PROJET CATVAR

CONTRE-PREUVE DU DISTRIBUTEUR

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION 5

2. ÉCONOMIES RELATIVES AUX MOTEURS ET LAMPES FLUO-COMPACTES 5

2.1. IMPACT DE L'ABAISSEMENT DE TENSION SUR LES MOTEURS 5
2.2. IMPACT DE L'ABAISSEMENT DE TENSION SUR LES LAMPES FLUO-COMPACTES 6
2.3. INFLUENCE SUR LES RÉSULTATS À PIERRE-BOUCHER 6
2.4. IMPACT DES TRANSFORMATIONS FUTURES DU MARCHÉ DE L'ÉCLAIRAGE 7

3. EXPLOITATION DU POTENTIEL RÉSIDUEL 8

3.1. OBJECTIF DU DISTRIBUTEUR 8
3.2. POTENTIEL TECHNIQUE 8
3.3. RENTABILITÉ DES POSTES EXCLUS 9

4. IMPACT DU PROJET SUR LA PUISSANCE À LA POINTE 10

4.1. CALCUL DE LA PUISSANCE EN FONCTION DE LA TENSION 10
4.2. CVR ET IMPACT EN PUISSANCE 10

5. RISQUES PRÉSENTÉS PAR LE PROJET CATVAR 10

5.1. ABAISSEMENT DE TENSION SANS COMPENSATION RÉACTIVE 10
5.2. ABSENCE DE MÉCANISMES DE PROTECTION SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION 11
5.3. VARIABLES ET ACTIONS LOCALES 11
5.4. IMPACT DE LA PRODUCTION DISTRIBUÉE 12
5.5. AUTOMATISATION ET GESTION DU RISQUE 13

1. INTRODUCTION

Le 2 mars 2011, le GRAME dépose son mémoire dans le cadre du présent dossier. Celui-ci s'appuie notamment sur les commentaires de l'expert-conseil Michel Perrachon. Le même jour, SÉ-AQLPA dépose le rapport d'expertise de deux experts, Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine, et le RNCREQ dépose ses observations écrites.

Le Distributeur désire exposer certains faits relativement aux éléments soulevés par les intervenants.

2. ÉCONOMIES RELATIVES AUX MOTEURS ET LAMPES FLUO-COMPACTES

2.1. Impact de l'abaissement de tension sur les moteurs

L'expert-conseil du GRAME affirme que « *[l]'abaissement de tension ne révèle son efficacité pour des économies d'énergie que sur des charges résistives sans régulation*[1]. » Il affirme également que « *[t]ous les équipements fournissant une puissance mécanique, tels que les moteurs, demandent une puissance électrique proportionnelle à la puissance mécanique exigée ; il n'y a donc pour ces types d'équipements de gain ni en puissance ni par conséquence en énergie*[2]*.* »

Le Distributeur soumet que ces affirmations sont erronées. D'abord, la classification que semble faire l'expert-conseil des différents types de charges[3], soit les charges résistives et les moteurs, est inexacte. Sous l'angle de leur comportement face à une variation de la tension, les charges doivent plutôt être réparties en trois catégories, soient celles à courant constant, à impédance constante ou à puissance constante. Une réduction de la consommation d'énergie en fonction de la tension est observée à la fois sur les charges à courant constant et sur celles à impédance constante.

Dans le cas des moteurs électriques, l'impact sera différent selon le ratio d'utilisation de leur puissance nominale, du fait qu'ils sont monophasés ou triphasés, ou encore qu'ils sont contrôlés en boucle ouverte ou fermée. Par exemple, dans le cas d'un moteur

[1] C-GRAME-0010, page 40.
[2] Idem, page 37.
[3] Voir la section 1.4 aux pages 37 et 38 de la pièce C-GRAME-0010.

monophasé fonctionnant en boucle ouverte, le fait d'abaisser légèrement la tension à ses bornes réduira sa vitesse d'opération, son courant et sa puissance appelée, d'où un CVR positif. Plusieurs exemples mentionnés à l'annexe A de la pièce HQD-3, document 2, font état de moteurs dont le CVR est positif, tels les échangeurs d'air, les pompes de piscine ou les ventilateurs de fournaise.

2.2. Impact de l'abaissement de tension sur les lampes fluo-compactes

L'expert-conseil du GRAME affirme que « *[…] ce type de lampes demande la même puissance électrique quelque* (sic) *soit le niveau de tension qui les alimente. Ainsi, des essais en laboratoire ont démontré que la puissance consommée demeure constante pour des écarts de tension allant par exemple de 50 à 240 V*[4]*.* » Or, cette affirmation doit être fortement nuancée.

