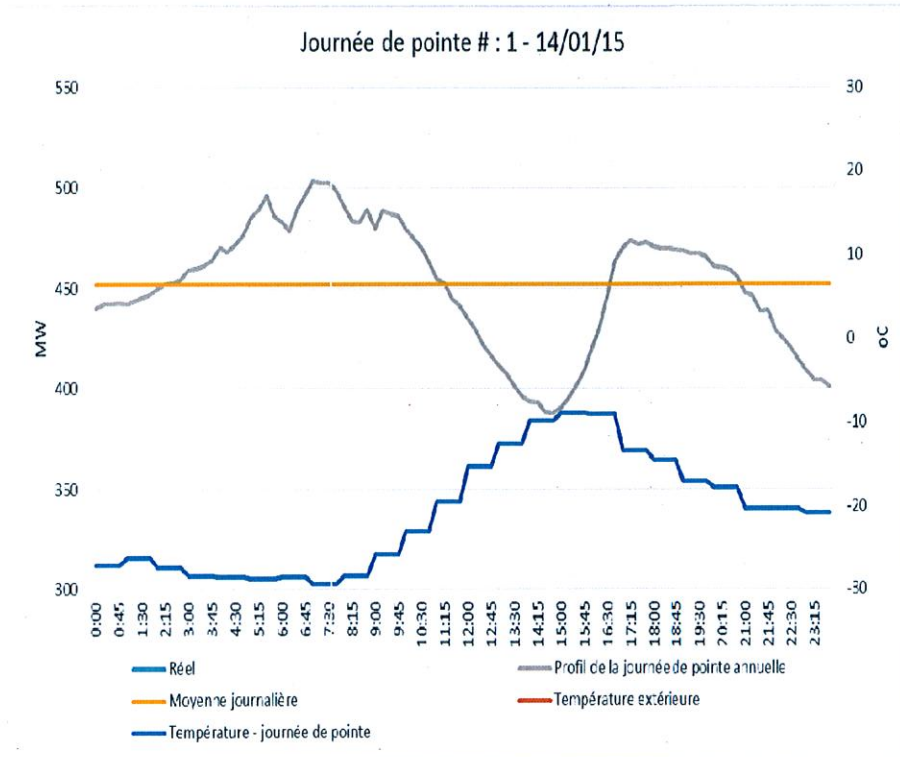


Figure 3; Impact du délestage implanté par Hydro-Sherbrooke sur la pointe annuelle 2015

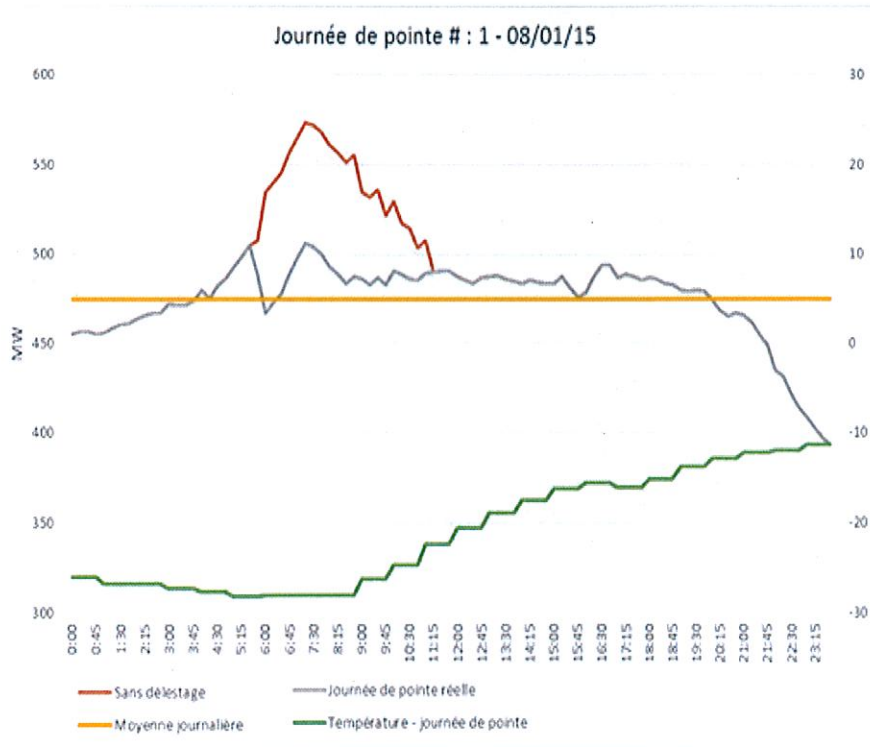


Figure 4; Profil de la journée de pointe annuelle de 2016

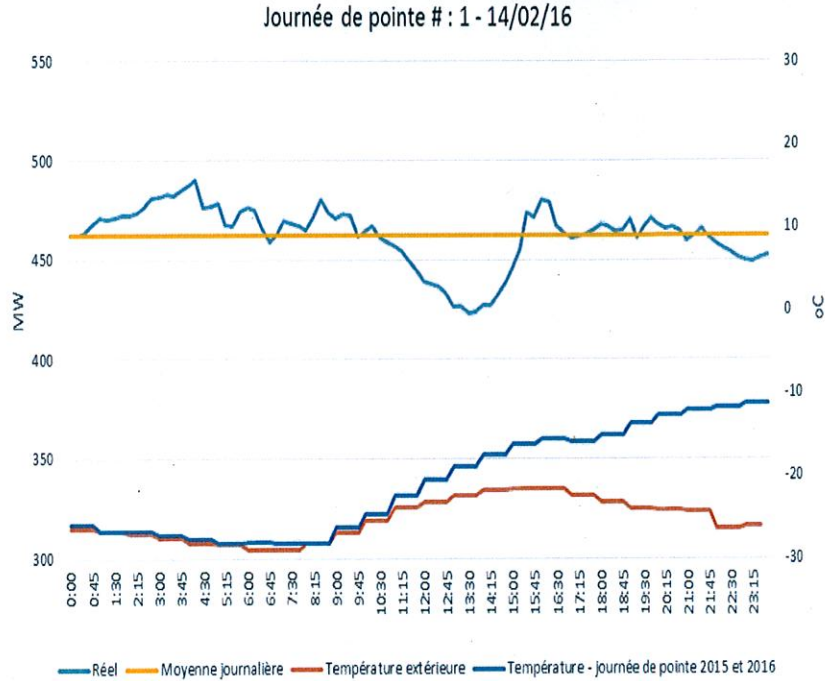


Tableau 3 : Impact des mesures actuelles de délestage d'Hydro-Sherbrooke sous le tarif LG

