ANNEXE B

RAPPORT DE BALISAGE

Balisage des technologies CAT et VAR au Canada et aux États-Unis

RAPPORT FINAL

Février 2010

555, boul. René-Lévesque Ouest, Bureau 750, Montréal (Québec) Canada H2Z 1B1
Tél: 514-393-1378 Fax: 514-284-1385
www.marcon.qc.ca

Table des matières

1- Avant-propos 3
2- Sommaire 4
3- Le contexte 7
3.1- État de situation vis-à-vis des initiatives d'efficacité de la distribution 7
3.2- Perspectives des prochaines années 9
4- Lexique terminologique 11
5- Balisage des projets CAT et VAR réalisés et à l'étude 12
5.1- Les initiatives collectives de recherche et d'essais en Amérique du Nord 12
5.2- Les initiatives individuelles de recherche et d'essais en Amérique du Nord 17
6- Constats et apprentissages des projets de CAT et de VAR réalisés et à l'étude 50
6.1- Retombées des projets 50
6.2- L'impact sur la qualité de l'onde 52
6.3- Comparatif des technologies utilisées 53
7- Conclusions 57

Annexe 1 – Liste des personnes interrogées
Annexe 2 – Guides d'entrevue

1- Avant-propos

À la demande du Gouvernement du Québec, Hydro-Québec fera passer son objectif de gains liés à l'efficacité énergétique de 8 à 11 TWh à l'horizon 2015. Le projet d'efficacité énergétique du réseau de distribution CATVAR[1] doit contribuer pour 2 TWh en permettant de réduire la consommation d'énergie des clients et les pertes du réseau, en plus de diminuer le transit de la puissance.

Ce projet comporte deux volets complémentaires, le volet CAT (Contrôle Asservi de la Tension) et le volet VAR (Volt Ampère Réactif). Le volet CAT consiste à réguler la tension afin de la maintenir chez le client final le plus près possible de la limite inférieure permise. En procédant ainsi, on réduit la consommation d'énergie sans poser de préjudice aux clients. Le volet VAR consiste à installer des condensateurs sur le réseau de distribution qui seront sollicités pour contrôler le facteur de puissance et réduire la pointe de la demande.

Entre 2004 et 2006, l'IREQ a démontré la faisabilité théorique du projet. Depuis, des essais pilotes sont en cours et se poursuivront cette année. Un déploiement est envisagé de 2010 à 2015. Le projet doit au préalable obtenir l'approbation de la Régie de l'énergie du Québec puisque les investissements requis sont supérieurs à 10 M$. Avant d'entreprendre ce projet, Hydro-Québec souhaite être au fait des tendances les plus récentes relatives à l'utilisation du CAT et du VAR, conjointement ou non. Ceci est d'autant plus important que depuis l'arrivée au pouvoir de l'administration Obama aux États-Unis, le soutien gouvernemental aux projets d'efficacité énergétique dans ce pays est plus manifeste.

MARCON a été retenue par Hydro-Québec pour mener un balisage téléphonique auprès de distributeurs d'électricité au Canada et aux États-Unis afin de comparer les projets de type CAT et VAR réalisés ou à l'étude aux fins de l'efficacité énergétique du réseau de distribution. De même, Hydro-Québec souhaite comparer les choix technologiques, les résultats obtenus ou envisagés et les justificatifs sous-jacents. Une étape de collecte de données secondaires a été complétée à partir d'internet, puis des entrevues téléphoniques ont été conduites auprès de cinq (5) experts sectoriels et de quatorze (14) distributeurs d'électricité entre décembre 2009 et janvier 2010[2]. Le choix des distributeurs interrogés a été guidé par l'information recueillie dans le cadre de la collecte de données secondaires, les entrevues avec les experts et par Hydro-Québec[3].

---

1 CATVAR : le terme CATVAR dans le présent rapport est utilisé pour désigner le projet d'Hydro-Québec d'efficacité énergétique du réseau de distribution décrit ci-dessus.

2 La liste des personnes interrogées et les guides d'entrevue utilisés figurent respectivement aux annexes 1 et 2.

3 Hydro-Québec souhaitait que parmi les distributeurs d'électricité interrogés figurent les entreprises suivantes : BC Hydro, Dominion Virginia Power, Duke Energy, Georgia Power et Southern California Edison.

2- Sommaire

Les premiers essais de réduction de la charge par abaissement de tension (Conservation Voltage Reduction ou CVR) visent d'abord à réduire la demande à la pointe. Dans les années 80 et 90, la technologie est alors complexe à utiliser et les distributeurs connaissent mal les chutes de tension du réseau. On avait tendance à réduire la tension trop près de la limite inférieure minimale ce qui a amené à délaisser cette initiative.

Plusieurs facteurs ont limité l'attrait des projets d'efficacité énergétique de la distribution. Les principaux se résument ainsi : l'absence d'études permettant d'appuyer les retombées potentielles du CAT et du VAR, les investissements requis et les pertes de revenus qui en découlent, le manque de soutien des régisseurs et l'absence de mobilisation de la haute direction.

De l'avis des experts interrogés, plusieurs facteurs vont accélérer le développement du CAT et du VAR : 1) la disponibilité d'études sur les retombées du CAT et du VAR, 2) l'aide financière gouvernementale du Federal Stimulus Program aux États-Unis, 3) la mise en place de compteurs intelligents, 4) le coût à la hausse de l'énergie, 5) la menace d'une taxe du carbone, 6) les régisseurs poussent les distributeurs vers le SmartGrid et 7) l'efficacité énergétique de la distribution est devenue une priorité de la haute direction.

- **La disponibilité d'études sur les retombées du CAT et du VAR** : une première initiative de recherche collective, le Distribution Efficiency Initiative du Northwest Energy Efficiency Alliance (NEEA) a été un véritable catalyseur. L'étude a montré qu'en maintenant la tension dans la moitié inférieure de la plage de tension permise[4] selon le standard C84.1 du American National Standards Institute (ANSI), soit entre120 et 114 volts chez le client et en misant sur l'efficacité du système de distribution, il est possible d'obtenir les résultats suivants sans créer de préjudice pour le client[5] :

  - 1 % à 3 % d'économie d'énergie (environ 20 % pour le distributeur et 80 % pour le client) (kWh) ;
  - 2 % à 4 % de réduction de la demande (kW) ;
  - 4 % à 10 % de réduction de la demande réactive (kVAR).

  De même, le Electric Power Research Institute (EPRI), qui s'intéresse à l'efficacité de la distribution électrique depuis de nombreuses années et a publié plusieurs études en lien avec le CVR, pilote en ce moment le projet de recherche Green Circuits.

[4] La plage totale de tension permise est de 120 V ± 5%, soit de 114 à 126 V.
[5] Northwest Energy Efficiency Alliance, Distribution Efficiency Initiative, Décembre 2007.

- **L'aide financière gouvernementale du Federal Stimulus Program aux États-Unis** : destiné à appuyer la mise en place de compteurs intelligents et autres initiatives d'efficacité énergétique de la distribution, ce programme permet d'inclure en complément un projet d'investissement de CAT et de VAR.
- **La mise en place de compteurs intelligents qui permettent d'accroître les gains reliés au CAT et au VAR** : utilisé en complément à l'installation de compteurs intelligents, ils permettent la mesure de la tension en temps réel chez le client. On peut obtenir un gain supplémentaire de 20 %[6] lié à l'optimisation de la tension à la sortie du poste en fonction de ces mesures.
- **Le coût à la hausse de l'énergie** : ceci incite les distributeurs à innover pour générer de nouvelles économies d'énergie et l'optimisation de l'efficacité du réseau de distribution représente un potentiel pour le moment encore peu exploité pour y faire face.
- **La menace d'une taxe du carbone** : plusieurs distributeurs la craignent s'ils ne parviennent pas à réduire leurs émissions de CO^2.
- **Les régisseurs poussent les distributeurs vers le SmartGrid** : aux États-Unis, en complément au soutien financier en appui aux investissements vers le SmartGrid, le soutien gouvernemental peut s'étendre aux initiatives telles que le CAT et le VAR.
- **L'efficacité énergétique de la distribution est devenue une priorité de la haute direction** : en raison des différents facteurs précédents, les projets d'efficacité du réseau de distribution sont dorénavant initiés par la haute direction.

Parmi les 14 distributeurs d'électricité interrogés, tous ont exploré le volet CAT et un nombre restreint a déjà expérimenté le volet VAR (Pacificorp, Snohomish County PUD, Florida Power & Light, Southern California Edison).

Un projet de CAT et de VAR est envisagé au cours des prochaines années pour 9 des 14 entreprises interrogés (4 envisagent un projet pilote de VAR en complément au volet CAT, 5 des projets CAT et VAR). Le projet de CATVAR d'Hydro-Québec s'inscrit donc dans une tendance bien amorcée en Amérique du Nord.

Les projets de CAT et de VAR mis de l'avant se justifient de plusieurs façons :

- **Demande du régisseur** (Hydro Ottawa, Pacific Gas & Electric, Southern California Edison) ;
- **Intérêt à explorer le potentiel d'économie d'énergie** (AVISTA, Snohomish County PUD, Georgia Power, Idaho Power, Bonneville Power Administration, BC Hydro, Florida Power & Light) ;
- **Intérêt à envisager le CAT et le VAR dans un contexte d'implantation de compteurs AMI (SmartGrid)** (Duke Energy, Georgia Power, BC Hydro, Florida Power & Light) ;
- **Problématique de pointes de la demande à solutionner** (Center Point Energy, Pacificorp).

[6] Source : K.C. Fagen de la firme R.W. Beck, décembre 2009.

Parmi les données recueillies, il y a très peu d'information sur les retombées des étapes à venir.

Parmi les projets réalisés par les distributeurs interrogés, on constate un écart important du facteur CVR (entre 0,5 et 2,5). De même, la réduction de la tension chez le client avec le CAT se situe entre 0,8 – 2,5 % (ce qui est comparable aux résultats du Distribution Efficiency Initiative du NEEA, entre 1,0 – 3,0 %). Comparativement, avec l'effet combiné du CAT et du VAR, on obtient un facteur CVR qui se situe entre 2,0 - 3,0 %.

La moitié des distributeurs ayant mis de l'avant un projet CAT a pu confirmer l'impact pour le client, soit une réduction de l'énergie consommée entre 0,6 - 2,87 %. Ceci se compare aux résultats de l'étude du NEEA qui a montré qu'environ 80 % de l'économie d'énergie se situe du côté du client, soit 0,8 - 2,4 % de l'énergie consommée.

Un seul distributeur, Snohomish County PUD a pu fournir un comparatif pour un projet de CAT et de VAR. Dans ce cas, la réduction de la consommation mesurée chez le client se situait entre 2,0 - 4,0 %. Le balisage a montré de façon générale l'absence de problèmes de qualité de l'onde pour le client.

Le balisage confirme également une certaine constance des choix de technologies de mesurage (régulateurs de tension en-ligne, capteurs de tension, compteurs AMI (à venir)). Les choix de technologies de télécommunication sont aussi relativement comparables. Plusieurs privilégient une combinaison de transmission par ondes radio, par ondes cellulaires et par fibres optiques.

3- Le contexte

3.1- État de situation vis-à-vis des initiatives d'efficacité de la distribution

Dans les années 60 et 70, les distributeurs étaient plutôt enclins à augmenter la tension car cela se traduisait par une augmentation de la consommation des clients et de leurs revenus. À la fin des années 80 et au début des années 90, on assiste aux premiers essais de réduction de la charge par abaissement de tension (Conservation Voltage Reduction ou CVR). L'intérêt premier consiste alors à réduire la demande à la pointe. La technologie est alors complexe à utiliser.

En général, à cette époque, les distributeurs connaissaient mal les chutes de tension sur leur du réseau. Ceux-ci avaient tendance à réduire la tension trop près de la limite inférieure minimale ce qui a amené à délaisser cette initiative.

