

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

SIMULATIONS DE SÉRIES TEMPORELLES DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES :
APPLICATIONS AU STOCKAGE THERMIQUE POUR L'ÉQUILIBRAGE DE LA
PRODUCTION ÉOLIENNE

MARC ANDRÉ MOFFET
DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLOME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE ÉLECTRIQUE)
DÉCEMBRE 2011

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

SIMULATIONS DE SÉRIES TEMPORELLES DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES :
APPLICATIONS AU STOCKAGE THERMIQUE POUR L'ÉQUILIBRAGE DE LA
PRODUCTION ÉOLIENNE

présenté par : MOFFET, Marc André

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès Sciences Appliquées

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. APRIL, Georges-Émile, M.Sc., président.

M. SIROIS, Frédéric, Ph.D., membre et directeur de recherche.

M. JOÓS, Géza, Ph.D., membre et codirecteur de recherche.

M. MOREAU, Alain, M.Sc.A., membre.

REMERCIEMENTS

J'aimerais remercier mon directeur de recherche, le professeur Sirois, pour son appui tout au long de ce travail et pour le temps qu'il a consacré à relire et commenter mon travail. Je remercie aussi mon co-directeur, le professeur Joós pour ses commentaires et pour m'avoir permis de travailler dans les locaux de McGill. Merci aussi à Alain Moreau pour m'avoir donné son modèle, pour avoir contribué à la rédaction de mon article et pour avoir fait parti du jury.

Un remerciement particulier pour David Beauvais pour son soutien tout au long de mes deux années de travail ainsi que pour ses idées qui ont rendu possible la réalisation de ce mémoire. Merci aussi à Lisa Dignard et aux gens de Canmet pour m'avoir accueilli un été. Merci aussi à Maurice Brisson pour sa générosité.

Finalement, j'aimerais remercier, sans ordre particulier, Simon Ayoub, Michael Ross, Alexandre Prieur, Sophie Pelland, Véronique Delisle, Mohamed Gaha, Lyes Aït Oubelli, Frédérick Cyr, Philippe Ossoucah et les étudiants du laboratoire à Poly et à McGill.

RÉSUMÉ

La modernisation des réseaux de distribution électriques par l'utilisation de nouvelles technologies d'automatisation, de commande et de mesurage avancé connue sous le terme *smart grid* ainsi que l'augmentation de la production d'énergie renouvelable (solaire, éolien) entraînent des modifications importantes pour les opérateurs et les planificateurs du réseau. Ces changements nécessitent l'utilisation de nouveaux outils de simulations informatiques. Aussi, dans le cas de régions nordiques comme le Québec, le mesurage avancé permet l'utilisation de nouvelles technologies comme les systèmes de chauffage par stockage thermique.

Un but de ce mémoire est d'étudier la possibilité d'utiliser le stockage thermique pour faciliter l'intégration de l'énergie éolienne. Mesurer l'impact des systèmes de chauffage par stockage thermique sur les clients et sur le réseau est aussi un des objectifs. Pour pouvoir étudier ces questions, la modélisation des charges domestiques, principalement le chauffage, et du réseau électrique sont nécessaires. C'est dans cette optique que des outils de simulations des réseaux électriques offrant de nouvelles possibilités sont étudiés.

Trois outils de simulations à code source ouvert sont présentés : OpenDSS, GridLAB-D et APREM. Pour les comparer, deux cas sont simulés : le premier porte sur un calcul de pertes annuelles de ligne de distribution avec l'ajout de production décentralisée et le deuxième porte sur un calcul annuel d'économie d'énergie apportée par un contrôle asservi de la tension. Les résultats démontrent qu'OpenDSS est le plus rapide. Aussi, il ressort que les modèles de charges commandées par thermostats de GridLAB-D offrent des possibilités intéressantes pour effectuer des calculs d'impact de la gestion de la tension.