	2015	2016
Janvier	\$ 641,841	\$ 697,951
Février	536,608	644,459
Mars	-	-
Avril	481,381	483,344
Mai	481,381	483,344
Juin	481,381	483,344
Juillet	481,381	483,344
Août	481,381	483,344
Septembre	481,381	483,344
Octobre	481,381	483,344



Novembre	481,381	483,344
Décembre	481,381	718,963
Total	\$ 5,510,878	\$ 5,928,128
Réduction (MW)	63	70.5
Coût évité (\$/kW)	87.5	84.1

1.24. Rappelons que le potentiel technico-économique (PTÉ) représente la réduction de la demande en puissance associée à l'implantation des mesures retenues partout où cela est techniquement possible et économiquement rentable de la faire, sans tenir compte de l'acceptation des mesures par les consommateurs. Dans le cadre de l'analyse, la rentabilité d'une mesure est évaluée selon le coût évité du distributeur. Le PTÉ représente donc un sous-ensemble du potentiel technique.

La rentabilité d'une mesure du point de vue du distributeur consiste à évaluer le coût unitaire de la puissance économisée (cupé) sur la durée de vie d'une mesure, en \$/kW. Lorsque le cupé est inférieur ou égal au coût évité de la puissance pour le distributeur et pour cette mesure, cette mesure entre alors dans le PTÉ.

1.25. Cette section du rapport couvre le **contrôle de la demande de chauffage résidentiel par des thermostats intelligents**. Hydro-Sherbrooke compte 82 153 abonnements, dont 5 670 clients non résidentiels. Le nombre d'abonnements résidentiels est donc de 76 483.

Au Québec, **en moyenne**, 66 % des logements sont dotés de plinthes électriques contrôlées par des thermostats individuels (Statistique Canada, 2011) soit 50 479 abonnements pour Hydro-Sherbrooke. La surface moyenne chauffée des logements résidentiels au Québec (Statistique Canada, 2011) est de 120 m² nécessitant une puissance installée de 12 kW en moyenne (0,1 kW/m²). La puissance totale des plinthes électriques installée est donc de 605 000 kW chez les clients d'Hydro-Sherbrooke.

La consommation annuelle d'électricité des ménages au Québec (Statistique Canada, 2011) est de 95 GJ (26 388 kWh) dont 54 % concernent le chauffage des espaces pour 14 250 kWh par logement. La consommation totale en chauffage des abonnements résidentiels d'Hydro-Sherbrooke est donc de 719 GWh/an.

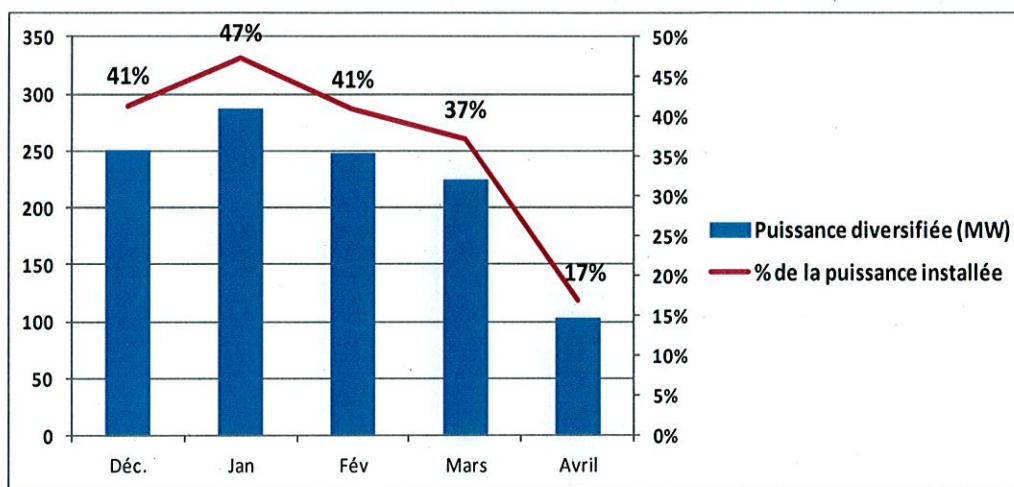
Pour l'année 2014 à Sherbrooke, le chauffage a été sollicité pour 4496 degrés-jour soit 159 986 kWh/degrés-jour ou 6 666 kWh/degrés-heures en dessous de 18°C.

La pointe du 22 janvier 2014 est survenue lors d'une température de -24,6°C soit 43 degrés-heure de chauffage. La consommation de chauffage résidentiel à ce moment était de 286 638

kWh (6 666 kWh/degrés–heures X 43 degrés–heures). La puissance diversifiée de chauffage était alors de 286,64 MW (47,4% de la puissance installée).

Les puissances diversifiées à la pointe pour les mois de décembre, février, mars et avril ont été estimées en proportion de la pointe de chauffage de ces mois par rapport à celle de janvier. Les puissances diversifiées estimées sont présentées à l'aide de la figure suivante.

Figure 6 : Puissance du chauffage résidentiel lors des pointes mensuelles de l'hiver 2014



Plusieurs nouveaux produits à bas coûts pour la gestion de la demande en puissance utilisant Internet sont maintenant fabriqués au Québec.

Les thermostats et commutateurs sont bidirectionnels et peuvent transmettre les temps et les données de puissance consommées.

La société d'électricité de la Couronne du Nouveau-Brunswick (NB Power) gère la demande en puissance de chauffage d'un groupe pilote de ses consommateurs avec une de ces technologies québécoises. Une commande permet d'intervenir sur les consignes des thermostats pour augmenter la température avant la pointe pour ensuite la laisser diminuer selon des taux prédéterminés et de faire des remises « en charge » aléatoires.