De l'avis des experts interrogés, les facteurs suivants ont freiné le développement du CAT et du VAR :

- **L'absence d'études permettant d'appuyer les retombées potentielles du CAT et du VAR** : les ingénieurs en génie électrique avaient généralement de fortes réserves, puisque ce genre d'initiative allait à l'encontre des idées reçues et pendant longtemps l'industrie disposait de peu d'études pour démontrer les retombées potentielles et pour appuyer les projets CAT et VAR.
- **Les distributeurs ne sont pas intéressés à investir pour perdre de l'argent** : la mise en place d'initiatives d'efficacité énergétiques du réseau de distribution nécessite des investissements en capital et la diminution de la consommation qui en résulte se traduit par une baisse des revenus.
- **Les régisseurs ont jusqu'ici offert peu ou pas de compensation pour les investissements et les revenus perdus** : les régisseurs invoquent habituellement que l'efficacité énergétique du réseau de distribution relève des bonnes pratiques d'un distributeur d'électricité et ne justifie pas de subvention gouvernementales ou une augmentation de la base tarifaire.
- **Pas une priorité pour la haute direction** : pendant longtemps, chez les distributeurs, les projets d'efficacité énergétique de la distribution avaient de la difficulté à recevoir l'aval de la haute direction et ces projets étaient rarement initiés par celle-ci. Ce type de projet ne cadrait pas parmi les priorités.

En somme, jusqu'ici un nombre restreint de distributeurs d'électricité en Amérique du Nord ont mis de l'avant des projets concrets.

Les experts interrogés ont ainsi pu confirmer 15 distributeurs d'électricité susceptibles de nous fournir des comparables utiles[7] :

- Alabama Power ;
- Avista ;
- BC Hydro ;
- Bonneville Power Administration ;
- Dominion Virginia Power ;
- Duke Energy ;
- Florida Power & Light ;
- Georgia Power ;
- Idaho Power ;
- Pacific Gas & Electric ;
- Progress Energy ;
- Puget Sound Energy ;
- Snohomish County PUD ;
- Southern Company ;
- Tennessee Valley Authority.

[7] La plupart de ces entreprises ont été interrogées dans le cadre de cette étude et les résultats sont présentés à la section 4.2.

3.2- Perspectives des prochaines années

Il y a un consensus parmi les experts interrogés à l'effet qu'on assiste en ce moment à un contexte unique. Un ensemble de facteurs interdépendants sont présents et agissent comme des accélérateurs du développement du CAT et du VAR. Ainsi, un grand nombre de projets sont susceptibles d'être mis de l'avant au cours des 2 à 3 prochaines années.

De l'avis des experts interrogés, les facteurs suivants vont accélérer le développement du CAT et du VAR :

- **La disponibilité d'études sur les retombées du CAT et du VAR** : depuis les années 90, certains distributeurs (ex : Pacificorp, Snohomish, BC Hydro) diffusent les résultats de projets pilotes menés avec le CVR (conférences au salon Distributech, articles IEEE). Puis, une première initiative de recherche collective, le Distribution Efficiency Initiative du Northwest Energy Efficiency Alliance (NEEA) a été un véritable catalyseur. De même, le Electric Power Research Institute (EPRI), qui s'intéresse à l'efficacité de la distribution électrique depuis de nombreuses années et a publié plusieurs études en lien avec le CVR, pilote en ce moment le projet de recherche Green Circuits. (Ces initiatives de recherche sont abordées plus en détail à la section 4.1 de l'étude).
- **L'aide financière gouvernementale** : aux États-Unis, le American Recovery and Reinvestment Act (2009) du gouvernement fédéral a permis la création d'une enveloppe de 11 milliards USD identifiée sous le nom Federal Stimulus Program et destinée à appuyer la mise en place de compteurs intelligents et autres initiatives d'efficacité énergétique de la distribution. Ainsi, bien que le fonds cible d'abord et avant tout l'implantation de compteurs AMI[8], les distributeurs peuvent inclure en complément un projet d'investissement de CAT et de VAR.
- **Les compteurs intelligents permettent d'accroître les gains reliés au CAT et au VAR** : un réseau doté de compteurs intelligents permet de contrôler avec une meilleure efficacité la tension puisqu'il est possible de la mesurer chez le client en temps réel. Ainsi, 80 % du potentiel d'optimisation de la tension peut être obtenue par le CAT et le VAR, mais utilisé conjointement aux compteurs intelligents, on peut obtenir un gain supplémentaire de 20 %[9]. Il y a donc une motivation à considérer le CAT et le VAR en complément à l'installation de compteurs intelligents.
- **Le coût à la hausse de l'énergie** : le contexte du coût élevé de l'énergie incite les distributeurs à innover pour générer de nouvelles économies d'énergie, soit pour retarder des projets d'investissement de production ou pour en limiter l'achat pour satisfaire la demande, en particulier lors de périodes de pointes. Et l'optimisation de l'efficacité du réseau de distribution représente un potentiel pour le moment encore peu exploité pour y faire face.

---

[8] *Advanced Monitoring Infrastructure*

[9] Source : K.C. Fagen de la firme R.W. Beck, décembre 2009.

- **La menace d'une taxe du carbone** : plusieurs distributeurs d'électricité craignent éventuellement de devoir payer une taxe du carbone s'ils ne parviennent pas à réduire leurs émissions de CO^2.

- **Les régisseurs poussent les distributeurs vers le SmartGrid** : Aux États-Unis, le Energy Independence and Security Act, adopté en 2007, vise à inciter les États américains à appuyer la modernisation des infrastructures de distribution et de transport d'électricité et le remplacement des compteurs électromécaniques et des compteurs AMR[10] par des compteurs AMI. Les distributeurs américains peuvent ainsi obtenir du soutien gouvernemental pour des initiatives telles que le CAT et le VAR. Il faut toutefois préciser que sur la base des programmes réguliers, les régisseurs privilégient les programmes d'économies d'énergie de la consommation. EPRI soutient qu'à terme, il faudrait que la législation soit revue afin qu'un kWh économisé par une meilleure efficacité des réseaux de distribution et de transport de l'électricité, reçoive le même soutient de l'État.

- **L'efficacité énergétique de la distribution est devenue une priorité** : les projets d'efficacité du réseau de distribution sont dorénavant initiés par la haute direction et constituent une priorité en raison des différents facteurs précédents. Ceci va favoriser une meilleure collaboration entre le département responsable des programmes d'efficacité énergétique et celui responsable de l'efficacité du réseau.

[10] *Automatic Meter Reading*

4- Lexique terminologique

Une série de termes techniques a fait l'objet de traduction dans le cas des entrevues. Voici donc un lexique terminologique des termes anglais relevés et les équivalents en français utilisés aux fins de cette étude :

Anglais	Français
Capacitor	Condensateur
Capacitor bank	Batterie de condensateurs
Feeder	Ligne d'alimentation
Generic load forecast	Prévision des charges basée sur des données historiques
On-line regulator	Régulateur de tension
Reactive loads	Charges réactives
Reconductoring	Redimensionnement du calibre des câbles et autres équipements
Substation	Poste électrique
Voltage	Tension
Voltage drop	Chute de tension
Volt-Var optimization	Optimisation CAT et VAR

5- Balisage des projets CAT et VAR réalisés et à l'étude

5.1- Les initiatives collectives de recherche et d'essais en Amérique du Nord

La Distribution Efficiency Initiative (NEEA)

Le plus important projet de recherche et d'essais complété à ce jour a été conduit par le Northwest Energy Efficiency Alliance (NEEA) qui visait à documenter le coût, les bénéfices et les meilleures pratiques relatives au CVR.

Entre août 2005 et juin 2007, la première phase de l'étude a été complétée. Celle-ci comportait un volet de recherche sur la sensibilité de la charge de la tension et un volet projet pilote. Le projet pilote a été réalisé sur 10 postes électriques, 31 lignes et 395 compteurs. Au total, treize distributeurs d'électricité ont participé au projet de recherche. Les clients visés étaient surtout résidentiels.

Le tableau 1 distingue les participants aux deux volets du projet.

Tableau 1- Les participants au projet de recherche du NEEA

Nom du distributeur d'électricité	Participation au projet	
	Recherche sur la sensibilité de la charge de la tension	Projet pilote
Avista Corp.		X
Clark Public Utilities		X
Douglas PUD	X	X
Eugene Water & Electric Board	X	
Franklin PUD	X	
Hood River Electric Co-op	X	
Idaho Falls Power	X	
Idaho Power	X	X
Pacificorp	X	
Portland General Electric	X	
Puget Sound Energy	X	X
Skamania County PUD	X	
Snohomish PUD	X	X

L'étude a montré qu'en maintenant la tension dans la moitié inférieure de la plage de tension permise[11] selon le standard C84.1 du American National Standards Institute (ANSI), soit entre120 et 114 volts chez le client et en misant sur l'efficacité du système de distribution, il est possible d'obtenir les résultats suivants sans créer de préjudice pour le client[12] :

- 1 % à 3 % d'économie d'énergie (kWh) ;
- 2 % à 4 % de réduction de la demande (kW) ;
- 4 % à 10 % de réduction de la demande réactive (kVAR).

En ce qui concerne les économies d'énergie de 1 % à 3 %, l'étude montre qu'environ 20 % ces économies sont pour le distributeur et 80 % pour le client. La firme d'expert conseil R.W. Beck qui a fourni un soutien technique au NEEA, à la réalisation de l'étude, a pu expliquer d'où provient l'économie d'énergie pour le distributeur. En réduisant la tension, les pertes à l'ensemble des transformateurs seront moindres. L'écart n'est pas significatif, mais comme ces économies s'additionnent 24 heures par jour, 7 jours sur 7 elles sont importantes. Ainsi, de manière générale, en abaissant la tension de 2 % et sans faire rien d'autre, le distributeur doit s'attendre à économiser entre 4 % à 9 % d'énergie[13]. Les autres facteurs qui y contribuent sont la correction du facteur de puissance et le re-dimensionnement des équipements du réseau.

Les résultats des volets théoriques et pratiques de l'étude sont similaires, mais ceux observés lors des projets pilotes étaient meilleurs. Ceci s'explique par la présence d'un plus grand nombre de clients commerciaux parmi les distributeurs ayant participé à ce volet de l'étude. La contribution marginale aux économies d'énergie d'un client commercial est plus importante que celle d'un client résidentiel.

L'étude conclut qu'il est possible de diminuer la tension de 2 % à 3 % à un coût de 0,002 à 0,015 USD par kWh. (Ceci est applicable dans un contexte où le facteur CVR est de l'ordre de 0,5 à 0,7).

L'étude confirme que les résultats obtenus peuvent être améliorés par l'utilisation de compteurs intelligents pour mieux localiser les chutes de tension sur le réseau; puis en apportant les correctifs du facteur de puissance requis. À cet égard, dans le cadre du projet, on avait de la difficulté à identifier les transformateurs et les lignes secondaires non efficaces ou ayant des chutes de tension.

Le tableau 2 suivant montre que selon le niveau d'investissement pour améliorer le réseau de distribution (mineur ou majeur) on peut s'attendre à des coûts de l'ordre de 0,002 à 0,015 USD par kWh.

---

[11] La plage totale de tension permise est de 120 V ± 5%, soit de 114 à 126 V.
[12] Northwest Energy Efficiency Alliance, Distribution Efficiency Initiative, Décembre 2007.
[13] Source : K.C. Fagen de la firme R.W. Beck, janvier 2010.

Comparativement, un des experts interrogés rapporte un coût de l'ordre de 0,05 à 0,25 USD par kWh pour les programmes d'efficacité énergétiques de la demande[14].

Tableau 2- Relation entre le potentiel d'économies et les investissements

Type d'amélioration et coût par poste	**Économies d'énergie**	**Réduction de la demande (kW)**	**Réduction de la demande (KVAR)**	**Coût (0,001 USD /kWh)**
Contrôle de la tension LDC (15 000 à 25 000 USD)	0,5 % à 1 %	1 % à 2 %	3 % à 5 %	0,1 à 2
Contrôle de la tension LDC avec améliorations du réseau (40 000 à 60 000 USD)	1 % à 2 %	2 % à 2,5 %	3 % à 7 %	2 à 8
Contrôle de la tension LDC avec améliorations du réseau (80 000 à 100 000 USD)	1,5 % à 2,5 %	2,5 % à 3 %	5 % à 10 %	10 à 15
Contrôle de la tension EOL avec améliorations du réseau (100 000 à 350 000 USD)	2 % à 3 %	3 % à 3,5 %	10 % à 20 %	20 à 50

LDC : Line Drop Compensation
EOL : End of Line

Source : Voltage Optimization Series : Low Cost Energy Resource from Distribution System Efficiency, KC Fagen, PE, R. W. Beck, An SAIC Company, Robert Fletcher PH.D., PE, Utility Planning Solutions, PLLC (Texte en voie d'être publié)

[14] Source : Bob Helm du NEEA, décembre 2009.

Le tableau 3 ci-après rapporte les résultats de l'étude du NEEA portant sur le volet recherche sur la sensibilité de la charge de la tension et le volet projet pilote.