L'impact des accumulateurs thermiques sur le réseau est discuté. Les simulations démontrent qu'un client résidentiel québécois typique, utilisant la tarification différenciée dans le temps du projet Heure Juste, pourrait économiser 15 % de sa facture totale annuelle d'électricité en utilisant un accumulateur thermique central. Du point de vue du réseau, les simulations montrent qu'un taux de pénétration de l'ordre de 4 % de ce type de système de chauffage pourrait entraîner la création d'une troisième pointe de charge la nuit sans gestion plus élaborée. Une commande des chauffe-eau et des accumulateurs thermiques centraux suivant la production éolienne est présentée. Les résultats montrent que 28 MW de charge de chauffe-eau ou 3,35 MW de charge d'accumulateurs thermiques sont nécessaires pour suivre 1 MW de production éolienne installée sur une période de temps de 6 heures.

ABSTRACT

The modernization of electrical distribution systems using modern technologies of automation, control and measurement is known as the *smart grid*. This modernization and the adding of more and more renewables (solar, wind) to the grid result in significant changes for grid operators and planners and require the use of new tools for computer simulations. Also, in the case of northern regions such as Quebec, advanced measurement allows the use of electric thermal storage heating systems.

One of the goals of this work is to study the possibility to use thermal storage to integrate wind energy to the grid. Also, one of the other objectives, is to measure the impact of electric thermal storage heating on the customer and on the grid. To study these questions, load models, mainly electrical heating, and electrical grid models need to be used and developed. This is why new simulation tools are studied.

Three open source simulation tools are presented: OpenDSS from EPRI, GridLAB-D from PNNL and APREM from Polytechnique Montréal. For comparison, two cases are simulated: the first one is the calculation of annual losses of a distribution line with the addition of distributed generation and the second one is the annual energy savings of a voltage control over a distribution line. Results show that OpenDSS is the fastest. Also, it appears that thermostatically controlled loads models provided by GridLAB-D offer interesting opportunities to perform conservation voltage reduction calculations.

The impact of electrical thermal storage heating systems on the distribution system is discussed. Simulations show that a typical residential customer in Quebec, using time of use rate, could save 15% of its total annual electricity bill by using central electric thermal storage. From a distribution substation point of view, simulations show that a penetration rate of about 4% of this type of heating system may create a third peak during night without a better form of control. Control of water heaters and central electric thermal storage related to wind generation is presented. Results showed that 28 MW of water heaters load or 3.35 MW of electric thermal storage load are needed to follow 1 MW of installed wind generation over a 6 hours period of time.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS	iii
RÉSUMÉ	iv
ABSTRACT	v
TABLE DES MATIÈRES	vi
LISTE DES TABLEAUX	ix
LISTE DES FIGURES	x
LISTE DES ANNEXES	xii
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	xiii
CHAPITRE 1 INTRODUCTION	1
1.1 Description de la problématique	3
1.2 Revue de la littérature	4
1.3 Contributions	7
1.4 Résumé du mémoire	8
CHAPITRE 2 OUTILS DE SIMULATIONS ET MODÉLISATION DES SYSTÈMES	9
2.1 Outils de simulation pour les réseaux de distribution	9
2.1.1 OpenDSS	10
2.1.2 GridLAB-D	12
2.1.3 APREM	14
2.1.4 Comparaison et discussion	15
2.2 Modélisation des charges résidentielles	27
2.2.1 Chauffe-eau	27
2.2.2 Chauffage électrique	30
2.2.3 Autres charges	37
2.3 Modélisation des systèmes de stockage	40
2.3.1 Description des différentes formes de stockage d'électricité	40
2.3.2 Stockage thermique	42

2.3.3	Résumé	47
CHAPITRE 3	INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES AU RÉSEAU	48
3.1	Notions d'opération des réseaux – normes de raccordement	48
3.2	Intégration des énergies renouvelables	49
3.2.1	Intégration des panneaux solaires	49
3.2.2	Intégration des éoliennes	50
3.3	Équilibrage des sources d'énergie variable	52
3.3.1	Stockage thermique	52
3.3.2	Bénéfices du stockage	52
3.4	Conclusion	54
CHAPITRE 4	COUPLAGE STOCKAGE THERMIQUE/ÉOLIEN	56
4.1	Première simulation - Économies annuelles potentielles d'un système de chauffage par accumulateur thermique	56
4.1.1	Description et paramètres de la simulation	56
4.1.2	Résultats de la simulation et discussion	59
4.2	Deuxième simulation - Commande des chauffe-eau pour suivre la production éolienne	61
4.2.1	Description et paramètres de la simulation	61
4.2.2	Résultats de la simulation et discussion	65
4.3	Troisième simulation - Commande des accumulateurs thermiques pour suivre la production éolienne	67
4.3.1	Description et paramètres de la simulation	67
4.3.2	Résultats de la simulation et discussion	68
4.4	Quatrième simulation - Commande des accumulateurs thermiques pour un cas d'urgence	71
4.4.1	Description et paramètres de la simulation	71
4.4.2	Résultats de la simulation et discussion	71
4.5	Cinquième simulation - Impact des accumulateurs thermiques sur la courbe de charge d'un poste de distribution	72
4.5.1	Description et paramètres de la simulation	72
4.5.2	Résultats de la simulation et discussion	73
4.6	Conclusion	74
CHAPITRE 5	CONCLUSION	77
5.1	Synthèse des travaux	77