NB Power offre les thermostats sans frais ce qui constitue l'incitatif assurant la participation du client. Le premier projet pilote a connu un vif succès, menant à un deuxième projet pilote en 2017. Toutefois, en raison des graves problèmes largement médiatisés avec le verglas au Nouveau-Brunswick, le deuxième projet pilote a été reporté.

Afin d'évaluer le potentiel du **contrôle du chauffage**, une modélisation horaire d'un bâtiment unifamilial typique a été effectuée. Ce bâtiment est dérivé du cas type utilisé pour une évaluation



similaire pour Hydro-Québec. Le profil horaire de la demande en chauffage du bâtiment de base est obtenu. Des simulations additionnelles sont par la suite effectuées en modifiant les points de consignes pour permettre une préchauffe suivi d'un abaissement lorsqu'arrive les heures de pointe. Les simulations sont itératives afin d'établir le profil de température qui permet d'obtenir le gain maximal pour la mesure. Afin d'établir ce gain maximal, le profil annuel d'appel de puissance du bâtiment est comparé au profil du réseau du distributeur et l'impact de la mesure est évalué en appliquant une portion, ou la totalité, du marché au cas modélisé. Dans le cas visé, le marché applicable est celui des résidences unifamiliales chauffées à l'électricité. L'impact de la mesure est obtenu en appliquant la structure de coût de puissance du tarif LG. Les données de marché utilisées dans l'analyse sont présentées au tableau 4.

Tableau 4 : Marché applicable – contrôle du chauffage résidentiel

Source principale de chauffage	% du marché	# de logement
Électricité	74%	56 597
Unifamilial	56%	42 830
Marché visé total	41%	31 695

Deux approches pour la mesure de contrôle de chauffage sont considérées.

- 1- Méthode simple de contrôle avec délestage en un seul bloc
- 2- Méthode plus sophistiquée avec délestage par plusieurs blocs

La seconde méthode permet, en théorie, d'augmenter le potentiel en permettant d'obtenir un profil plus constant que la méthode simple, puisque l'impact de la reprise ainsi que du préchauffage initial peut être réparti de manière plus importante.

1.26. Les résultats pour la **méthode simple** sont présentés au tableau 5 alors que la figure 7 présente le profil qui résulte de l'application de la mesure lors de la journée de pointe annuelle du réseau. Le tableau de résultats fourni l'économie totale possible liée à la mise en place de la mesure ainsi que le marché possible maximale de la mesure. L'implantation de la mesure dans un marché supérieur à celui indiqué au tableau de résultats résulterait en une baisse des économies et, éventuellement, en une pénalité pour le distributeur. Les résultats permettent également de calculer le gain moyen (diversifié) par participant, soit 2.9 kW dans ce cas. À partir de ces résultats, il est possible d'évaluer le coût unitaire (cupé) de la mesure afin d'établir si celle-ci entre dans le PTÉ.

Tableau 5 : Calcul du cupé pour la gestion simple des points de consigne;

Calcul du coût unitaire	
Coût d'implantation/ménage	650 \$

Coût récurrent/ménage	22	\$
Durée de vie	10	ans
Taux d'actualisation	5%	
Gain moyen unitaire/ménage	2.9	kW
PRI - distributeur*	2.8	ans
VAN-Distributeur**	4,405,637	
\$		
Coût évité (2015)	80.1	\$/kW
Coût évité sur la durée de vie- 10 ans***	83.5	\$/kW
CUPÉ	36.1	\$/kW

* PRI (période de retour sur investissement) basé sur le coût initial d'implantation sans coût récurrent

** Valeur Actuelle Nette (VAN)

*** Annuité constante basée sur une hausse de 1%/an

Ces résultats démontrent que la mesure a un cupé inférieur au coût évité par son implantation et offre donc un potentiel technico-économique sur la base du coût évité. Cette évaluation est valide pour le profil de l'année 2015, mais ce dernier a démontré qu'il produisait des coûts évités supérieurs à ceux de 2016. Donc la mesure offrirait une rentabilité moindre pour le profil 2016. Il est important de noter que la durée de vie de la mesure a été définie comme étant de 10 ans, donc que l'équipement sera exploité par Hydro-Sherbrooke sur toute cette période. La rentabilité de la mesure sur le plan de PRI est présentée à titre d'information, mais ne sert habituellement pas dans une évaluation de potentiel. La figure 7 et le tableau 6 présentent le profil pour la journée de pointe avant et après implantation de la mesure ainsi que le nouveau profil mensuel de puissance.

Figure 7 : Profil horaire avant et après l'implantation de la mesure simple de contrôle de la température