Avant de chercher à comparer ces résultats, il est important de garder à l'esprit que 11 distributeurs d'électricité ont participé au projet de recherche sur la sensibilité de la charge de la tension, contre seulement 6 distributeurs pour le projet pilote (voir le tableau 1 pour détails).

De même, le volet de recherche sur la sensibilité de la charge de la tension a seulement été mené auprès des compteurs des résidences (clients résidentiels seulement), alors que le volet projet pilote a été mené au niveau de postes électriques (clients résidentiels et commerciaux). D'ailleurs, le facteur CVR plus élevé obtenu dans le cadre du projet pilote est expliqué par des gains plus importants auprès des clients commerciaux.

Tableau 3- Résultats des deux volets de l'étude du NEEA

Volet du projet	**Réduction de la tension (V)**	**Facteur CVR**	**Économies d'énergie du projet (MWh)**	**Pourcentage d'économies d'énergie (%)**
Recherche sur la sur la sensibilité de la charge de la tension	5,2 V (4,3 %)	0,569	87	2,15 %
Projet pilote	3,03 V (2,5 %)	0,69	8,476	2,07 %

Source : Voltage Optimization Series : Low Cost Energy Resource from Distribution System Efficiency, KC Fagen, PE, R. W. Beck, An SAIC Company, Robert Fletcher PH.D., PE, Utility Planning Solutions, PLLC (Texte en voie d'être publié)

Green Circuits (EPRI)

Le projet de recherche Green Circuits coordonné par EPRI vise à bâtir sur l'expérience du NEEA en vue d'intégrer les différents apprentissages et constituer un outil de référence pour le déploiement de réseaux de distribution efficaces. On souhaite évaluer l'impact des mesures suivantes sur les pertes d'énergies du réseau :

- VAR (à l'aide de condensateurs) ;
- Contrôle de la tension ;
- Remplacement d'équipements (utilisation de transformateurs hautement efficaces) ;
- Modification du design du réseau (re-dimensionnement des équipements du réseau) ;
- Modification des opérations (reconfiguration du réseau).

Le projet amorcé en 2007 cible surtout les clients commerciaux alors que l'étude du NEEA visait surtout les clients résidentiels. Parmi les 23 distributeurs qui participent au projet de recherche Green Circuits, on en est à des stades d'avancement différents (développement d'un modèle théorique, projet pilote, implantation). Voici une liste des principaux distributeurs participant au projet :

- AEP (American Electric Power) ;
- Center Point Energy ;
- Con Edison ;
- Consumers Energy ;
- Dominion ;
- Duke Energy ;
- First Energy Corp. ;
- New York Power Authority ;
- Northeast Utilities Systems
- PG&E ;
- PSEG (Public Service Enterprise Group) ;
- Southern Company ;
- TVA ;
- Southern California Edison ;
- SRP (Salt River Project) ;
- XcelEnergy.

5.2- Les initiatives individuelles de recherche et d'essais en Amérique du Nord

Les entrevues complétées avec 2 distributeurs canadiens et 12 distributeurs américains ont permis de recueillir une information relativement complète pour chaque entreprise :

- Les objectifs (incluant le contexte) ;
- Les projets (envergure du projet, nombre de lignes, étapes de mise en œuvre, critères d'analyse financière) ;
- Les étapes complétées et celles à venir ;
- La technologie (contrôle de la tension, système de gestion de la distribution) ;
- Les résultats obtenus (facteur CVR, réduction de la tension, la charge moyenne chez le client, l'impact sur la consommation du client) ;
- Les modes de calcul et de collecte des données ;
- Commentaires et considérations pratiques (les résultats, les difficultés rencontrées, l'impact sur la qualité de l'onde).

Le tableau 4 ci-après offre un comparatif entre le nombre de clients, les ventes (MWh) et la distance totale des lignes de distribution entre Hydro-Québec et les distributeurs d'électricité interrogés dans le cadre de ce balisage.

Tableau 4- Comparatif entre Hydro-Québec et les distributeurs interrogés

Distributeurs	Nombre de clients (détail)					Ventes (MWh)	Distance totale des lignes de distribution (km)
	Résidentiels	Commerciaux	Industriels	Autres	Total		
Hydro-Québec	3 343 271	281 997	13 383	5 812	3 644 463	183 361 000	106 568
Avista Corp.	288 422	36 728	1 416	483	327 049	10 609 269	17 142
BC Hydro	1 442 597	183 188	133	3 092	1 629 010	79 859 000	55 732
Bonneville Power Administration	0	7	6	0	13	88 201 681	0 (Note 1)
Center Point Energy	1 639 488	248 034	2 018	782	1 890 322	n.d.	67 450
Duke Energy	1 835 015	305 609	7 730	11 395	2 159 749	82 828 429	149 665
Florida Power & Light	3 744 920	458 057	18 516	3 027	4 224 520	103 635 499	102 950
Georgia Power	1 786 200	262 518	7 792	3 452	2 059 962	88 657 058	94 535
Hydro Ottawa	237 755	26 754	11	15	264 535	7 470 558	4 989
Idaho Power	360 462	72 382	120	501	433 465	16 124 939	39 590
Pacific Gas & Electric	4 366 897	589 761	1 297	27 234	4 985 189	83 071 826	174 287
Pacificorp	1 348 555	190 812	34 485	4 395	1 578 247	62 173 127	93 919
Puget Sound Energy	874 205	109 661	3 969	2 185	990 020	n.d.	34 565
Snohomish County PUD	267 361	26 680	80	1 330	295 451	8 120 349	8 721
Southern California Edison	4 058 008	523 448	40 612	12 576	4 634 644	61 901 640	154 493

Note 1 : Les clients (détail) de Bonneville Power Administration sont approvisionnés directement à partir de lignes de transport électrique.

Source : Platts, UDI Directory of Electric Power Producers and Distributors, 2006.

En comparant les entreprises interrogées à Hydro-Québec, on constate que près de la moitié d'entre elles compte un nombre de clients comparable ou supérieur (Florida Power & Light, Pacific Gas & Electric, Southern California Edison) ou un réseau de distribution de taille comparable ou supérieur (Duke Energy, Georgia Power, Pacificorp).

Le tableau 5 ci-après dresse un survol des projets réalisés, en cours et à l'étude, puis aux pages suivantes figure une synthèse de l'information recueillie par entreprise.

Tableau 5- État d'avancement des projets CAT et VAR parmi les distributeurs interrogés

Distributeurs	État d'avancement des projets CAT et VAR														
	Projet pilote CAT			Déploiement CAT			Projet pilote VAR			Projet pilote CAT et VAR			Déploiement CAT et VAR		
	À l'étude	Début	Fin	À l'étude	Début	Fin	À l'étude	Début	Fin	À l'étude	Début	Fin	À l'étude	Début	Fin
Avista Corp.		2002	2006		2010		2010								
BC Hydro		1996	2004		2004	2010									
Bonneville Power Administration		2001	2007							2010					
Center Point Energy **(Note 1)**					1971	1972									
Duke Energy		2009	2011								2010				
Florida Power & Light **(Note 1)**											197?	197?	2010	201?	201?
Georgia Power		1997	1998		1999	2000							2010	2010	2013
Hydro Ottawa		2006	2006												
Idaho Power **(Note 1)**		2005	2007									2009			
Pacific Gas & Electric					197?	197?				2010					
Pacificorp (Rocky Mountain Power) **(Note 1)**														2004	2008
Puget Sound Energy	1983	2006	2007							2010					
Snohomish County PUD										1987	1988	1992		1992	2001
Southern California Edison											1991	1995	2009-2011		

Note 1 : les projets mis de l'avant par ces distributeurs visaient principalement à réduire les pointes de la demande.

En résumé, parmi les entreprises interrogées, toutes ont exploré le volet CAT et un nombre restreint a déjà expérimenté le volet VAR (Pacificorp, Snohomish County PUD, Florida Power & Light). Les projets mis de l'avant se justifient de plusieurs façons :

- **Demande du régisseur** (Hydro Ottawa, Pacific Gas & Electric, Southern California Edison) ;
- **Intérêt à explorer le potentiel d'économie d'énergie** (AVISTA, Snohomish County PUD, Georgia Power, Idaho Power, Bonneville Power Administration, BC Hydro, Florida Power & Light)
- **Intérêt à envisager le CAT et le VAR dans un contexte d'implantation de compteurs AMI (SmartGrid)** (Duke Energy, Georgia Power, BC Hydro, Florida Power & Light)
- **Problématique de pointes de la demande à solutionner** (Center Point Energy, Pacificorp)

AVISTA	Projet pilote CAT complété, projet VAR planifié
Les objectifs	L'entreprise souhaite profiter du contexte de la mise en place d'un réseau de distribution intelligent pour intégrer le CAT et le VAR, mais doit au préalable documenter le facteur CVR[15] et les économies d'énergies potentielles. L'objectif du premier projet pilote consistait à déterminer de combien il est possible de réduire la tension, et ce, en tenant compte de la qualité du service dans le respect de la tension minimale chez le client. AVISTA souhaitait faire partie d'une initiative collective de recherche et d'expérimentation. Le deuxième projet pilote visait à fournir des approfondissements.
Le projet	Entre 2002 et 2006, un premier projet pilote sur un poste et 4 lignes d'un secteur de banlieue a été conduit dans le cadre du Distribution Efficiency Initiative du NEEA. Depuis 2006, un deuxième projet pilote de plus grande envergure a cours dans deux villes, dans des secteurs résidentiels et commerciaux[16] : Spokane, WA ▪ 15 postes – 115 kV/13,2 kV (contrôle de la tension) ▪ 50 lignes électriques de 13,2 kV de 5,6 km ▪ Moyenne de 600 transformateurs par poste Pullman, WA ▪ 3 postes – 115 kV/13,2 kV (contrôle de la tension à chaque poste) ▪ 10-13 lignes électriques de 13,2 kV de 5,6 km Dans le cadre de ces projets pilotes, des essais du système de gestion du réseau ont été faits au niveau des postes électriques. Le facteur CVR a aussi été testé.
Les étapes complétées	**Les projets pilotes CAT** : ils ont été réalisés suivant ces étapes : 1) Conception et planification du projet 2) Contrat 3) Construction/installation (équipements, logiciel) 4) Test avec le logiciel

[15] *Conservation Voltage Reduction*

[16] L'analyse du projet a été complétée à l'aide du taux de rendement interne.

Les étapes planifiées (à venir)	**Le déploiement** : le distributeur s'apprête à commander les équipements en vue d'un déploiement à Spokane, WA. Le début des travaux démarrerait au printemps 2010. **Le volet VAR** : le distributeur souhaite explorer le volet VAR et à cette fin des batteries de condensateurs et des régulateurs de tension doivent être ajoutés.
La technologie	**Le volet CAT** ▪ Logiciel AdaptiVolt de PCS Utilidata ▪ Interrupteurs électromécaniques (servant à ajuster la tension) ▪ 3 condensateurs par ligne ▪ Régulateurs de tension en-ligne **Le volet VAR** ▪ Condensateurs (contrôles du VAR de concert avec les contrôles de la tension du CAT) Note : Ce distributeur exploite un système de gestion de la distribution qui est géré localement.
Les résultats obtenus	▪ **Le facteur CVR** : entre 0,5 et 1,5 ▪ **La réduction de la tension** : diminution de 2,0 V à 2,5 V, de 120 V en moyenne chez le client à 117,5 à 118 V en moyenne (on ne descend pas plus bas que 114 V) ▪ **La charge moyenne chez le client** : celle-ci était de l'ordre de 4 kW ▪ **L'impact sur la consommation du client** : diminution de 0,6 % par baisse de 1,0 V ▪ **L'impact sur les pertes du réseau** : information non fournie
Les modes de calcul et de collecte des données	La tension a été mesurée en temps réel au poste électrique et à 3 endroits sur chaque ligne électrique (où se situent les interrupteurs électromécaniques). La tension au compteur chez le client a aussi été mesurée. Les données recueillies du poste et des lignes sont retransmises à l'aide d'ondes de téléphone cellulaire (LAN[17] 802.11). Celles recueillies au compteur le sont à partir de fréquences radio. À partir des données recueillies, le logiciel AdaptiVolt qui s'intègre au SCADA régularise automatiquement la tension. Dans le cadre du projet, des prévisions de charge n'ont pas été utilisées.
Commentaires	▪ **Les résultats** : ils ont été conformes aux estimations théoriques. ▪ **Impact sur la qualité de l'onde** : aucun problème de qualité de l'onde a été observé autre que les considérations habituelles (ex. : harmoniques dues à l'abaissement de la tension avec les condensateurs, charges transitoires aux interrupteurs). ▪ **Difficultés** : le déploiement est plus long à amorcer car il subsiste des inconnus (ex. : algorithmes de contrôle du CVR).