5.2	Limites de la solution proposée	78
5.3	Améliorations futures	79
RÉFÉRENCES		80
ANNEXES		86

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1	Tarifs électriques utilisés pour l'étude	5
Tableau 2.1	Synthèse des caractéristiques des logiciels	16
Tableau 2.2	Comparaison des résultats selon les différents modèles	23
Tableau 2.3	Temps de calcul selon les différents logiciels	23
Tableau 2.4	Temps de calcul selon les différents logiciels pour une simulation annuelle sur un circuit de 30 barres et 63 charges	26
Tableau 2.5	Paramètres utilisés pour la simulation d'un chauffe-eau	28
Tableau 2.6	Énergie de chauffage selon la température	34
Tableau 2.7	Paramètres des droites pour calculer l'énergie de chauffage journalière .	36
Tableau 2.8	Réduction de la température intérieure selon la température extérieure	37
Tableau 2.9	Capacité de stockage électrique installée dans le monde	41
Tableau 2.10	Caractéristique d'opération du DLF30B	46
Tableau 3.1	Bénéfices du stockage selon EPRI	54
Tableau 4.1	Tarifs utilisés lors des simulations	58
Tableau 4.2	Résultats des simulations annuelles pour les deux maisons avec chauffage électrique traditionnel et avec ATC	60
Tableau 4.3	Comparaison entre l'effet du chauffage par stockage thermique sur la facture annuelle d'une maison typique en Nouvelle-Écosse et au Québec	61
Tableau 4.4	Variations de production éolienne sur une période de 6 heures pour une année (100 % = 1170 MW)	63
Tableau 4.5	Variation moyenne de la puissance par chauffe-eau	66
Tableau 4.6	Variation moyenne de la puissance par chauffe-eau pour une période de 6 heures	67

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1	Fonds des plans de relance des gouvernements fédéraux investis dans le <i>smart grid</i>	1
Figure 2.1	Courbe de puissance de l'éolienne V66	18
Figure 2.2	Charge pour une semaine d'une ligne de distribution en été et en hiver	19
Figure 2.3	Modèle simplifié de la ligne de distribution (4) avec production décentralisée de type éolien en bout de ligne	20
Figure 2.4	Pertes hebdomadaires de ligne avec et sans production décentralisée calculées avec le modèle de ligne no. 4	22
Figure 2.5	Schéma du réseau de distribution tel que représenté par l'outil de visualisation d'OpenDSS	26
Figure 2.6	Courbe de consommation normalisée des chauffe-eau ontariens	28
Figure 2.7	Exemple de courbes typiques de fonctionnement de 3 chauffe-eau simulés avec le tirage d'eau aléatoire pour une journée complète	29
Figure 2.8	Profil de consommation de 1400 chauffe-eau	30
Figure 2.9	Puissance de chauffage moyenne horaire selon la température extérieure pour une maison typique au Canada	31
Figure 2.10	Énergie de chauffage journalière selon la température extérieure moyenne pour une maison typique au Canada	32
Figure 2.11	Puissance de chauffage d'une maison selon la température extérieure . .	35
Figure 2.12	Énergie de chauffage journalière en fonction de la température extérieure	35
Figure 2.13	Diminution de la température intérieure selon la température extérieure	38
Figure 2.14	Profil de charge journalier de 20 000 maisons typiques selon les principaux électroménagers	39
Figure 2.15	Trois états du stockage thermique	43
Figure 4.1	Température interne de l'ATC, température extérieure et puissance de charge pour une semaine hivernale typique	59
Figure 4.2	Production éolienne en Ontario et moyenne mobile de 6 heures appliquée sur ces données pour une semaine	62
Figure 4.3	Températures maximales et minimales de la consigne selon l'heure de la semaine	64
Figure 4.4	Impact de la commande de la température de consigne sur la charge totale de 20 000 chauffe-eau pour une journée typique	65