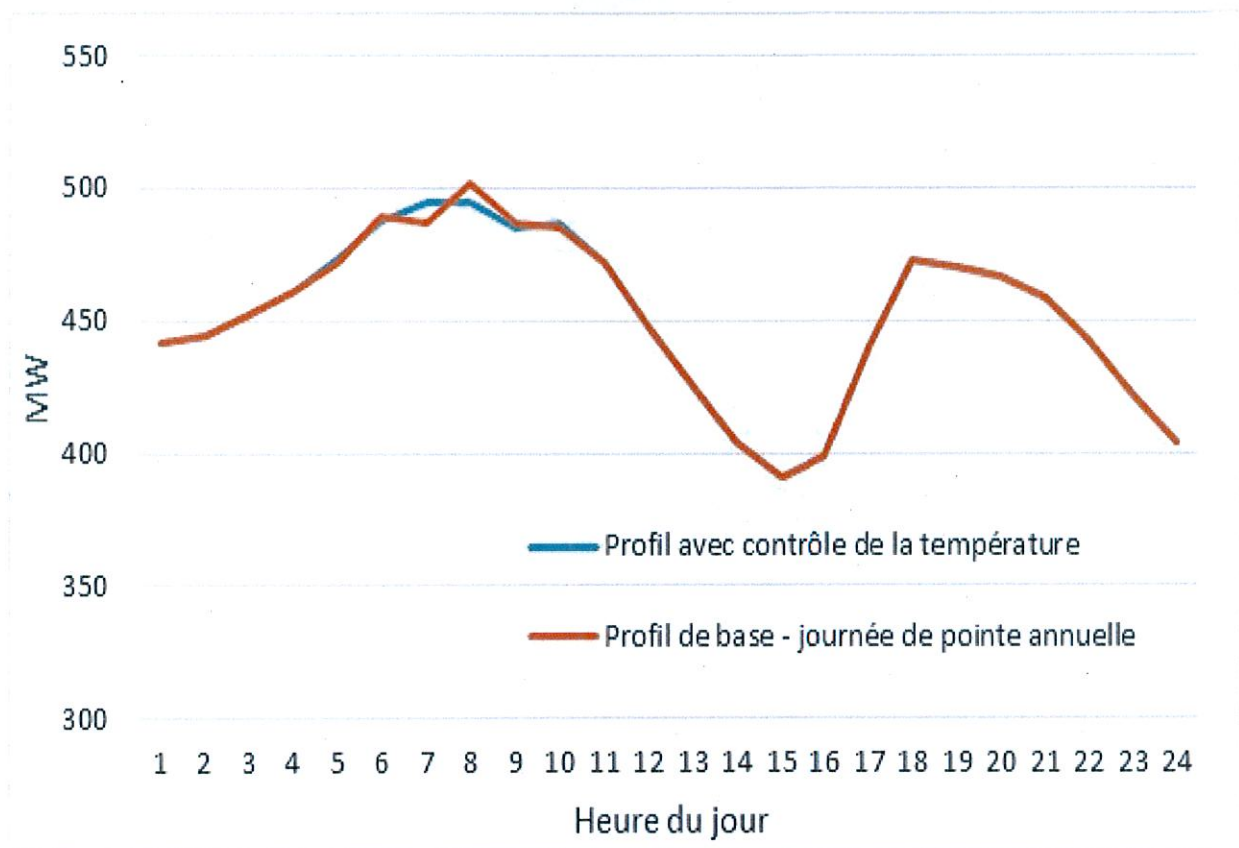


Tableau 6 : Résultats de l'évaluation de la mesure simple de contrôle de la température

	Marché maximal (MW)	Données de 2015 (MW)	Coût de puissance Marché maximal	Coût de puissance 2015
Janvier	494	502	\$ 5,039,479	\$ 5,115,467
Février	493	494	5,023,734	5,031,927
Mars	463	463	4,720,606	4,720,837
Avril	345	346	3,779,609	3,836,600
Mai	244	244	3,779,609	3,836,600
Juin	239	240	3,779,609	3,836,600
Juillet	230	230	3,779,609	3,836,600
Août	243	243	3,779,609	3,836,600
Septembre	244	244	3,779,609	3,836,600
Octobre	300	303	3,779,609	3,836,600
Novembre	352	358	3,779,609	3,836,600
Décembre	366	366	3,779,609	3,836,600



Total	\$ 48,800,299	\$ 49,397,634
Économies		\$ 597,335
Délestage à la pointe annuelle (MW)		7
Marché maximum		2 536
Coût évité (\$/kW)		\$ 80.1

Le tableau 6 présente également le marché limite de la mesure au-delà duquel aucun gain n'est enregistré ou encore une hausse de la pointe absolue survient. L'évaluation indique donc qu'un projet visant à implanter cette mesure ne **devrait pas viser plus de 2 536 résidences unifamiliales**. Pour aller au-delà de ce marché, une modification au contrôle doit être considérée, sinon la puissance de préchauffage et/ou l'effet de rebond vont entraîner une hausse de la pointe annuelle.

1.27. Comme mentionné précédemment, la deuxième approche analysée est une **méthode plus sophistiquée avec délestage par plusieurs blocs**.

Les résultats pour la méthode plus sophistiquée, où le contrôle de température est effectué par lots de résidences afin d'optimiser le profil d'appel de puissance du distributeur, sont présentés au tableau 7 alors que la figure 8 présente le profil qui résulte de l'application de la mesure lors de la journée de pointe annuelle du réseau. Cette mesure consiste donc à préchauffer plus tôt un certain nombre de résidences afin d'obtenir un profil plus réparti. Les résidences en préchauffage hâtif voient leur point de consigne abaisser avant la pointe absolue du distributeur afin de créer une marge de manœuvre plus grande pour préchauffer le groupe suivant. Cette procédure est répétée afin de maximiser la marge de délestage lors de la pointe du distributeur.

Les résultats permettent de calculer le gain moyen (diversifié) par participant, soit 1.6 kW dans ce cas. Le gain moyen est inférieur au cas de contrôle simple puisqu'un certain nombre de clients sont appelés à participer uniquement afin d'étaler l'appel de puissance sans toutefois participer activement à la baisse lors de la pointe d'appel de puissance.

À partir de ces résultats, il est possible d'évaluer le coût unitaire (cupé) de la mesure afin d'établir si celle-ci entre dans le PTÉ. Les résultats de l'évaluation sont présentés au tableau 6.

Tableau 7 : Calcul du cupé pour la gestion des points de consigne par lots

Coût d'implantation/ménage	650	\$
Coût récurrent/ménage	22	\$
Durée de vie	10	ans
Taux d'actualisation	5%	
Gain moyen unitaire/ménage	1.6	kW
PRI – distributeur*	4.8	ans



VAN – distributeur		
6,125,055 \$		
Coût évité (2015)	81.9	\$/kW
Coût évité sur la durée de vie– 10 ans**	85.4	\$/kW
CUPÉ	64.4	\$/kW

* PRI basé sur le coût initial d'implantation sans coût récurrent
** Annuité constante basée sur une hausse de 1%/an

Ces résultats démontrent que la mesure a un CUPÉ inférieur au coût évité par son implantation et offre donc un potentiel technico-économique sur la base du coût évité. Cette évaluation est valide pour le profil de l'année 2015, mais ce dernier a démontré qu'il produisait des coûts évités supérieurs à ceux de 2016. Donc la mesure offrirait une rentabilité moindre pour le profil 2016.