Le CVR des lampes fluo-compactes peut être positif[5]. Ces résultats sont le fruit d'essais réalisés par le Laboratoire des technologies de l'énergie de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec et d'autres réalisés par le Pacific Northwest National Laboratory dans le cadre d'une étude pour le gouvernement américain. L'information fournie à l'annexe B de la même pièce confirme ces résultats.

Le Distributeur souligne que pour cette technologie, le CVR varie selon les fabricants, demeurant toutefois généralement positif. Les résultats dépendent de la puissance et du modèle d'ampoule utilisé. S'il est possible que, pour certains d'entre eux, la puissance puisse être constante quel que soit le niveau de tension, il est fautif d'étendre cette affirmation à l'ensemble des produits.

2.3. Influence sur les résultats à Pierre-Boucher

Dans son mémoire, le GRAME affirme que « *[…] lors du calcul du CVR pour le poste Pierre-Boucher, la variation de la consommation pourrait être le résultat de la combinaison d'une modification dans le type d'éclairage en cours de test et de l'abaissement de tension*[6]*.* »

[4] C-GRAME-0010, page 38.
[5] Voir l'annexe A de la pièce HQD-3, document 2.
[6] C-GRAME-0010, page 29.

Cette affirmation repose toutefois sur l'hypothèse que l'ampleur de la transformation du marché de l'éclairage au cours du projet-pilote (a fortiori pour la zone desservie par le poste Pierre-Boucher) a été importante. Or, le GRAME n'a pas évalué l'ampleur de cette transformation. Les données qu'il a fournies offrent plutôt un portrait statique de la pénétration des ampoules fluo-compactes au Canada en juillet 2006[7].

Par ailleurs, cette affirmation dénote une mauvaise compréhension de la façon dont a été évalué le CVR. La méthode a consisté à abaisser la tension au poste Pierre-Boucher un jour sur deux, sur une période de deux ans, puis à comparer des échantillons de journées semblables afin de déterminer l'impact de cette baisse de tension[8]. Ainsi, les journées avec et sans abaissement étaient réparties sur toute la durée du projet pilote. Même en admettant l'hypothèse du GRAME selon laquelle le marché de l'éclairage se serait transformé de façon radicale au cours du projet-pilote, cette transformation aurait influencé à la fois les données des journées avec et sans abaissement.

2.4. Impact des transformations futures du marché de l'éclairage

Le GRAME évalue également que « *[…] l'implantation de l'éclairage de type électronique, dans un avenir plus ou moins rapproché, aura un impact à la baisse qui sera non négligeable sur les économies générées par ce projet*[9]. » Le Distributeur souligne qu'on ne peut pour le moment se prononcer avec certitude sur l'impact qu'auront les dispositions de la nouvelle réglementation en matière d'éclairage[10]. Celle-ci vise à éliminer les lampes à incandescence à faible rendement munies d'un culot à vis, et non pas toutes les lampes à incandescence. Il est prévu que plusieurs exclusions seront permises tant que des produits de remplacement efficaces ne seront pas disponibles.

Il est exact que l'évolution du marché de l'éclairage aura un impact sur les gains générés par le projet, mais il importe d'ajouter que c'est également le cas de toutes les autres modifications au poids relatif de chacun des usages dans la charge globale. En l'absence de données plus précises concernant l'évolution du marché de l'éclairage, il

[7] Idem, page 13.
[8] Voir la réponse à la question 1.1. de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.
[9] C-GRAME-0010, page 29.
[10] http://oee.nrcan.gc.ca/reglement/produit/lampes-standards.cfm?attr=0

serait hasardeux de se prononcer sur l'impact que cette évolution aura sur les gains futurs du projet. Le Distributeur rappelle qu'il prévoit réaliser d'autres essais au cours du projet afin de raffiner son estimation du CVR et qu'il fera état des résultats obtenus dans le cadre de son rapport annuel.

3. EXPLOITATION DU POTENTIEL RÉSIDUEL

3.1. Objectif du Distributeur

Dans son mémoire, le RNCREQ avance que « *[…] l'objectif du Distributeur n'est pas de réaliser le plein potentiel de la gestion optimisée de la tension sur son réseau, mais d'obtenir quelques* (sic) *2 TWh d'économie d'énergie pour atteindre la cible fixée par le gouvernement*[11]. » Cette interprétation des intentions du Distributeur est erronée. Le Distributeur a au contraire choisi d'étendre le projet à tous les postes pour lesquels il existe un potentiel intéressant et où le coût d'implantation du système est avantageux par rapport aux économies générées. Bien qu'il existe un potentiel résiduel que le Distributeur pourrait choisir d'exploiter à plus long terme, celui-ci est moins important (soit de 10 à 15 % du potentiel total, selon ses estimations) que ce que laisse croire l'exercice d'estimation du RNCREQ. Cet exercice est en effet basé sur plusieurs hypothèses mal fondées, reprises ci-après.