Figure 4.5	Effet de la gestion de 20 000 chauffe-eau sur la puissance demandée par ceux-ci (haut) et fluctuation de production éolienne dans le temps (bas)	66
Figure 4.6	Température pour une semaine froide du mois de janvier	69
Figure 4.7	Impact de la commande de la température maximale de 500 ATC sur une charge de chauffage typique (haut) et température extérieure pour une semaine (bas)	70
Figure 4.8	Effet de la commande de 500 ATC sur la puissance de chauffage (haut) et fluctuation de production éolienne dans le temps (bas)	70
Figure 4.9	Impact de la commande de la charge de 500 accumulateurs thermique selon la production éolienne sur la charge totale de 20 000 résidences .	72
Figure 4.10	Impact de 0, 200, 500 et 800 accumulateurs thermiques sur la charge totale de 20 000 résidences	74
Figure A.1	Schéma de la ligne uniformément distribuée	86
Figure B.1	Schéma de la ligne uniformément distribuée avec production en bout de ligne	89
Figure B.2	Pertes sur la ligne de distribution en fonction de la production en bout de ligne	90

LISTE DES ANNEXES

Annexe A	Preuve du modèle pour le calcul des pertes de la ligne uniformément distribuée	86
Annexe B	Preuve du modèle pour le calcul des pertes de la ligne uniformément distribuée avec production en bout de ligne	88
Annexe C	Exemple de code avec OpenDSS	91
Annexe D	Exemple de code avec Matlab et OPENDSS	95
Annexe E	Exemple de code GridLAB-D	97
Annexe F	Exemple de code APREM	103

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

AEP	American Electric Power
APREM	Analyse paramétrique des réseaux électriques avec Matlab
ATC	Accumulateur thermique central
CAES	Compressed Air Energy Storage
CATVAR	Contrôle asservi de la tension et des vars
CVAC	Chauffage, ventilation, air climatisé
CVR	Conservation Voltage Reduction
DMS	Distribution Management System
DOE	Department of Energy
ELCAP	End-Use Load and Consumer Assesment Program
EPRI	Electric Power Research Institute
ETP	Equivalent Thermal Parameter
IREQ	Institut de recherche en électricité du Québec
IVVC	Integrated Volt VAR Control
LEED	Leadership in Energy & Environmental Design
OpenDSS	Distribution System Simulator
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
TDT	Tarification différenciée dans le temps
TIC	Technologies de l'information et des communications
TMY	Typical Meteorological Year
TOU	Time of use Rate
V2G	Vehicle-to-grid

CHAPITRE 1

INTRODUCTION

Suite à la crise économique de 2008, les différents gouvernements, l'américain en tête, ont mis en place des plans de relance. Une bonne partie de ces fonds étaient dévolus à la modernisation des réseaux électriques dans ce qu'il est convenu d'appeler le *smart grid*, mieux connu en français sous le vocable réseaux intelligents ou réseaux interactifs. Pour ce faire une partie des fonds des plans de relance servent à définir les normes et l'interopérabilité du *smart grid* et une autre partie, la majeure, sert à financer différents projets de démonstration, ainsi que l'installation de nouveaux compteurs électrique. La figure 1.1 présente un résumé des fonds des différents gouvernements dévolus dans le *smart grid*[1].