Dans l'ensemble, les indicateurs financiers de cette mesure, soit la PRI et le CUPÉ, sont moins bons que dans le cas de la mesure simple. Cela s'explique par le nombre plus important de résidences qui sont requises afin de permettre l'étalement de la demande en puissance. Ainsi, le marché maximal indiqué au tableau 8 est de **6 656 résidences**. Le gain moyen qui en résulte est plus faible puisqu'un bon nombre de résidences servent à étaler la demande en puissance, mais n'ont pas un impact direct sur la pointe maximale du réseau. Toutefois, les gains financiers annuels sont supérieurs, soit 899 k\$ pour la méthode par lots comparé à 597 k\$ pour la méthode simple.

Figure 8 : Profil horaire avant et après implantation de la mesure de contrôle de la température par lots

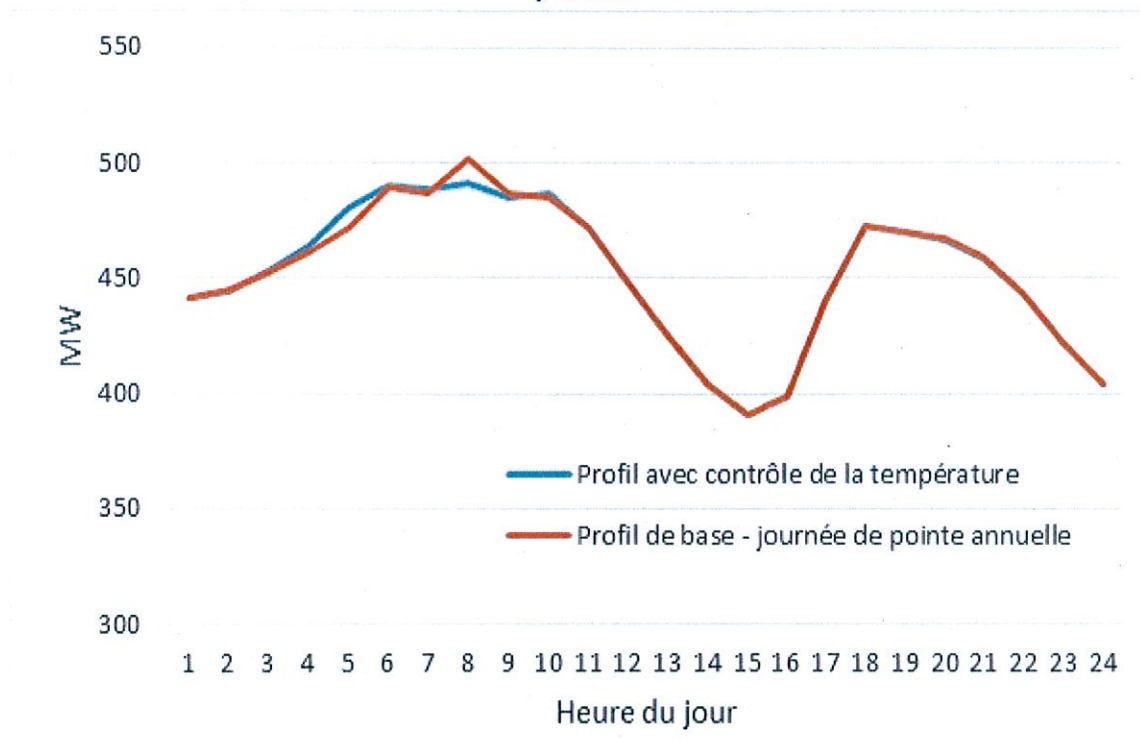


Tableau 8 : Résultats de l'évaluation de la mesure de contrôle de la température par lots

	Marché maximal (MW)	Données de 2015 (MW)	Coût de puissance Marché maximal	Coût de puissance 2015
Janvier	491	502	\$ 5,003,667	\$ 5,115,467
Février	491	494	5,000,798	5,031,927
Mars	463	463	4,719,762	4,720,837
Avril	345	346	3,752,750	3,836,600
Mai	244	244	3,752,750	3,836,600
Juin	239	240	3,752,750	3,836,600
Juillet	230	230	3,752,750	3,836,600
Août	243	243	3,752,750	3,836,600
Septembre	244	244	3,752,750	3,836,600
Octobre	300	303	3,752,750	3,836,600
Novembre	351	358	3,752,750	3,836,600
Décembre	366	366	3,752,750	3,836,600
Total			\$ 48,498,980	\$ 49,397,634
Économie				\$ 898,655
Délestage à la pointe annuelle (MW)				11



Marché maximum		6 656
Coût évité (\$/kW)	\$	81.9

En conclusion de cette mesure, le contrôle de la demande de chauffage résidentiel par des thermostats intelligents représente une piste intéressante à prioriser au cours des prochaines années afin de diminuer en partie l'impact financier du nouveau tarif LG pour Hydro-Sherbrooke.

Toutefois, un ou des projets-pilotes doivent être effectués par valider les paramètres de ces analyses. À l'hiver 2015-2016, un mini projet pilote (3 résidences) a été effectué, piloté par Canmet. Un deuxième projet-pilote avec 300 résidences était planifié pour l'hiver 2016-2017. Toutefois, on nous mentionne que celui-ci a été reporté à l'hiver 2017-2018.

1.28. Une autre mesure permettant de répartir l'appel de puissance relié au chauffage est le **stockage thermique**. La logique de contrôle considérée est similaire à celle du contrôle de température par lots, alors que les accumulateurs thermiques sont contrôlés de manière à étaler au maximum le profil d'appel de puissance du réseau.

Cette option a été évaluée pour le secteur résidentiel et s'avère non rentable. Toutefois, pour le secteur commercial la mesure démontre une excellente rentabilité. Ceci permet d'exploiter au maximum la capacité de stockage installée et de réduire le coût unitaire d'implantation de la mesure. La mesure est implantée par lots afin de permettre d'avoir un profil le plus plat possible au niveau de l'appel de puissance du réseau.

La figure 9 présente l'impact de l'utilisation des accumulateurs lors de la journée de pointe du réseau. Le profil très plat lors de la journée de pointe limite encore une fois le potentiel même de cette mesure. Les tableaux 9 et 10 présentent les résultats de l'analyse du potentiel pour les accumulateurs thermiques.