[17] *Local Area Network*

BC Hydro	Déploiement du CAT en voie d'être complété, CAT et VAR envisagé
Les objectifs	Ce projet a été considéré à titre de complément à un programme d'efficacité du réseau et à un programme général de modernisation des infrastructures. Il s'inscrit en lien avec l'intérêt du distributeur pour le SmartGrid[18] et des gains possibles à optimiser le CAT et le VAR. La motivation première du projet consiste à abaisser la consommation en vue de réduire les besoins énergétiques du distributeur. L'évaluation théorique du CVR était de 0,5.
Le projet	Entre 1996 et 2004, un premier projet pilote a été mené en milieu urbain sur un poste, 18 lignes (25 kV) et environ 8000 transformateurs[19]. En 2004, la phase d'implantation débute et 3 postes sont équipés par an jusqu'en 2006. À partir de 2007, 5 à 6 postes sont équipés à chaque année. Tant le projet pilote que l'implantation ont nécessité 100 employés à temps partiel[20].
Les étapes complétées	Le projet pilote CAT Le déploiement (partiel)
Les étapes planifiées (à venir)	Le déploiement se terminera en mars 2010.
La technologie	**CAT** ▪ Logiciel VVO Processor Interface[21] ▪ AREVA EMS (système de télémétrie) ▪ SEL-3515 Digital Relays Note : Ce distributeur exploite un système de gestion de la distribution centralisé.
Les résultats obtenus	▪ **Le facteur CVR** : entre 0,5 et 1,5 ▪ **La réduction de la tension** : diminution de 1,0 V à 1,5 V, de 116 V à 114,5 V chez le client ▪ **La charge moyenne chez le client** : information non fournie ▪ **L'impact sur la consommation du client** : diminution de 1 % par baisse de 1,0 V ▪ **L'impact sur les pertes du réseau** : information non fournie

[18] Réseau de distribution d'électricité intelligent
[19] L'analyse du projet pilote a été complétée à l'aide de la valeur présente nette.
[20] En complément, l'embauche de ressources externes a été nécessaire (consultants en ingénierie, spécialistes TI).
[21] Le logiciel VVO Control Software sur Unix O.S. a d'abord été essayé mais remplacé.

Les modes de calcul et de collecte des données	Les données sont issues de calculs pour établir la relation entre la charge et la tension et des relevés en temps réel de la charge totale à la ligne, à la sortie du poste (volt, watt, ampère). Dans le cas des lignes équipées de condensateurs, le VAR est aussi mesuré. Dans les deux cas, les données recueillies sont retransmises à partir d'un système de télémétrie. (Les mesures sont prises à toutes les 2 minutes et retransmises à toutes les 15 minutes par fibres optiques, micro-ondes ou lignes téléphoniques). Dans le cadre du projet, des prévisions de charge au poste ont été utilisées. La chute de la tension a été mesurée par échantillonnage au hasard chez le client.
Commentaires	▪ **Les résultats** : la réduction de la consommation est de 1 %. ▪ **Impact sur la qualité de l'onde** : durant la mise en œuvre, très peu de clients ont nécessité un suivi particulier concernant l'impact du projet sur la qualité de l'onde. ▪ **Difficultés** : le projet a posé plusieurs défis : • L'intégration du VAR au système de gestion de la distribution et le EMS[22] ; • Contrôle de la tension au poste ; • Programmation du chargeur de prises ; • Intégration du RTU[23] au poste ; • Programmation des modèles de charge sur la ligne, entre le client et le poste ; • Maintenir la tension à l'intérieur des normes CSA C-235 ; • Maintenir constant la tension ; • Maintenir la communication entre la batterie de condensateurs et les contrôles du ou des transformateurs.

[22] EMS : *Energy Management System*
[23] RTU : *Remote Terminal Unit*

Bonneville Power Administration	Projets pilotes CAT complétés et projets VAR planifié
Les objectifs	L'entreprise souhaitait explorer le potentiel d'économies d'énergie du CVR. Plus spécifiquement, en 2001, on souhaitait tester une nouvelle technologie CVR proposée par PCS Utilidata.
Le projet	Le distributeur a mené au moins 3 projets. On confirme 3 projets, démarrées en 2001, 2003 et 2005. Chacun des projets s'est échelonné sur une période de 1 à 1,5 an[24]. Les projets ont été réalisés en milieu urbain et en banlieue.
Les étapes complétées	**Les projets pilotes** ont tous été réalisés suivant ces étapes : 1) Étude du réseau (poste, charge) et identification des circuits de distribution pouvant être de bons candidats au projet pilote CVR ; 2) Entreprendre une étude préliminaire afin d'évaluer les économies potentielles. Celle-ci devrait permettre de déterminer les améliorations souhaitables sur le réseau de distribution avant la mise en service du CVR ; 3) Attribution de contrats (processus en plusieurs étapes standards, détails non fournis) 4) Mise en service du CVR ; 5) Protocole de mesures et vérification : a) Comparer la nouvelle situation avec l'ancienne (statistiques) ; b) Inclure un calendrier de mesures précises aux 2 semaines afin de tenir compte des pointes saisonnières de la demande (air climatisé en été, chauffage en hiver).
Les étapes à venir	Projet pilote VAR envisagé.
La technologie	**CAT** : ▪ Logiciel AdaptiVolt de PCS Utilidata ▪ Régulateurs de tension en-ligne Note : Le distributeur opère un système de gestion décentralisé. Il y a un ordinateur central à chaque poste.

[24] Les projets pilotes étaient motivés par l'expérimentation et non l'analyse de rentabilité du projet.

Les résultats obtenus	▪ **Le facteur CVR** : selon les projets, varie entre 0,7 et 2,5 en raison de la charge du secteur (dans le Nord Ouest, facteur CVR typique de 0,7, mais aussi 0,8. 0,9 et 1,1; en Californie facteur CVR de 2,5 en raison de la charge des climatiseurs) ▪ **La réduction de la tension** : de 2 à 3 % à la plage 124-126 V au poste et 117 V chez le client. (Le distributeur s'attendait à une réduction de 5 V) ▪ **La charge moyenne chez le client** : information non fournie ▪ **L'impact sur la consommation du client** : information non fournie ▪ **L'impact sur les pertes du réseau** : information non fournie
Les modes de calcul et de collecte des données	Les mesures (V, kW) sont recueillies au bout de la ligne à toutes les 2 secondes 24 heures sur 24 (initialement le logiciel permettait des mesures aux 3 secondes) et transmise par ondes radio. Le logiciel PCS Utilidata en tient compte pour l'abaissement de la tension au poste. On utilise également des prévisions de charges basées sur les données historiques.
Commentaires	**Résultats** : ▪ Le CVR fonctionne mieux sur des lignes courtes et fortement sollicitées. Sur les lignes longues (en milieu rural), la chute de la tension est plus importante et il y a davantage de régulateurs de tension. Ainsi, le facteur CVR est moins optimal. ▪ On a déterminé qu'il coûtait 600 000 à 700 000 USD pour déployer le CVR sur 6 postes et l'énergie sauvée sur 15 ans est évaluée à 1,0 à 1,5 GWh. **Les défis** : 1) Le monitoring des données à l'aide de fréquences radio a présenté un défi compte tenu des interférences. Ceci a engendré des délais au projet. 2) L'installation de condensateurs additionnels en vue de permettre la mise en œuvre du protocole de mesures et vérification. 3) La durée de vie attendue des équipements est de 15 ans, il faut donc comparer les économies durant cette période. **Impact sur la qualité de l'onde** : aucun

Center Point Energy	Déploiement du CAT terminé
Les objectifs	L'intérêt vis-à-vis du CVR s'explique par la possibilité de prévenir d'importantes chutes de la tension dans un contexte climatique comme le Texas où en été, les systèmes d'air climatisé représentent environ 50 % de la charge.
Le projet	La mise en œuvre du projet s'est fait en 1971 et 1972 sur 20 postes électriques desservant des lignes de 138 kV dotés de condensateurs de 128 MVAR. Comme le projet a été réalisé il y a très longtemps, il n'a pas été possible de recueillir plus de précisions.
Les étapes complétées	Déploiement du CAT
Les étapes planifiées (à venir)	Aucune
La technologie	**CAT** : ▪ Logiciel Siemens Control System (même logiciel utilisé depuis 1977) ▪ Régulateurs de tension sur les lignes
Les résultats obtenus	▪ **Le facteur CVR** : information non fournie ▪ **La réduction de la tension** : diminution de la plage 123-128 V à 116 V chez le client, lorsque la tension est contrôlée (Ceci représente une baisse de la charge de 1 MW pour l'ensemble des 20 postes). Pour éviter que la tension diminue trop, un délestage manuel de 2 à 3 lignes électriques est pratiqué. ▪ **La charge moyenne chez le client** : information non fournie ▪ **L'impact sur la consommation du client** : Information non fournie ▪ **L'impact sur les pertes du réseau** : information non fournie
Les modes de calcul et de collecte des données	Des prévisions des charges (distribution, transmission) sur des horizons de 1 et 7 jours sont mises à contribution pour guider la gestion de la tension. Celles-ci sont préparées à l'aide de données historiques. Sur les lignes de transmission, ils mesurent la tension aux régulateurs à l'aide de capteurs de tension électromécaniques, et comparent les mesures avec les données théoriques.
Commentaires	▪ **Les résultats** : Le CVR n'est pas concluant pour ce distributeur. La réduction de la tension amène les climatiseurs à fonctionner en moyenne 45 minutes au lieu de 30 minutes et leur redémarrage cause un cumul des charges de climatisation, ce qui amène une augmentation de 6 % à 7 % de la charge sur le réseau.

Duke Energy	Projets pilotes CAT en cours, projet pilote de CAT et VAR planifié
Les objectifs	L'entreprise s'intéresse au CVR dans un contexte où des compteurs intelligents ont été déployés dans le secteur visé l'année précédente. Le système a été laissé intact afin de déterminer les améliorations possibles seulement en modifiant les contrôles des équipements existants. On souhaite ainsi évaluer le coût et les bénéfices du CVR et maintenir en tout temps la tension au niveau le plus bas possible. Ces études visent donc à faire la lumière sur la faisabilité technique et la viabilité économique du projet à l'aide de données concrètes. Duke vient de déposer une demande auprès du régisseur pour un investissement SmartGrid sur 5 ans comprenant un volet CAT et un volet VAR (non approuvé pour le moment). Ce projet vise à démontrer la valeur de l'optimisation combinée CAT-VAR, à quantifier les économies potentielles et à évaluer différentes technologies. Ce projet vise aussi à démontrer l'ampleur des pertes de revenus engendrées par la mise en place du CAT et du VAR en vu d'appuyer une demande d'ajustement du tarif.
Le projet	En juin 2009, un premier projet pilote a été lancé en Caroline du Nord sur 2 postes[25], 4 lignes et 2 transformateurs, 2 de 12 kV et 2 de 24 kV. Les lignes de 24 kV sont en milieu urbain et celles de 12 kV sont en milieu rural. Le projet nécessite entre 15 et 20 employés à temps partiel. Aucune ressource externe n'a été mise à contribution. Ce projet pilote doit se terminer en décembre 2010[26]. Un deuxième projet pilote démarre en ce moment en Caroline du Sud (à Marietta) sur deux postes[27] et un troisième projet pilote doit démarrer plus tard cette année dans l'État de l'Indiana. Ces deux projets doivent se terminer après 2011. Un quatrième projet pilote est aussi en cours dans l'État de l'Ohio sur 1 poste, 3-4 lignes de 12 ou 34 kV. On souhaite mener une évaluation indépendante de systèmes disponibles sur le marché en vue d'un déploiement complet du CAT et du VAR[28].

[25] Le premier poste électrique dessert 2871 clients (93 % résidentiel, 7 % commercial) et le deuxième poste électrique dessert 1987 clients (95 % résidentiel, 5 % commercial).

[26] L'analyse du premier projet pilote a été complétée sur la base de la valeur présente nette des coûts évités. À l'avenir, Duke Energy prévoit également tenir compte des pertes de revenus découlant de la diminution du voltage.

[27] Le premier poste électrique dessert 1715 clients et le deuxième 721 clients (84 % résidentiel, 16 % commercial, dans les deux cas).

[28] Les noms des systèmes testés sont gardés confidentiels.