3.2. Potentiel technique

Le RNCREQ soumet que « *[…] les équipements permettant de gérer la tension devraient être installés à tous [les 253 postes ayant une charge supérieure à celle du poste Richmond] puisque le Distributeur a mentionné que, sur le plan technique, le système CATVAR pouvait être installé dans d'autres postes*[12]. » Le Distributeur s'étonne de cette affirmation du RNCREQ puisque ce passage fait référence à une réponse du Distributeur au RNCREQ où il est clairement indiqué que le système CATVAR pourrait être installé dans <u>quelques</u> autres postes. Pour beaucoup d'autres postes, des contraintes techniques rendent l'implantation du système beaucoup trop coûteuse, par

[11] C-RNCREQ-0010, page 12.
[12] Idem, page 14.

exemple l'absence de mécanisme de régulation ou de télémétrie dans le poste (généralement dans le cas des plus petits postes). Dans certains cas, il faudrait procéder à une reconstruction du poste, ce qui ne permettrait évidemment pas une implantation économique du système CATVAR.

3.3. Rentabilité des postes exclus

Par ailleurs, le RNCREQ estime que « *[…] tous les postes montrent un TCTR positif*[13]*.* » Cependant, les calculs à la base de cette conclusion reposent sur des hypothèses irréalistes.

Ainsi, afin d'estimer les gains pour chacun des postes, le RNCREQ a utilisé un facteur de 2,29 %[14], lequel est le produit du CVR moyen de 0,4 et de la marge de tension équivalente de 5,73 %. Or, cette dernière est celle de l'ensemble des postes visés par CATVAR et elle varie grandement d'un poste à l'autre. D'ailleurs, plusieurs postes ont été exclus du projet justement parce que leur marge de tension disponible trop faible rendait moins intéressante l'implantation du système. Le RNCREQ a donc surestimé les gains potentiels pour les 119 postes non retenus. L'idée même d'appliquer à l'ensemble des postes une marge de tension moyenne pour en conclure que tous les postes montrent un TCTR positif est une erreur méthodologique importante.

De plus, le RNCREQ a utilisé le même coût unitaire par poste, soit 1,30 M$[15], et ce, pour des postes dont la taille varie du simple à l'octuple. Or, la taille d'un poste a une grande influence sur le coût d'implantation du système, ce dont le RNCREQ n'a pas tenu compte.

En somme, pour de nombreux postes non retenus, les gains énergétiques ne justifient pas les investissements requis.

[13] Ibidem.
[14] Idem, page 13.
[15] Ibidem.

4. IMPACT DU PROJET SUR LA PUISSANCE À LA POINTE

4.1. Calcul de la puissance en fonction de la tension

À la section 4.2 de leur rapport, les experts de SÉ-AQLPA effectuent une série de calculs pour tenter d'établir la relation entre la tension et la puissance appelée. Ces calculs sont basés sur des informations tirées du dossier R-3498-2002. Toutefois, les experts font un usage erroné de ces informations.

Les experts se servent d'équations de sensibilité de la charge à la tension. Or, les coefficients mentionnés sont utilisés par le Transporteur pour représenter le comportement de l'ensemble de sa charge à la suite d'un événement ayant un important impact à la baisse sur la tension. Les coefficients permettent de modéliser la réponse instantanée face à un tel événement. En conséquence, les équations et les valeurs du tableau 4.1 sont valides uniquement pour des variations de tension sur quelques cycles (c'est-à-dire moins de 0,1 seconde) et utilisées pour la protection du réseau. Elles ne peuvent servir à déterminer l'impact sur la pointe d'une variation de tension.

4.2. CVR et impact en puissance

Les experts semblent présumer que la baisse de tension à la pointe serait suffisamment importante pour permettre de réduire de façon notable la demande en puissance. Or, ce n'est pas le cas. En période de pointe, la plupart des lignes de distribution fonctionnent déjà près des seuils minimums d'exploitation de la tension en situation normale. L'implantation de CATVAR ne permettra donc d'abaisser la tension au cours de cette période que de façon marginale. Pour cette raison, le Distributeur juge prudent de ne pas comptabiliser de gains en puissance pour le projet.