Figure 9 : Profil horaire avant et après implantation de la mesure de stockage thermique

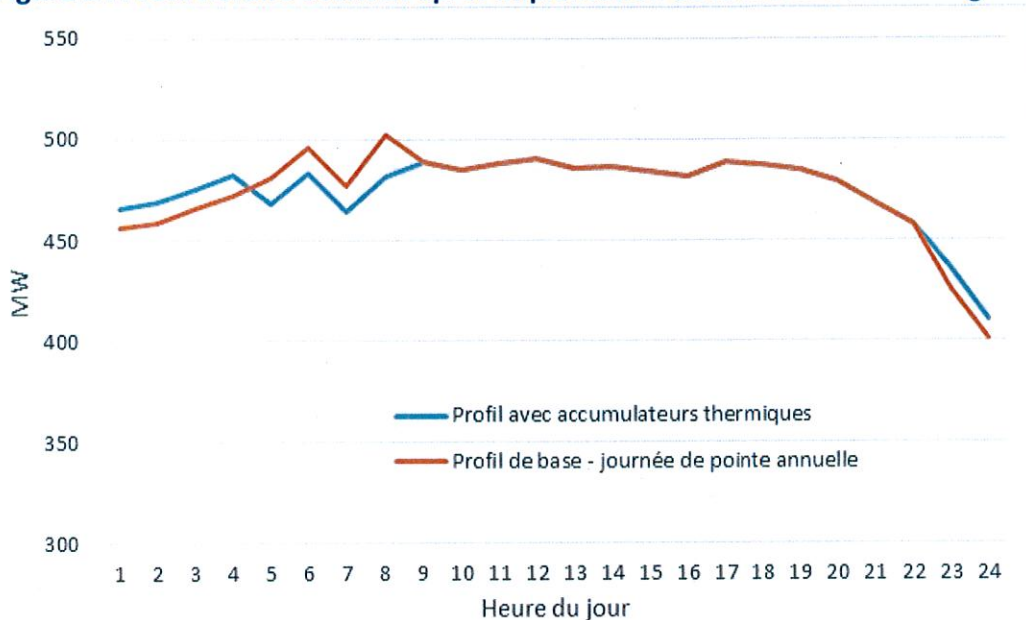


Tableau 9 : Résultats de l'évaluation de la mesure de stockage thermique

	Marché maximal (MW)	Données de 2015 (MW)	Coût de puissance Marché maximal	Coût de puissance 2015
Janvier	490	502	\$ 4,999,888	\$ 5,119,589
Février	490	494	4,998,188	5,031,927
Mars	463	463	4,720,837	4,720,837
Avril	341	346	3,749,916	3,839,692
Mai	242	244	3,749,916	3,839,692
Juin	238	240	3,749,916	3,839,692
Juillet	230	230	3,749,916	3,839,692
Août	243	243	3,749,916	3,839,692
Septembre	244	244	3,749,916	3,839,692
Octobre	303	303	3,749,916	3,839,692
Novembre	351	358	3,749,916	3,839,692
Décembre	366	366	3,749,916	3,839,692
Total			\$ 48,468,159	\$ 49,429,582
Économie				\$ 961,424
Délestage à la pointe annuelle (MW)				12
Marché maximum				123*
Coût évité (\$/kW)				\$ 81.9

* : sur la base de client avec une demande en puissance minimale en chauffage de 100 kW sur toutes les périodes possibles de délestage.

Tableau 10 : Calcul du cupé pour le stockage thermique

Calcul du coût unitaire		
Coût d'implantation/accumulateur	35 000	\$
Coût récurrent/bâtiment	150	\$
Durée de vie	20	ans
Taux d'actualisation	5%	
Gain moyen unitaire/bâtiment	96	kW
PRI – distributeur*	4.5	ans
VAN – distributeur	8 253 643	\$
Coût évité (2015)	81.9	\$/kW
Coût évité sur la durée de vie– 10 ans**	85.4	\$/kW
CUPÉ	30.9	\$/kW

* PRI basée sur le coût initial d'implantation sans coût récurrent

** Annuité constante basée sur une hausse de 1%/an

Ces résultats sont très intéressants d'un point de vue théorique. Toutefois, les commentaires de la direction d'Hydro-Sherbrooke sont à l'effet que son réseau compte peu de clients de grande consommation et que ceux-ci utilisent déjà la biénergie commerciale.

1.29. Une analyse semblable a été effectuée pour contrôle direct des chauffe-eau. Bien que les résultats soient positifs d'un point de vue financier (802 k\$ d'économie potentielle annuelle avec 15,811 clients, PRI 4.9 ans), cette option a été mise en veilleuse compte tenu du moratoire sur l'utilisation de cette mesure à Hydro-Sherbrooke. Ce moratoire est survenu à la suite du refus de l'Institut de la santé publique de donner son appui au projet d'Hydro-Québec de convaincre 100 000 ménages québécois d'accepter que l'alimentation en électricité de leur chauffe-eau soit interrompue lors de froid intense. Les réserves soulevées par l'Institut national de santé publique concernent les risques de légionellose. Des études sont en cours pour clarifier cette situation.

1.30. Un élément important à garder à l'esprit est que les résultats des trois mesures évaluées précédemment **ne sont pas additifs**. À titre d'exemple, une simulation a été effectuée en combinant la mesure du préchauffage et du stockage thermique du secteur commercial. Le potentiel combiné s'accroît **que de 20%** de la mesure individuelle de préchauffage.

1.31. Lors de mon premier mandat chez Hydro-Sherbrooke en 2010, une de mes recommandations était de **remettre en vigueur les réunions du comité énergétique** avec le personnel de la division des bâtiments et de la division des eaux.



Les commentaires de la direction à cette recommandation étaient les suivants : « *Nous allons aussi relancer la direction des bâtiments relativement aux réunions du comité énergétique, car ce comité relève d'eux.*

En conclusion, nous cherchons toujours à améliorer nos capacités de transferts entre nos postes ainsi qu'optimiser nos programmes de délestage afin de réduire nos achats d'énergie. Dans cette perspective et pour les prochaines années, nous planifions moderniser nos systèmes afin de faire face à un certain retard technologique. Les recommandations proposées dans ce rapport nous donnent une autre perspective qui mérite que nous prenions le temps d'y réfléchir et dans certains cas, de les traduire par des actions concrètes ».