Les étapes complétées	La réalisation des projets pilotes CAT a suivie ces étapes : 1) Évaluation des systèmes à déployer (durant près de 2 ans) 2) Déploiement a. Design (Ceci nécessite un effort important, car les condensateurs existants n'étaient pas installés au bon endroit) b. Installation sur le terrain (relocalisation des condensateurs) c. Mise en place des systèmes TI d. Modification des réglages e. Test complet à grande échelle
Les étapes planifiées (à venir)	Projets pilotes CAT et un projet de CAT et de VAR déjà amorcés
La technologie	**Le volet CAT** : ▪ Pas de nouveaux condensateurs (Utilisation des condensateurs existants) ▪ Pas de nouveaux régulateurs de tension en-ligne (Utilisation des régulateurs de tension existants) **Le volet VAR** : ▪ En cours d'évaluation
Les résultats obtenus	▪ **Le facteur CVR** : information non fournie ▪ **La réduction de la tension** : sur la base de données préliminaires, on constate une baisse de 1,89 % de la tension sur 2 lignes de 24 kV. Le minimum de 117 V a été atteint ▪ **La charge moyenne chez le client** : 6 kW en période de pointe ▪ **L'impact sur la consommation du client** : information non fournie ▪ **L'impact sur les pertes du réseau** : non mesuré
Les modes de calcul et de collecte des données	On mesure l'énergie en partance du poste à des endroits clés pendant 24 heures (kW, kWh) un jour sur deux et celle à la fin de la ligne et puis on interpole les résultats à différents endroits ailleurs sur la ligne (puisque tout est sous terre) à l'aide d'un modèle et ajusté de données réelles. Les données du compteur intelligent ne sont pas en temps réel mais en différé de 24 heures.
Commentaires	▪ **Impact sur la qualité de l'onde** : aucun impact rapporté

Florida Power & Light	Projets de CAT et VAR complétés et planifiés
Les objectifs	L'entreprise souhaite mettre en place un projet intégrant le CAT et le VAR dans le cadre d'un programme général d'efficacité du réseau et d'une initiative SmartGrid qui prévoit le déploiement de compteurs AMI. L'objectif du projet de CAT et de VAR est de réduire la tension en vue de soulager le réseau lors des pointes de la demande. On cible un abaissement de la tension de 2,5 %.
Le projet	Depuis les années 70, le distributeur optimise la charge et la tension entre le poste et la ligne. On vise un système opéré manuellement qui permettra d'abaisser la tension de manière ciblée (un territoire précis, postes spécifiques) ou sur l'ensemble du territoire de la Floride. Les ajustements de la tension se font aux changeurs de prises des transformateurs au poste. Le distributeur a reçu une subvention pour ce projet dans le cadre du Federal Stimulus Program.
Les étapes complétées	Le CAT et le VAR est installé dans 1 comté, soit 120 postes raccordées à des lignes de 38 kV, 23 kV et 13 kV, d'une longueur moyenne de 3,2 km.
Les étapes planifiées (à venir)	2 projets de CAT et de VAR sont prévus pour évaluer l'impact avec différentes charges cibles dans 4 régions.
La technologie	**Le volet CAT** : ▪ SCADA (permet de recueillir la tension à la tête de la ligne et à d'autres points précis (interrupteurs, compteur) ▪ Logiciel compatible au SCADA **Le volet VAR** : ▪ Compteur AMI (mesure la tension au compteur) – À VENIR Note : Le distributeur opère un système de gestion centralisé AREVA.

Les résultats obtenus	▪ **Le facteur CVR** : information non fournie ▪ **La réduction de la tension** : réduction de 2,5 V à la plage de 123 à 117 V ▪ **La charge moyenne chez le client** : information non fournie ▪ **L'impact sur la consommation du client** : information non fournie ▪ **L'impact sur les pertes du réseau** : information non fournie
Les modes de calcul et de collecte des données	On recueille des données (volt, ampère, watt, VAR) au départ de la ligne du poste. Plus spécifiquement, voici les mesures prises par endroit : • À l'intérieur du poste (volt) ; • À la barre de régulateur de charges (volt, ampère, watt, angle de phase) ; • Sur la ligne (mesure de charge par télémétrie). Ces données sont recueillies à toutes les 10 secondes. Celles provenant du poste sont transmises par internet et celles mesurées à la ligne sont transmises par ondes radio (900 MHz). On utilise des prévisions de charges. Les chutes de tension sont calculées à l'aide d'algorithmes modélisant le flux du courant.
Commentaires	▪ **Impact sur la qualité de l'onde** : aucun impact rapporté

Georgia Power	Projet pilote et déploiement CAT complété, projet CAT et VAR planifié
Les objectifs	L'entreprise a motivé son projet par le besoin d'économiser de l'énergie, pour le distributeur et le client. Elle souhaitait réduire la tension de 2,5 %. Le distributeur vient de déposer une demande de 15 M USD dans le cadre du Federal Stimulus Program, représentant 50 % des coûts d'immobilisation de 30 M USD prévus pour un déploiement de contrôles CAT et VAR à l'ensemble des autres lignes où il est économiquement viable de le faire. Pour cette deuxième phase de déploiement qui devrait s'échelonner entre 2010-13, on s'attend à des économies supplémentaires de 250 MW, pour un total cumulé de 425 MW. Avec l'ajout de condensateurs, on s'attend aussi à générer des économies additionnelles de 50 MW lors des périodes de pointes de la consommation. On prévoit faire passer la tension au poste de 127 V à 123,5 V et on s'attend à obtenir 115 V chez le client. On croit que le VAR permettra de faire passer le facteur CVR de 0,8 à 0,99.
Le projet	Entre 1997-98, un projet pilote a été mené, suivi d'un premier déploiement qui s'est terminé en 1999-00[29]. Dans les deux cas, des secteurs urbains à densité élevé ont été visés. En voici le détail : **Projet pilote** : ▪ 2 postes et 6 lignes de 12 ou 25 kV (3 lignes par poste) **Déploiement partiel** ▪ 60 postes et 180 lignes de 12 ou 25 kV (3 lignes par poste) ▪ Environ 600 000 clients ▪ Investissement de 23 M USD
Les étapes complétées	**Le projet pilote et le déploiement** ont été réalisés suivant ces étapes : 1) Étude de faisabilité 2) Tests (projet pilot de 1997-98) 3) Étude d'ingénierie sur chaque ligne 4) Analyse coût bénéfices 5) Projet de déploiement

[29] L'analyse du projet a été complétée à l'aide du coût évité pour la production d'électricité, évalué à 88 USD le kW.

Les étapes planifiées (à venir)	Le deuxième projet de déploiement sera complété de 2010 à 2013 et prévoit l'ajout de 3500 condensateurs sur environ 900 lignes. (Des condensateurs de 600 kVAR seront installés sur les lignes de 12,5 kV et des condensateurs de 1200 kVAR le seront sur des lignes de 25 kVAR). **Le volet VAR** : un volet VAR est prévu. Les condensateurs seront réglés entre 121 à 123,5 V et les ajustements de la tension se feront dans un délai de 90 secondes.
La technologie	**Le volet CAT** : ▪ Pas de régulateur de tension en-ligne, tout est contrôlé au poste. (reconfiguration des paramètres de contrôle) ▪ SCADA Areva ▪ Oracle Operations Management System ▪ Batteries de condensateurs ▪ AMI Sensus **Le volet VAR** : ▪ Condensateurs (À VENIR) ▪ Régulateurs de tension en-ligne (À VENIR) Note : Le distributeur opère un système de gestion centralisé. On peut envoyer un signal à tous les postes mais le contrôle est opéré manuellement.
Les résultats obtenus	▪ **Le facteur CVR** : réduction de 0,8 de la charge pour chaque réduction de 1,0 volt ▪ **La réduction de la tension** : de 2,5 %. (175 MW sur l'ensemble des lignes, lorsque la tension est abaissée.) Puis, le profile de la tension a été écrêté à l'aide de condensateurs. On le règle à 120 V afin de ne pas rencontrer de problèmes chez le client et respecter l'exigence minimale de 114 V du régisseur. ▪ **La charge moyenne chez le client** : information non fournie ▪ **L'impact sur la consommation du client** : information non fournie ▪ **L'impact sur les pertes du réseau** : non mesuré
Les modes de calcul et de collecte des données	Les mesures (V, kW, kVAR) sont recueillies au poste à toutes les 20 secondes à l'aide du SCADA et retransmises à l'aide d'un « frame relay » au poste, par ondes cellulaires et par ondes radio possiblement à 930 MHz. La marge de sécurité de la tension a été réduite à l'aide du SCADA ou du changeur de prises sur le régulateur de tension sur la ligne.

Commentaires	▪ **Résultats** : en réduisant la chute de tension entre le poste et la ligne chez le client, le distributeur a réduit les pertes du réseau et a acquis une marge de manœuvre pour réduire la tension lors des périodes de pointes. Le projet CAT a généré suffisamment d'économies d'énergie au distributeur pour lui permettre de fermer quelques postes de production. ▪ **Impact sur la qualité de l'onde** : aucun problème de qualité de l'onde chez le client à l'exception d'un client commercial qui avait déjà un basse tension avant la mise en place du projet.

Hydro Ottawa	Projet pilote CAT complété
Les objectifs	Le projet s'inscrit dans la volonté du distributeur de se conformer aux demandes de l'Ontario Power Authority (le régisseur) dans la mise en place d'initiatives d'économie d'énergie et de programmes de gestion de la demande ciblant les clients et le réseau de distribution. À cette fin, Hydro Ottawa souhaitait démontrer quelles économies d'énergie peuvent être générées par la mise en place du système de contrôle de la tension AdaptiVolt.
Le projet	Entre le 1er juillet et le 8 octobre 2006, le distributeur a mené un projet pilote au poste électrique Centrepointe qui compte 2 lignes d'alimentation et 100 transformateurs[30]. Ce poste dessert un secteur urbain constitué à 70 % de clients résidentiels et à 30 % de clients commerciaux. L'exercice consistait à raccorder à ces lignes un régulateur de tension contrôlé par le logiciel AdaptiVolt dans le but d'abaisser la tension dans le respect de la norme minimale de 110 V
Les étapes complétées	**Le projet pilote CAT** a été réalisé selon les étapes suivantes : 1) appels d'offres 2) désignation des fournisseurs 3) atelier de démarrage 4) design et approvisionnement 5) installation 6) monitoring des résultats pendant 90 jours
Les étapes planifiées (à venir)	Aucune
La technologie	**CAT** ▪ Logiciel Adaptivolt de PCS Utilidata ▪ Capteurs de tension / SCADA
Les résultats obtenus	▪ **Le facteur CVR** : 1,59 (au premier poste) et 1,91 (au deuxième poste) ▪ **La réduction de la tension** : diminution de 2,0 V à 3,0 V, de 120 V à 117-118 V chez le client ▪ **La charge moyenne chez le client** : 2,5 kW (résidentiel), 1000 kVA (commercial) ▪ **L'impact sur la consommation du client** : information non précisée ▪ **L'impact sur les pertes du réseau** : information non fournie

[30] L'analyse du projet pilote a été complétée à l'aide de l'analyse coûts bénéfices et du niveau d'agencement opérationnel.

Les modes de calcul et de collecte des données	**CAT** Les transformateurs et les compteurs électriques sont équipés de capteurs de tension qui transmettent des données au SCADA. Contrôlé par AdaptiVolt via le système d'information géographique Tel Vent, le signal est transmis par ondes radio et traité à travers l'algorithme du logiciel qui transmet une commande au régulateur de tension.
Commentaires	▪ **Les résultats** : l'énergie conservée et la réduction de la charge observée par le projet pilote sont supérieures aux attentes du distributeur. L'impact sur les pertes du réseau n'a toutefois pas été mesuré. ▪ **Impact sur la qualité de l'onde** : aucun impact négatif pour le client. ▪ **Difficultés** : le logiciel n'a pas été facile à implanter. Le fournisseur a dû le reprogrammer afin de tenir compte des particularités du réseau. AdaptiVolt restreint la flexibilité opérationnelle car le fait d'assujettir la tension peut parfois compromettre la conformité de la tension au minimum requis chez le client.