5. RISQUES PRÉSENTÉS PAR LE PROJET CATVAR

5.1. Abaissement de tension sans compensation réactive

L'expert-conseil du GRAME mentionne que « *[l]e risque d'un abaissement de tension sans compensation réactive est souligné dans une thèse de maîtrise présentée à*

l'Université de l'Ohio[16]. » Le Distributeur a passé en revue le document en question et n'a pu y retrouver quelque passage soulignant ce risque. L'auteur avance toutefois qu'en abaissant la tension, des évènements pourraient entraîner la tension en bout de réseau sous le minimum requis. Avec égards, ce travail universitaire, écrit il y a plus de vingt ans, traite des risques possibles d'un abaissement statique de la tension sur un réseau. La technologie ayant évolué, le Distributeur souligne que le projet CATVAR prévoit des consignes d'asservissement en temps réel qui tiennent compte des fluctuations possibles du niveau de tension et garantissent le respect en tout point du réseau des normes de tension. Ces éléments constituent d'ailleurs le cœur du projet.

5.2. Absence de mécanismes de protection sur le réseau de distribution

Dans leur rapport, les experts de SÉ-AQLPA affirment qu'« *[…] il n'y a jamais eu de systèmes de protection ni d'automatismes de réseau sur le réseau de distribution […]*[17]. » Le Distributeur souligne que son réseau est depuis longtemps muni de milliers de dispositifs de protection (par exemple, disjoncteurs-réenclencheurs) et d'automatismes (notamment plus de 2 400 télécommandes).

5.3. Variables et actions locales

Les experts poursuivent en affirmant que « […] *la proposition CATVAR constitue un automatisme de réseau de plein titre et les principes appliqués aux réseaux de transport deviennent pertinents pour analyser un tel projet sur le réseau de distribution*[18]. » Or, il est hasardeux de tenter d'appliquer des principes de sécurité élaborés pour le réseau de transport au réseau de distribution. Ainsi, les experts affirment que « *[…] le projet CATVAR enfreint […] les concepts de* variables locales *et* d'actions locales[19]. » Pourtant, l'automatisme d'asservissement de la tension (CAT) se fait justement au niveau du poste. Cela n'est pas incompatible avec le fait que les transformateurs de tension télésurveillés soient situés en bout de réseau, puisque le réseau est modélisé et simulé

[16] C-GRAME-0010, page 39.
[17] C-SÉ-AQLPA-0012, page 27.
[18] Ibidem.
[19] Idem, page 28.

en temps réel de façon à s'assurer que la tension respecte en tout point et en tout temps les normes.

En ce qui a trait à la gestion de la puissance réactive (VAR), la prise de mesure au condensateur, telle que proposée par les experts dans leur rapport[20], est plutôt remplacée par une combinaison de simulations et de mesures ailleurs en réseau. Cette approche permet d'optimiser la gestion des batteries de condensateurs et de générer à la fois des bénéfices locaux (réseau de distribution) et régionaux (réseau de transport). On ne peut donc affirmer que « *[l]e projet VAR présente aussi une probabilité d'erreur significative et enfreint le principe […] à l'effet d'avoir* une variable locale associée à une action locale[21]. »

Toujours selon les experts, « *[i]l serait souhaitable que l'algorithme d'asservissement utilise aussi la tension de barre comme paramètre de contrôle du système[22].* » Cette affirmation est étonnante puisque le projet du Distributeur vise précisément l'asservissement de la tension de barre. C'est à celle-ci que s'appliquent les consignes de tension déterminées par le système, calculées selon les données fournies en temps réel par les transformateurs de tension télésurveillés. L'affirmation selon laquelle le système « *amène des risques considérables d'erreurs (défaillances)[23]* » est donc non fondée.

5.4. Impact de la production distribuée

Selon les experts, « *[l]a présence éventuelle de production distribuée sur les lignes est susceptible de créer des problèmes complexes […][24].* » Il est exact que cela introduit un élément de complexité mais ce dernier existait avant la mise en place de CATVAR et ne constitue pas un problème. Le Distributeur souligne que plusieurs postes visés par CATVAR alimentent des lignes comprenant de la production distribuée et y implanter le système ne présente pas de difficultés particulières. Les critères techniques pour ce faire sont d'ailleurs déjà établis.

[20] Idem, page 29.
[21] Ibidem.
[22] Ibidem.
[23] Ibidem.
[24] Idem, page 30.

5.5. Automatisation et gestion du risque

De façon plus générale, le Distributeur croît important de souligner que l'implantation de mécanismes d'automatisation n'implique pas une augmentation du risque. Au contraire, de tels mécanismes permettent de diminuer le risque d'erreurs humaines dans la gestion du réseau, a fortiori lorsqu'il s'agit de tâches très complexes. Il est faux de croire que l'introduction de plus de variables et d'interactions entre les différents systèmes accroit le risque de défaillance du réseau.