Dans les suivis de cette recommandation, d'année en année la même réponse m'était soumise par écrit, à savoir que cette recommandation **n'était pas priorisée**. De plus, certains commentaires verbaux étaient que cet exercice avait été très bien fait dans le passé et que par conséquent, **on ne voyait pas de valeur ajoutée** à refaire cet exercice.

Dans le présent mandat, j'ai décidé d'examiner plus à fond ce qui m'apparaissait comme un potentiel, même en 2010, de contribuer à l'optimisation de la gestion de la pointe de puissance.

Dans un premier temps, j'ai demandé et obtenu la liste de tous les abonnements électriques relativement à la Ville de Sherbrooke, soit les bâtiments et la gestion des eaux (stations de pompage). Par la suite, j'ai obtenu la liste de tous les bâtiments municipaux participant aux divers programmes de délestage, soit ceux sous le tarif BT, les génératrices d'urgence ainsi qu'un programme de délestage volontaire.

L'analyse de ces informations m'a permis d'observer que plusieurs bâtiments municipaux n'étaient pas mis à contribution dans les divers programmes de délestage d'Hydro-Sherbrooke. À titre d'exemple, le Centre Julien-Ducharme, le Centre récréatif Rock Forest, le Centre des foires, le Centre des arts Jean-Besré, le Domaine Howard et plusieurs autres étaient dans cette catégorie.

De plus, au fil des années, quelques fonctionnaires m'ont fait le commentaire qu'il y a plusieurs années, de l'instrumentation avait été installée dans la majorité des bâtiments municipaux afin de baisser la température la nuit lorsqu'il n'y a pas d'employé et de la faire redémarrer automatiquement avant l'arrivée des employés.

Cette façon de procéder au lieu d'aider à l'optimisation de la gestion des pointes d'Hydro-Sherbrooke avait exactement l'effet inverse en contribuant à gonfler la pointe du matin. Comme mentionné précédemment, une stratégie d'optimisation de la gestion des pointes est une période de préchauffe suivi d'un abaissement lorsque survient la période de pointe du matin.



Comme le dit l'expression : un problème bien posé (identifié) est à moitié résolu. Ainsi, les intervenants des bâtiments ainsi que ceux d'Hydro-Sherbrooke ont réagi promptement devant cette situation et ont fait reprogrammer l'instrumentation de plusieurs bâtiments municipaux en conséquence. L'évaluation de l'impact de ces changements est d'environ 1.5 MW sur la pointe de puissance.

De plus, pour donner suite à ces analyses, un raffinement a été implanté pour le poste de police. Ainsi, compte tenu de la salle de pratique de tir au poste de police, des changements d'air fréquents s'imposent. Toutefois, une meilleure planification a été implantée. Ainsi, lorsqu'Hydro-Sherbrooke planifie une période de pointe, un signal est envoyé au poste de police afin de ne pas utiliser la salle de tir durant cette période. Lorsqu'on vise l'optimisation des ressources, il est reconnu qu'on doit sortir de la gestion en silo, ce qui a été fait dans cet exercice. Bien que je sois d'avis que la majorité des gains ont déjà été obtenus, je vais à nouveau recommander de compléter cet exercice.

1.32. Nouveaux systèmes informatiques : La direction d'Hydro-Sherbrooke a décidé de moderniser leurs systèmes informatiques de gestion. Ainsi, deux projets ont été approuvés par le conseil municipal. Le premier est un système de gestion géoréférencé du réseau électrique. Celui-ci a été approuvé en mars 2013 pour un montant de 1.3M\$. La date initiale d'implantation était avril 2014, celui-ci a été implanté en 2016.

Le deuxième consiste à moderniser le système de gestion des opérations sur le réseau de distribution électrique. Le système actuellement en service se nomme OASyS, il a été implanté en 1999 et mis à jour en 2004-2005. Ainsi, le conseil municipal a approuvé le nouveau système, nommé SCADA/DMS en janvier 2014 pour un montant de 1.5 M\$. La date de mise en service était prévue 10 mois après l'adjudication du contrat. Toutefois, il est établi qu'il est impossible d'effectuer un basculement des opérations vers le nouveau système entre novembre et mars, soit pendant la période hivernale. Par conséquent, la première date prévue d'implantation était avril 2015. Certains retards et difficultés d'implantation ont été rencontrés, de sorte que la date d'implantation a été reportée en 2016. Devant l'impossibilité de réaliser l'implantation avant la période hivernale 2016-2017, HS vise maintenant une implantation au printemps 2017.

Il va sans dire qu'avec ce nouveau système plus moderne, les spécialistes d'Hydro-Sherbrooke seront mieux outillés dans leurs efforts d'optimisation de la gestion de la pointe de puissance. De plus, ce nouveau système offrira de nouvelles fonctionnalités telles qu'un lien vers un site météo reconnu en enregistrant la situation météorologique toutes les heures. Éventuellement, avec l'ajout d'autres modules tel que l'analyse prédictive des charges des prochaines heures en fonction des données historiques et des prévisions météo viendra bonifier l'expérience des spécialistes d'Hydro-Sherbrooke afin de déterminer plus précisément les points de consigne pour le délestage. Il faut rappeler que les périodes de pointe se calculent par période de 15 minutes.



Par conséquent, meilleurs sont les outils de prédictions, meilleures seront les décisions à l'avance sur le comportement de la demande de puissance.

1.33. Une autre portion de ce mandat était planifiée avec des spécialistes en performance organisationnelle relativement à la gestion de la productivité des monteurs de lignes sur les chantiers. Toutefois, compte tenu d'une rotation de personnel dans ce secteur, il a été convenu que le moment n'était pas approprié. Après discussions avec les gestionnaires d'Hydro-Sherbrooke, ceux-ci nous ont mentionné une problématique avec les feux de circulation.

Les équipes de travail d'installation des feux de circulation interviennent à la fin d'un chantier. Compte tenu des changements fréquents de planification, ces situations occasionnent des pertes de temps considérées importantes par les gestionnaires d'Hydro-Sherbrooke. Dans un premier temps, un exercice de cartographie du processus a été effectué, identifiant les principaux irritants et sources de perte de temps.