Idaho Power	Projet pilote CAT et VAR (projets indépendants)
Les objectifs	Le projet pilote de 2005-07 visait à mettre de l'avant une initiative CAT dans le cadre d'un programme général d'efficacité du réseau afin de diminuer les pointes de la demande à l'été et de limiter l'achat d'électricité. Le projet devait être mené sans dépense en immobilisations. L'élargissement du projet pilote en 2009 visait à démontrer les économies engendrées afin de justifier de futurs investissements dans le CVR, incluant le re-dimensionnement des lignes de distribution. En 2009, on visait une réduction de 2 % de la demande au poste.
Le projet	Entre 2005 et 2007, un projet pilote CAT a été mené à un poste, 10 ou 11 lignes et 3 transformateurs 138 kV / 12,5 kV (30 à 44 MVAR). À l'été 2009, le projet pilote a été étendu à 9 postes et 9 autres transformateurs du même type. Le projet a nécessité 8 à 10 employés à plein temps pour le design et l'implantation et un autre pour la programmation (SCADA)[31]. Tout a été fait sans l'aide de ressources externes. Le projet a été mené en milieu urbain sur des postes où les chutes de tension sont faibles afin d'éviter de coûteuses mises à niveau d'équipements critiques. Ainsi, il a seulement été nécessaire de modifier la programmation des changeurs de prises[32] afin de réduire la chute de tension de 126 V à 120 V au poste et de 120 V à 114 V chez le client.
Les étapes complétées	**Le projet pilote CAT** a été réalisé suivant ces étapes : 1) étudier le profil de tension de chaque poste 2) calculer les réglages des changeurs de prises requis pour atteindre une tension égale ou supérieure à 114 V à l'extrémité de chaque ligne 3) apporter de nouveaux réglages sur les changeurs de prise existants (requiert 10-15 minutes par changeur de prise) 4) monitoring de la tension à l'aide du SCADA au poste 5) ajuster au besoin **Le volet VAR** : le distributeur utilise déjà le VAR et ce indépendamment du CAT. Les condensateurs sont déjà équipés de systèmes de contrôle.
Les étapes planifiées (à venir)	**Le déploiement du CAT (à venir)** : le distributeur souhaite étende le CVR à 30 à 35 postes additionnels et environ 40 transformateurs (138 kV / 12,5 kV et quelques 69 kV / 12,5 kV).

[31] L'analyse du projet a été complétée sur la base de la valeur présente nette et d'un délai de récupération de l'investissement de 3 ans ou moins. L'analyse coûts bénéfices pourrait être ajoutée mais n'a pas été considéré jusqu'ici.

[32] LTC

La technologie	**Le volet CAT** : ▪ Pas de régulateur de tension en-ligne, seulement de nouveaux réglages ▪ Capteurs de tension ▪ SCADA **Le volet VAR :** ▪ Logiciel SYNERGY (GL Company) ▪ Contrôles de condensateurs (développés à l'interne) Note : Ce distributeur exploite un système de gestion de la distribution où la gestion est centralisée où le monitoring de la tension ne l'est pas. Le CAT et le VAR s'intègrent au système d'information géographique et au SmartGrid.
Les résultats obtenus	▪ **Le facteur CVR** : information non fournie ▪ **La réduction de la tension** : de 2,0 % à 3,5 %, la réduction de la marge de sécurité se fait par un monitoring de la tension et l'ajustement des réglages du changeur de prises. Le CAT a permit d'abaisser la tension dans la plage inférieure, soit entre 120-114 V. ▪ **La charge moyenne chez le client** : celle-ci se situe à environ 4 kW pour les clients résidentiels ▪ **L'impact sur la consommation du client** : diminution de 1 % à 2 % de la consommation (kW). Le projet pilote initial de 2005-07 avait démontré la possibilité d'une réduction de la consommation de 2 % à 4%, mais le projet pilote élargi de 2009 a connu une réduction inférieure, de 1 % à 1,5 % sur 9 lignes sur une charge de 150 MW[33] ▪ **L'impact sur les pertes du réseau** : non mesuré

[33] Dans le cadre du déploiement à venir de 30 à 35 postes et environ 40 transformateurs dans des secteurs urbains et banlieues, on s'attend à des économies de 8-10 MW.

Les modes de calcul et de collecte des données	**Volet CAT :** les données sur la tension (V, kW, kVAR) au poste ont été recueillies à toutes les deux secondes à l'aide du SCADA. Dans le cadre du projet pilote initial (2005-07), deux transformateurs ont vu leurs ajustements modifiés à l'aide du changeur de prises. Quant au troisième transformateur, on a installé un capteur de tension en bout de ligne et les données recueillies étaient transmises via communications radio et les paramètres du changeur de prises étaient ajustés en temps réel en fonction des données. On a mesuré 117 V. Les données des capteurs de tension sont relayées par ondes cellulaires et surveillées à l'aide du système Synergy. Celles du SCADA sont transmises par micro-ondes et fibres optiques. **Volet VAR :** on surveille les charges réactives au transformateur. Les mesures se font en temps réel aux transformateurs du poste. La tension est la variable contrôlée. On ajuste le condensateur du système de distribution pour atteindre le flux réactif désiré. On utilise des prévisions de la période de pointe et de croissance de la charge. Les chutes de tension sont mesurées chez le client, lorsque celles-ci tendent à se situer près de la limite inférieure permise.
Commentaires	▪ **Les résultats** : l'expansion future du CVR ne dépend pas du Federal Stimulus Program. Il génère en soi suffisamment d'économies d'énergie pour justifier l'investissement. ▪ **Impact sur la qualité de l'onde** : quelques cas isolés de clients où la tension était basse ont été observés, des ajustements ont été apportés et tout est rentré dans l'ordre.

Pacific Gas & Electric	Projet CAT complété, projet CAT et VAR planifié
Les objectifs	L'entreprise s'est intéressée au CVR à partir des années 70. Toutefois, les objectifs ayant guidé l'implantation n'ont pu être précisés. Dans le cadre du Federal Stimulus Program, le distributeur souhaite remettre à neuf 10 lignes en vue de réduire de 5 % les pertes à l'aide du CAT et du VAR. Ce projet s'inscrit dans le cadre d'un programme de déploiement de compteurs intelligent. On s'attend à une réduction de 2 % de la consommation en raison du VAR.
Le projet	Le CVR a été implanté dans les années 70 alors que ce type d'initiative était en vogue pour la première fois. Il a été maintenu jusqu'à la fin des années 80 et au début des années 90, alors que le Public Utility Commission (le régisseur) obligeait les distributeurs d'électricité à mettre en place des initiatives de contrôle de la tension et autorisait les investissements en capital à cet effet. Au cours des années 90, il y a eu un revirement de situation. Le régisseur a abandonné l'obligation de poursuivre ce type d'initiative.
Les étapes complétées	**L'implantation du CAT** : la mise en œuvre dans les années 70 s'est fait sur une base graduelle et constante sur l'ensemble du réseau[34]. Pour maintenir une marge de sécurité de la tension, là où les baisses étaient plus problématiques, on a augmenté le calibre des conducteurs (de 4 kV à 21 kV) pour réduire les chutes de tension. **Abandon du CAT** : le projet de CAT mis en place dans les années 70 a été abandonné dans les années 90. Dépôt d'une demande dans le cadre du Federal Stimulus Program.
Les étapes planifiées (à venir)	Projet pilote CAT et VAR

[34] Le régisseur règlemente le profit de Pacific Gas & Electric et le type d'actifs où le distributeur peut investir. Le distributeur doit s'aligner sur un taux de rendement des actifs de distribution de 11,35 %. Le processus décisionnel est donc guidé par les exigences du régisseur et par le besoin de maintenir un approvisionnement sans problème en électricité aux clients.

La technologie	**Le volet CAT** : ▪ Condensateurs ▪ Régulateurs de tension en-ligne **Le volet VAR (à venir)** : ▪ Capteurs de tension et de courant ▪ Redresseur à semi-conducteurs thyristor ▪ Logiciel de communication : Silverspring Network Smartgrid Solutions
Les résultats obtenus	▪ **Le facteur CVR** : information non fournie ▪ **La réduction de la tension** : information non fournie ▪ **La charge moyenne chez le client** : information non fournie ▪ **L'impact sur la consommation du client** : information non fournie ▪ **L'impact sur les pertes du réseau** : information non fournie
Les modes de calcul et de collecte des données	Il n'a pas été possible d'obtenir des précisions sur les modes de calculs et de collecte de données en vigueur dans les années 70. Le personnel ayant travaillé sur le projet est aujourd'hui à la retraite. Concernant le projet CAT et VAR à venir, les lectures se feront en temps réel chez le client à partir de compteurs intelligents. Les données recueillies serviront à contrôler l'action des condensateurs, soit le redressement du courant et l'équilibrage des charges résistives.
Commentaires	▪ **Les résultats** : le projet de CAT mis en place dans les années 70 a été abandonné dans les années 90 lorsque le régisseur a abandonné l'obligation de poursuivre ce type d'initiative. Le distributeur estimait alors perdre trop de revenus.

Pacificorp (Rocky Mountain Power)	Déploiement partiel du CAT et du VAR
Les objectifs	Le projet mis en place visait à balancer les charges sur une ligne alimentant un client industriel du secteur minier en vue de satisfaire ses pointes de la demande et ses besoins énergétiques avec les lignes actuelles.
Le projet	L'appel de puissance de ce client situé à plus de 100 km du poste, pouvait passer d'une charge de 0 à 120 MW en moins d'une heure. Le distributeur était à risque de ne pouvoir rencontrer ses engagements contractuels envers ce client. Il cherchait une alternative à la construction d'une nouvelle ligne électrique et aux importantes pénalités financières auxquelles il s'exposait en cas de non livraison[35]. Le contrôle de la tension au poste est effectué par des compensateurs VAR dynamiques dont les fonctions sont programmées selon l'objectif de la tension visée. Sur une période constante de 2 ½ ans, entre 2004-05 et 2007-08, 3 postes en milieu rural desservant des industries lourdes ont ainsi été dotés d'équipements CAT et VAR : ▪ 1 poste majeur – 345 kV / 138 kV ▪ 2 postes majeurs – 138 kV / 46 kV desservant 12-15 postes secondaires de 46 kV chacun doté d'un transformateur
Les étapes complétées	**Le déploiement (volets CAT et VAR)** le projet a été réalisé suivant les étapes suivantes : 1) vendre le projet à la haute direction 2) choisir la localisation 3) planification (des charges à balancer, design des contrôles de charges positives et réactives, appels d'offres, attribution du contrat) 4) installation et essais des équipements 5) monitoring des équipements.
Les étapes planifiées (à venir)	Aucune

[35] La faisabilité du projet a été réalisée sous contrainte d'un coût inférieur à la construction d'une nouvelle ligne d'alimentation et des pénalités exigibles en cas de défaut de livraison.

La technologie	**Le volet CAT** : ▪ Condensateurs électromécaniques (batteries de condensateurs de 5 MVAR à 26,4 MVAR) ▪ Transformateurs (2-3 phases, 138 kV /13,2 kV, capacité de 12/16/20 MVA) ▪ SCADA **Le volet VAR** : ▪ Compensation statique VAR (batteries de 3-10 MVAR, 4.2.5 MVAR par batterie) ▪ Logiciel Power Flow Dynamic Analysis PSSE Note : Ce distributeur exploite un système de gestion centralisée de la distribution.
Les résultats obtenus	▪ **Le facteur CVR** : information non fournie ▪ **La réduction de la tension** : information non fournie ▪ **La charge moyenne chez le client** : depuis la mise en place du projet, la charge du client n'a jamais excédée 105 MW (par rapport à 120 MW auparavant), soit une réduction de 12,5 %. ▪ **L'impact sur la consommation du client** : information non fournie ▪ **L'impact sur les pertes du réseau** : information non fournie
Les modes de calcul et de collecte des données	Les données utilisées sont recueillies par le SCADA à toutes les minutes et transmises par micro-ondes. Les baisses de la tension sont analysées à l'aide du logiciel Power Flow Dynamic Analysis PSSE. Des prévisions de charges sont aussi utilisées.
Commentaires	▪ **Les résultats** : le client demeure sous surveillance mais jusqu'ici les résultats ont été concluants. ▪ **Impact sur la qualité de l'onde** : on constate quelques problèmes d'harmoniques en voie d'être résolus.