Il est à noter que la planification de ces activités débute au Service des infrastructures urbaines. Par conséquent, un atelier de travail a été organisé avec des intervenants des deux services impliqués. Plusieurs pistes d'amélioration ont été identifiées. Dans un mandat précédent réalisé en 2013 à la division des infrastructures de transport et construction, il devenait évident qu'une réorganisation du Service des infrastructures urbaines était nécessaire afin de **renforcer toute la planification** des travaux. Cette réorganisation a été effectuée en 2017. Sans entrer dans tous les détails de celle-ci mentionnons la création d'une division ingénierie, détachée des opérations de construction ou de gestion des eaux. Cette structure avait déjà été identifiée par les consultants experts que j'avais consultés à l'époque. D'ailleurs, cette structure est en ligne avec un exercice de balisage effectué avec les principales villes de taille semblable à la Ville de Sherbrooke. Toutefois, ce service était en situation d'intérim en 2013, par conséquent, d'un commun accord avec la Direction générale, ces changements organisationnels ont été reportés.

Je suis d'avis que ces changements vont contribuer de façon significative à réduire les problématiques, entre autres, avec les feux de circulation, découlant des faiblesses de planification.

1.34. La division de la gestion des eaux du Service des infrastructures urbaines a fait l'acquisition d'une génératrice mobile, au coût de 423 k\$ en février 2017, afin de pouvoir pallier d'éventuelles pannes ou bris électriques pouvant survenir à plusieurs postes de pompage. Ce faisant, cet équipement permet aussi de produire de l'électricité pouvant être utilisée par Hydro-Sherbrooke afin d'écarter la pointe de puissance. Cet équipement peut produire 1 MW d'électricité. Ceci représente une excellente initiative en faisant d'une pierre deux coups.



1.35. Tel que démontré précédemment, les capacités de délestage d'Hydro-Sherbrooke sont très importantes, soit environ 71 MW, représentant des économies de près de 6 M\$/année, comme illustré au tableau 3. Chacun de ses programmes contient des clauses sur le nombre d'heures annuel maximal pouvant être utilisé. Afin d'optimiser ces programmes, des statistiques historiques mensuelles couvrant les cinq dernières années sont maintenues. Lors de nos travaux, ces statistiques n'étaient pas à jour et n'avaient pas encore été compilées pour les mois de janvier et février.



Recommandations

Je recommande :

- 1.36 D'effectuer un sondage pour la clientèle des programmes de biénergie DT et BT relativement à un devancement de l'heure minimale d'utilisation de ces programmes.
- 1.37 D'effectuer un projet-pilote du contrôle de la demande de chauffage résidentiel par des thermostats intelligents;
- 1.38 De compléter l'exercice d'optimisation de la gestion des pointes de puissance avec la division de la gestion des eaux et la division des bâtiments;
- 1.39 De finaliser l'implantation du nouveau système SCADA/DMS en 2017 ;
- 1.40 De maintenir à jour en temps opportun les statistiques d'utilisation des capacités de délestage.

Commentaires de la direction :

1.36 Heures du délestage

Les heures du tarif BT ainsi que celles pour les génératrices ont été modifiées. Les heures du tarif DT restent en suivi selon l'évolution des dossiers en cours (tarification, pilote et délestage des chauffe-eau).

1.37 Projet pilote de délestage des thermostats intelligents

Un projet pilote est en cours depuis le début de 2016. D'ailleurs, ce projet pilote a permis de mettre en service un algorithme de contrôle pour les édifices de la Ville de Sherbrooke permettant le délestage d'environ 1 MW.

De plus, un nouveau projet-pilote est en cours de développement au niveau résidentiel. Toutefois, notre constat actuel est qu'il y a plusieurs difficultés dans l'application de cette solution qui fait en sorte de rendre difficile la rentabilité du programme.



1.38 Optimisation avec d'autres services de la Ville de Sherbrooke

Tel que discuté au point 1.37, nous avons développé de nouvelles mesures. De plus, nous faisons l'utilisation conjointe d'une génératrice pouvant servir autant le service de pompage que la gestion de la pointe. Nous semblons avoir récolté les principales opportunités, mais nous restons en communication afin de nous assurer de capter d'autres solutions pour le futur. D'ailleurs, le délestage de certains compresseurs servant à la glace de patinoire est en évaluation.

1.39 Mise en service du nouveau SCADA/DMS

Ce projet était un des principaux pour 2017. Le système vient d'être mis en service le 15 mai 2017. Il reste à évaluer l'ajout d'un module de prévision de charges pour compléter ce projet, soit celui intégré au système actuel ou un autre modulaire.

1.40 Maintien des statistiques de délestage

Nous avons plusieurs projets d'innovation en évaluation dont certains sont en pilote ainsi que d'autres qui pourraient être lancés cette année. Les chiffres avancés par les experts sont des gains sur des achats. Il faut aussi enlever les pertes de revenus en lien avec les initiatives d'optimisation de pointe afin de calculer le profit net.

Autres commentaires

Dans l'analyse de la gestion de la pointe, il faut tenir compte que les actions sont prises afin de gérer trois pointes pour trois postes de transformation. À la fin de la période de transition au tarif LG, le délestage sera géré pour une seule pointe. Cela nécessitera de nouveaux ajustements qui donneront un profil de charge légèrement différent et par conséquent, nécessitera une révision de la rentabilité des diverses solutions potentielles.

Il est mentionné que seulement 63 % des capacités de délestage sont utilisées et que le principal obstacle est l'heure de la pointe comparée à l'heure de disponibilité. C'est pourquoi, comme mentionné en 1.36, certaines heures de disponibilité ont été changées et que nous restons à l'affût d'autres changements. Il faut aussi mentionner qu'un autre obstacle est la durée maximale d'utilisation du délestage. Pour cette raison, nous avons aussi changé certaines durées de délestage.

Finalement, il faut savoir qu'il restera toujours un enjeu pour la précision de la gestion de la pointe, soit celui de la capacité à prédire la charge du réseau en lien avec la progression de la météo ainsi que le niveau d'activité économique au moment de la pointe.