Puget Sound Energy	Projet pilote CAT réalisé, un déploiement du CAT est envisagé
Les objectifs	Le distributeur a mené une étude interne en 1983 sur le potentiel d'économies d'énergies découlant de l'abaissement de la tension au poste. L'étude avait alors conclue que chaque réduction de 1,0 V se traduit par un abaissement de 0,6 % de la charge, soit 43 673 MWh par année pour l'ensemble du réseau. La participation de Puget Sound Energy au Distribution Efficiency Initiative du NEEA visait donc à comparer la théorie et la pratique.
Le projet	Entre 2006 et 2007, le distributeur a mis de l'avant un projet pilote CVR qui s'est terminé un an plus tard. Le projet a touché environ 2000 clients résidentiels, parmi lesquels 50 % étaient situés en banlieue et l'autre 50 % en milieu rural[36]. Les clients résidentiels ont été privilégiés car on estime que l'abaissement de la tension y est plus facile à réaliser en raison des profils de charges. Le secteur commercial a été exclu car les charges résistives sont déjà balancées et on ne s'attendait pas à y faire des gains. De même, le distributeur précise que cette clientèle est moins tolérante aux variations de la tension.
Les étapes complétées	Le projet pilote a été complété dans le cadre du Distribution Efficiency Initiative.
Les étapes planifiées (à venir)	On étudie en ce moment la possibilité d'étendre le CVR à l'ensemble du réseau en vue d'en accroître l'efficacité énergétique et générer davantage d'économies d'énergie.

[36] Le projet pilote a été évalué sur la base d'une analyse coûts bénéfices et sur la base du coût évité (l'énergie sauvée aurait dû autrement être achetée pour satisfaire la demande).

La technologie	**CAT** : ▪ Condensateurs ▪ Régulateurs de tension en-ligne ▪ Capteurs de tension Note : Le distributeur utilise le système de gestion de la distribution AREVA, un système décentralisé au poste. En complément, le Synergy planning model est aussi utilisé.
Les résultats obtenus	▪ **Le facteur CVR** : information non fournie ▪ **La réduction de la tension** : information non fournie ▪ **La charge moyenne chez le client** : information non fournie ▪ **L'impact sur la consommation du client** : diminution de 2,87 %[37] ▪ **L'impact sur les pertes du réseau** : information non fournie
Les modes de calcul et de collecte des données	Les mesures sont recueillies des compteurs des clients et des capteurs de tension de bout de ligne.
Commentaires	▪ **Impact sur la qualité de l'onde** : aucun impact rapporté

[37] R.W. Beck, Distribution Efficiency Initiative – Northwest Energy Efficiency Alliance, décembre 2007.

Snohomish County PUD	Projets pilotes et déploiement CAT et VAR
Les objectifs	Le projet de CAT et de VAR s'inscrit dans le cadre d'un programme général d'efficacité du réseau. On souhaitait passer de 126 V à 120 V au poste et à 114 V chez le client. Une étude interne menée en 1987 avait montrée qu'en moyenne une réduction de 3 % de la tension devrait permettre de réduire la charge de 1,5 %.
Le projet	**Volet CAT :** Depuis le début des années 80, le distributeur s'est intéressé aux initiatives d'efficacité de la distribution et a mené plusieurs études sur l'effet d'une augmentation ou d'une diminution de la tension. Un premier projet pilote du CAT a été réalisé entre 1988-92 sur 3 postes et 12 lignes desservant 15 000 clients. Puis, l'implantation du CAT aux 300 000 autres clients s'est fait en deux phases, entre 1992-96, puis entre 2001-05[38]. À chacune de ces phases, on a étendu le CAT à 35 lignes additionnelles. Entre 1996 et 2001, un logiciel d'analyse économique a été développé à l'interne afin d'estimer les économies avec plus de précision. **Volet VAR :** On utilise le VAR, mais en différée.
Les étapes complétées	Projet pilotes CAT et VAR Déploiement CAT et VAR
Les étapes planifiées (à venir)	Aucune
La technologie	**Le volet CAT** : ▪ Logiciel ▪ Capteurs de tension **Le volet VAR** : ▪ Batteries de condensateurs de 600 et de 1200 kVAR (unités standard de GE) (Elles sont installées en vu de maintenir le flux du VAR à 0 +/- 200 kVAR par ligne, en tout temps de l'année). ▪ Changeurs de prises sur les plus gros postes en milieu rural afin de réguler les transformateurs CAT à tous les postes secondaires.

[38] L'analyse du projet a été complétée sur la base de la valeur présente nette des revenus annuels et du coût évité lié à l'ajout de capacité additionnelle.

Les résultats obtenus	▪ **Le facteur CVR** : on a obtenu 0,65, 0,72 et 0,69 sur les trois lignes du projet pilote de 1988-92. ▪ **La réduction de la tension** : on a abaissé de 6 V la tension au poste (126 V à 120 V), ce qui représente une baisse de 2 - 3 % à 120 V chez le client. ▪ **La charge moyenne chez le client** : celle-ci est 4 kW en période de pointe (6,5 MW par ligne, 1600 MW pour l'ensemble des clients[39]). ▪ **L'impact sur la consommation du client** : diminution de 2 % à 4 % pour le client (Ceci est toutefois discutable puisque le profil de charge n'est pas corrigé pour les effets parasitaires avant et après la réduction de la charge). ▪ **L'impact sur les pertes du réseau** : les pertes sont de l'ordre de 100 kWh pour les lignes plus courtes.
Les modes de calcul et de collecte des données	Les données sur la consommation obtenues du système d'information géographique et celles obtenues à l'aide de capteurs de tension chez le client et à la batterie de transformateurs du poste sont recueillies et analysées. Les mesures ne sont toutefois pas recueillies en temps réel et on n'utilise pas de prévisions des charges.
Commentaires	▪ **Les résultats** : le VAR est utilisé en abaissant la tension d'au plus 4 %, entre le client et la ligne à l'entrée du poste. Entre les transformateurs primaires et secondaires, on vise une baisse de la tension de 3,3 %. On optimise le VAR seulement lorsque la chute de la tension est contrôlée, soit lorsque le facteur CVR s'améliore de l'ordre de 0,01 à 0,02. L'abaissement de la tension procure la moitié des résultats et le remplacement de conducteurs par du plus gros gabarit (substituer le calibre 397 par du 795) et le remplacement de lignes par pour en augmenter la tension (substituer le 12,4 kV par le 21,6 kV) procure l'autre moitié des gains. ▪ **Le coût** : lors du premier projet pilote, le distributeur évaluait le coût de l'économie d'énergie à l'aide du CVR à 0,008 USD / kWh[40]. ▪ **Impact sur la qualité de l'onde** : aucun impact mentionné

[39] Comprenant 80 % de clients résidentiels.

[40] R.H. Fletcher, P.E., « Conservation Voltage Reduction (CVR) at Snohomish County PUD », Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 3, Août 1991.

Southern California Edison	Projet pilote de CAT et de VAR terminé, projet pilote de CAT et VAR à venir
Les objectifs	Le projet de CAT et VAR s'inscrit dans le cadre d'un programme général d'efficacité du réseau, d'une initiative SmartGrid et d'une exigence du régisseur de générer des économies d'énergie à l'aide d'une initiative CVR (en vue de réduire la consommation et l'empreinte de carbone liée au réchauffement climatique). Dans le cadre du projet pilote mené dans les années 90, on souhaitait maintenir la tension chez le client dans plage inférieure des normes ANSI, soit entre 120 V et 114 V.
Le projet	Un premier projet pilote du CAT[41] et du VAR a démarré dans les années 90 et s'est terminé 4 ans plus tard. Il visait l'automatisation des contrôles du VAR de 10 lignes (5 postes sur 2 lignes). Le projet a été terminé en 1995. Dans le contexte des programmes de gestion de la demande, des compteurs intelligents et du système de gestion de la distribution, il y a toutefois un intérêt renouvelé à y intégrer le CVR. La phase de planification du système de gestion de la distribution amorcée en 2009 doit se terminer en 2011. En complément, un projet de démonstration du SmartGrid est envisagé à Irvine et comporte un volet CVR. Une demande à cet effet a été déposée dans le cadre du Economic Stimulus Program[42]. On souhaite tester un poste rattaché à deux lignes en boucle (et non en radial comme pour le projet pilote des années 90). On compte installer un contrôle intégré de CAT et de VAR au poste afin d'observer les résultats.

[41] Il s'agit en fait d'une version plus ancienne du CVR alors nommé DCAP (Distribution Capacitor Automation Program).

[42] Le régisseur autorise des investissements en capital sur la base d'un taux de rendement interne de 9 % à 10 %. Le distributeur ne sais pas toutefois si ce programme devra être comptabilisé comme une subvention ou un revenu.

Les étapes complétées	**Les projets pilotes CAT** : ▪ Modéliser les lignes ; ▪ Mener des tests sur les lignes afin de déterminer les économies d'énergie en proportion de la réduction de la tension ; ▪ Mettre à contribution des algorithmes élaborés dans l'analyse de la charge et télécharger les réglages aux régulateurs de charges ; ▪ Permettre l'intégration de données terrain pour réagir en temps réel. **Le volet VAR** (on a procédé comme suit) : ▪ Itération jusqu'à ce que le meilleur résultat ait été obtenu (contrainte d'un facteur de puissance de 1,0 au poste) ; ▪ Mise en route sur une période de 2 mois ; ▪ Enregistrement des données ; ▪ Démontrer qu'il est possible de sauver 1 % d'énergie pour chaque réduction de 1,0 V ; ▪ Arrêt du projet en 1995.
Les étapes planifiées (à venir)	
La technologie	**Le volet CAT** : ▪ Condensateurs sur chaque ligne ▪ Régulateur de tension en-ligne **Le volet VAR** : ▪ Condensateurs RCC
Les résultats obtenus	▪ **Le facteur CVR** : information non fournie ▪ **La réduction de la tension** : information non fournie ▪ **La charge moyenne chez le client** : information non fournie ▪ **L'impact sur la consommation du client** : information non fournie ▪ **L'impact sur les pertes du réseau** : information non fournie
Les modes de calcul et de collecte des données	Information non fournie
Commentaires	▪ **Impact sur la qualité de l'onde** : information non fournie

6- Constats et apprentissages des projets de CAT et de VAR réalisés et à l'étude

6.1- Retombées des projets

En guise de récapitulatif, les tableaux 6 et 7 résument les données relatives aux retombées des projets de CAT et des projets de CAT et de VAR.

Tableau 6- Comparaison des retombées des projets CAT

Projets CAT	Le facteur CVR	La réduction De la tension (chez le client)	La charge moyenne chez le client	L'impact sur la consommation du client	L'impact sur les pertes du réseau
Avista Corp.	0,5 - 1,5	2,0 - 2,5 V, à 117,5 - 118 V. (en moyenne) (soit **1,5 % - 2,1 %)**	Environ 4 kW	Diminution de 0,6 % par baisse de 1,0 V	n.d.
BC Hydro	0,5 - 1,5	1,0 - 1,5 V, 116 - 114,5 V. (soit **0,8 % - 1,3 %**)	n.d.	Diminution de 1 % par baisse de 1,0 V	n.d.
Bonneville Power Administration	0,7 - 2,5	**2 % - 3 %** à 117 V	n.d.	n.d.	n.d.
Center Point Energy	n.d.	7,0 - 12,0 V à 116 V (soit **6 % à 10,3 %**)	n.d.	n.d.	n.d.
Duke Energy	n.d.	**1,89 %** à 117 V	6 kW en période de pointe	n.d.	n.d.
Georgia Power	0,8	**2,5 %** à 120 - 114 V	n.d.	n.d.	n.d.
Hydro Ottawa	1,59 - 1,91	2,0 - 3,0 V à 117-118 V (soit **1,7 % - 2,5%**)	2,5 MW (résidentiel), 1000 kVA (commercial)	n.d.	n.d.
Idaho Power	n.d.	**2,0 % à 3,5 %** à 126-120 V	environ 4 kW (clients résidentiels)	Diminution de 1 % à 2 %	Non mesuré
Pacific Gas & Electric	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Puget Sound Energy	n.d.	n.d.	n.d.	Diminution de 2,87 %	n.d.

n.d. : non disponible

Tableau 7- Comparaison des retombées des projets de CAT et de VAR

Projets de CAT et de VAR	**Le facteur CVR**	**La réduction de la tension (chez le client)**	**La charge moyenne chez le client**	**L'impact sur la consommation du client**	**L'impact sur les pertes du réseau**
Florida Power & Light	n.d.	Réduction de 2,5 V à 123 – 117 V (soit **2,0 % à 2,1 %**)	n.d.	n.d.	n.d.
Pacificorp (Rocky Mountain Power)	n.d.	n.d.	105 MW (par rapport à 120 MW auparavant)	n.d.	n.d.
Snohomish County PUD	0,65 - 0,72	Réduction de 2,0 % à 3,0 % à 120 V	4 kW en période de pointe	Diminution de 2 % - 4 %	Pertes de l'ordre de 100 kWh (lignes plus courtes)
Southern California Edison	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

n.d. : non disponible

Le facteur CVR

Un facteur CVR a été recueilli auprès d'environ la moitié des distributeurs interrogés. On constate un écart important, entre 0,5 et 2,5, recueilli auprès.

La réduction de la tension chez le client

Pour la très grande majorité des distributeurs, la réduction de la tension obtenue avec le volet CAT se situe à l'intérieur de l'intervalle de 0,8 - 2,5 %, ce qui se compare avec les résultats du Distribution Efficiency Initiative de 1,0 – 3,0 %. Quelques distributeurs en mesure de fournir les résultats obtenus avec des projets de CAT et de VAR rapportent plutôt des réductions de la tension de 2,0 % à 3,0 %.

L'impact sur la consommation chez le client

L'étude du NEEA a montré que 80 % de l'économie d'énergie se situe du côté du client, soit entre 0,8 - 2,4 % de réduction de la consommation. La moitié des distributeurs ayant mis de l'avant un projet CAT ont pu confirmer l'impact pour le client. Les résultats sont relativement semblables à ceux de l'étude du NEEA, soit entre 0,6 - 2,87 %. Un seul distributeur, Snohomish County PUD a pu fournir un comparatif pour un projet de CAT et de VAR. Dans ce cas, la réduction de la consommation mesurée chez le client se situait entre 2,0 - 4,0 %.

6.2- L'impact sur la qualité de l'onde

Le balisage a montré que de façon générale les projets de volet CAT et de CAT et de VAR mis de l'avant ne se sont pas traduits par des problèmes de qualité de l'onde pour le client. Un nombre restreint de distributeurs a cependant noté seulement quelques cas isolés où des problèmes se sont présentés.

Les problèmes associés à la qualité de l'onde, se résument aux suivants : harmoniques dues à l'abaissement de la tension avec les condensateurs, des charges transitoires aux interrupteurs, des clients qui avaient une basse tension avant le projet de volet CAT / de CAT et de VAR. Les problèmes rapportés sont mineurs et tous ont été réglés sans difficultés ou étaient en voie de l'être.

Au plan de la qualité de la livraison, ces constats suggèrent que parmi les distributeurs ayant connu des problèmes de qualité de l'onde, ces problèmes sont marginaux et peu courants; la stratégie retenue est donc d'attendre que le client soulève le problème avant d'intervenir pour le résoudre.

6.3- Comparatif des technologies utilisées

Les tableaux 6 à 8 ci-après offrent un comparatif des technologies de mesurage, de télécommunication et de traitement informatique utilisés.

Tableau 6- Comparatif des technologies utilisées dans les projets CAT

Projets CAT	Niveau de déploiement	Technologies de mesurage	Technologies de télécommunications	Technologies DMS ou équivalent	Contrôle
Avista Corp.	Projet pilote CAT Projet VAR planifié	Interrupteurs électromécaniques Condensateurs Régulateurs de tension en-ligne	Transmission par ondes de téléphone cellulaire (LAN 802.11) et par fréquence radio	Logiciel AdaptiVolt de PCS Utilidata (intégré au SCADA)	Décentralisé
BC Hydro	Projet pilote CAT en cours Projet CAT et VAR envisagé	SEL-3515 Digital Relays	AREVA EMS (système de télémétrie) Transmission par fibres optiques, micro-ondes et lignes téléphoniques	Logiciel VVO MS Windows Processor Interface	Centralisé
Bonneville Power Administration	Projet pilote CAT Projet VAR planifié	Régulateurs de tension en-ligne	Transmission par ondes radio	Logiciel AdaptiVolt de PCS Utilidata	Décentralisé
Center Point Energy	Déploiement du CAT terminé	Régulateurs de tension sur les lignes		Siemens Control System (depuis 1977)	n.d.
Duke Energy	Projet pilote CAT en cours Projet pilot VAR planifié	Utilisation des condensateurs existants Utilisation des régulateurs de tension existants Compteur AMI (données en différé de 24 heures)		Évaluation du marché des DMS en cours	n.d.

n.d. : non disponible

Projets CAT	Niveau de déploiement	Technologies de mesurage	Technologies de télécommunications	Technologies DMS ou équivalent	Contrôle
Georgia Power	Projets pilotes et déploiement de CAT Projet de CAT et de VAR planifié	Pas de régulateurs de tension en-ligne, tout est contrôlé au poste Condensateurs (À VENIR) Régulateurs de tension en-ligne (À VENIR) Batteries de condensateurs AMI Sensus	Transmission par ondes radio et par ondes cellulaires (possiblement 930 MHz)	Areva Oracle Operations Management System	Centralisé
Hydro Ottawa	Projet pilote CAT complété	Capteurs de tension	Transmission par ondes radio Système d'information géographique Tel Vent	Logiciel Adaptivolt de PCS Utilidata	n.d.
Idaho Power	Projet pilote CAT Projet pilote VAR (Projets indépendants)	Contrôles de condensateurs (développés à l'interne) Capteurs de tension Pas de régulateurs de tension en-ligne	Transmission par ondes radio, par ondes cellulaires, par micro-ondes et par fibres optiques	Logiciel SYNERGY de GL Company	Gestion centralisée Contrôle tension décentralisé
Pacific Gas & Electric	Projet CAT complété Projet CAT et VAR planifié	Condensateurs Régulateurs de tension en-ligne Capteurs de tension et du courant (À VENIR) Redresseur à semi-conducteurs thyristor (À VENIR)	n.d.	Silverspring Network Smartgrid Solutions (À VENIR)	n.d.
Puget Sound Energy	Projet pilote CAT complété Déploiement CAT envisagé	Condensateurs Régulateurs de tension en-ligne Capteurs de bout de ligne Compteurs des clients	n.d.	Areva écentralisé au poste Synergy planning model	Décentralisé

n.d. : non disponible

Tableau 7- Comparatif des technologies utilisées dans les projets CATVAR

Projets de CAT et de VAR	**Niveau de déploiement**	**Technologies de mesurage**	**Technologies de télécommunications**	**Technologies DMS ou équivalent**	**Contrôle**
Florida Power & Light	Projets CAT et VAR complétés Projet CAT et VAR planifié	SCADA Compteur AMI (À VENIR)	Transmission par ondes radio (900 MHz)	Areva	Centralisé
Pacificorp (Rocky Mountain Power)	Déploiement partiel du CAT et du VAR	Condensateurs électromécaniques Transformateurs Compensation statique VAR SCADA	Transmission par micro-ondes	PSSE Power Flow Dynamic Analysis	Centralisé
Snohomish County PUD	Projet pilote et déploiement de CAT et de VAR	Batteries de condensateurs Changeurs de prises Capteur de tension	n.d.	n.d.	
Southern California Edison	Projet pilote de CAT et VAR terminé Projet pilote de CAT et de VAR planifié	n.d.	n.d.	n.d.	

n.d. : non disponible

L'information aux tableaux 6 et 7 confirme des choix assez semblables au niveau des technologies de mesurage utilisés (condensateurs, régulateurs de tension en-ligne, capteurs de tension, compteurs AMI (à venir)). Les choix de technologies de télécommunication sont aussi relativement comparables. Plusieurs privilégient une combinaison de transmission par ondes radio, par ondes cellulaires et par fibres optiques.

On relève différents choix technologiques de DMS (ou des équivalents) :

- AdaptiVolt de PCS Utilidata
- VVO Processor Interface
- Siemens Control System
- Areva
- Oracle Operations Management System
- Synergy planning model de GL Company
- Silverspring Network SmartGrid Solutions

7- Conclusions

Parmi les 14 distributeurs d'électricité interrogés, tous ont exploré le volet CAT et un nombre restreint a déjà expérimenté le volet VAR (Pacificorp, Snohomish County PUD, Florida Power & Light) et 4 des projets de CAT et de VAR (incluant 2 projets visant à réduire la pointe de la demande et 2 projets d'économie d'énergie). Au cours des prochaines années, 4 envisagent un projet pilote de VAR et 5 un projet de CAT et de VAR.

Parmi les données recueillies, il y a peu d'information disponible sur les retombées des étapes à venir. Parmi les étapes déjà complétées, on constate un écart important du facteur CVR (entre 0,5 et 2,5). De même, la réduction de la tension chez le client avec le CAT se situe entre 0,8 – 2,5 % (ce qui est comparable aux résultats du Distribution Efficiency Initiative du NEEA, entre 1,0 – 3,0 %). Comparativement, avec le CAT et le VAR, on obtient un facteur CVR qui se situe entre 2,0 - 3,0 %.

La moitié des distributeurs ayant mis de l'avant un projet CAT a pu confirmer l'impact pour le client, soit une réduction de l'énergie consommée entre 0,6 - 2,87 %. Ceci se compare aux résultats de l'étude du NEEA qui a montré qu'environ 80 % de l'économie d'énergie se situe du côté du client, soit 0,8 - 2,4 % de l'énergie consommée. Un seul distributeur, Snohomish County PUD a pu fournir un comparatif pour un projet de CAT et de VAR. Dans ce cas, la réduction de la consommation mesurée chez le client se situait entre 2,0 - 4,0 %. Le balisage a montré de façon générale l'absence de problèmes de qualité de l'onde pour le client.

Le balisage confirme également une certaine constance des choix de technologies de mesurage (régulateurs de tension en-ligne, capteurs de tension, compteurs AMI (à venir)). Les choix de technologies de télécommunication sont aussi relativement comparables. Plusieurs privilégient une combinaison de transmission par ondes radio, par ondes cellulaires et par fibres optiques.

De l'avis des experts interrogés, plusieurs facteurs vont accélérer le développement du CAT et du VAR. On peut les résumer ainsi : 1) la disponibilité d'études sur les retombées du CAT et du VAR, 2) l'aide financière gouvernementale du Federal Stimulus Program aux États-Unis, 3) les compteurs intelligents qui permettent la mesure de la tension en temps réel chez le client procurent un gain supplémentaire de 20 %[43] lié à l'optimisation de la tension à la sortie du poste en fonction de ces mesures, 4) le coût à la hausse de l'énergie, 5) la menace d'une taxe du carbone, 6) les régisseurs poussent les distributeurs vers le SmartGrid et 7) l'efficacité énergétique de la distribution est devenue une priorité de la haute direction. Le projet CATVAR envisagé par Hydro-Québec s'inscrit donc dans une tendance bien amorcée ailleurs en Amérique du Nord et on doit s'attendre à une importante mouvance en faveur de projets comparables au cours des prochaines années.

[43] Source : K.C. Fagen de la firme R.W. Beck, décembre 2009.

Annexe 1 – Liste des personnes interrogées

Organisation	Contact	Titre	Ville/État
Experts			
Electric Power Research Institute	Karen Forsten		Palo Alto, CA
RMH Consulting	Bob Helm	Consultant	
RW Beck	KC Fagen	Senior Project Manager	Seattle, WA
Utility Consulting International	Nokhum Markushevvich	Vice President & Principal Consultant	San Jose, CA
Utility Planning Solutions	Robert Fletcher	Consultant*	Snohomish, WA
Distributeurs d'électricité			
Avista Corp.	Greg Smith	Chief Electrical Engineer	Spokane, WA
BC Hydro	Ron Nielson	Senior Engineer, Communication & Eng. - T&D Group	North-West Vancouver, BC
Bonneville Power Administration	Nelly Leap	Electric Engineer, Energy Efficiency	Portland, OR
Center Point Energy	Rand Westbrooke	Director, Real-Time Operations Center	Houston, TX
Duke Energy	Ron Belvin	Director, Distribution Planning for the Carolinas	Charlotte, NC
Florida Light & Power	Ray Falcon	General Manager, T&D Substations Development	Miami, FL
Georgia Power	Van Holsomback	Manager Reliability & Automation	Atlanta, GA
Hydro Ottawa	Brian Fernshaw	Director, Asset Management	Ottawa, ON
Idaho Power	Bryan Hobson	Principal Planning Engineer	Jereome, ID
Pacific Gas & Electric	Kevin Dasso Sr.	Director, Strategy & Regulation	San Francisco, CA
Pacificorp (Rocky Mountain Power)	Mark Adams	Manager of System Planning	Salt Lake City, UT
Puget Sound Energy	Jennifer Tada	Director of System Planning	Puget Sound, WA
Snohomish County Public Utility District	Chris Heimgartner	COO	Snohomish, WA
Southern California Edison	Russ Neal	Strategic Planning Manager, Advanced Studies	Snohomish, WA

* Auparavant il était le responsible du projet de CVR chez Snohomish County PUD

Annexe 2 – Guides d’entrevue