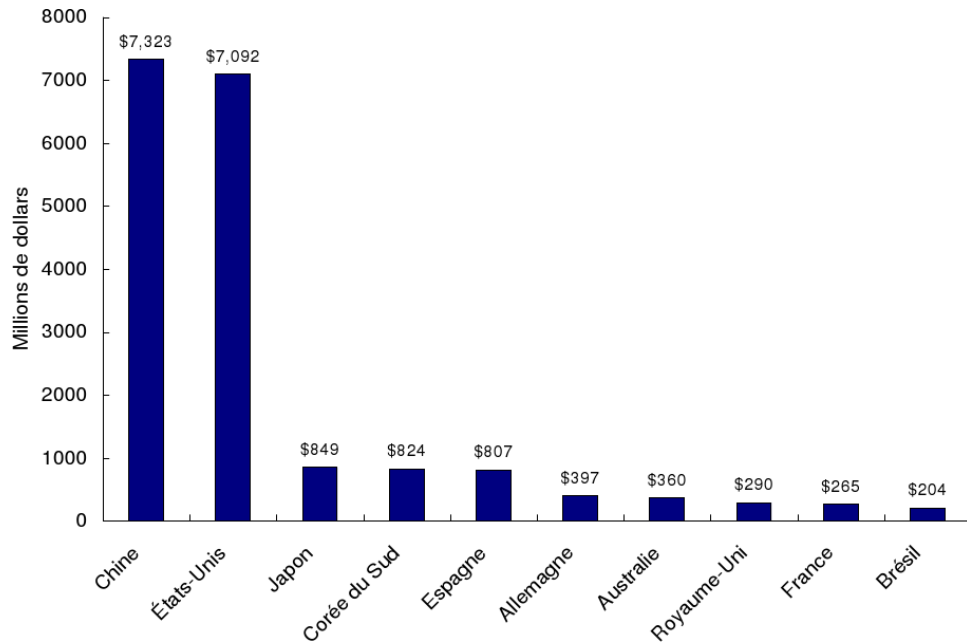


Figure 1.1 Fonds des plans de relance des gouvernements fédéraux investis dans le *smart grid*

Il existe plusieurs définitions du *smart grid*. Une définition du point de vue de l'ingénieur en énergie électrique, est l'application des technologies de l'information et des communications dans les réseaux électriques dans le but d'améliorer la fiabilité, le rendement, la qualité et l'impact environnemental de la production, du transport et de la distribution de l'électricité. Du point de vue de certains informaticiens, le *smart grid* s'inscrit plutôt dans une vision plus globale regroupant différents domaines : celui de l'Internet des objets (*Internet of things*)[2].

Les TICs sont déjà utilisées depuis plusieurs décennies dans le cas de la production et du transport de l'électricité. Cependant, ce n'est pas le cas dans le réseau de distribution. En effet, les compagnies d'électricité sont ignorantes de ce qui se passe en temps réel en aval des postes de distribution. De plus, les consommateurs n'ont en général pas d'idée de leur consommation et du coût en temps réel de l'électricité. C'est seulement au moment de la réception de leurs factures que les clients connaissent leur consommation. L'application principale du *smart grid* est donc le compteur intelligent (*smart meter*). Celui-ci permet une meilleure connaissance du profil de consommation du client. De plus, le compteur intelligent permet la tarification différenciée dans le temps, TDT, (*TOU - time of use rate*), le télé-mesurage par la compagnie d'électricité, la gestion de la charge, ainsi que le mesurage bidirectionnel. Ce mesurage est nécessaire pour les clients désirant produire leur propre électricité et la vendre sur le réseau. La tarification différenciée dans le temps permet de refléter le coût réel de l'électricité selon l'offre et la demande et incite ainsi les clients à réduire la charge lors des périodes de pointe différant ainsi les nouveaux investissements.

Le compteur intelligent n'est cependant pas la seule application des réseaux intelligents. Les différents projets de démonstration visent donc à regrouper les différentes applications du *smart grid*. Les projets de démonstration vont favoriser certaines technologies au dépend d'autres, tout dépendant du contexte régional dans lequel l'utilité électrique évolue. En effet, une région chaude et ensoleillée comme la Californie doit faire face à une charge importante de climatisation lors des journées chaudes ainsi qu'une intégration toujours plus importante de panneaux solaires dans le réseau. Une région nordique comme le Québec a une pointe de chauffage électrique l'hiver ainsi qu'une grande production d'origine hydroélectrique et de plus en plus d'éolien. Une région comme l'Ontario a une pointe de climatisation l'été et une grande proportion d'énergie nucléaire et de plus en plus d'éolien et de solaire. Les différents projets de démonstrations vont donc de pair avec les particularités régionales. L'un des premiers projets de démonstration du *smart grid* de grande envergure a été le projet *Olympic Peninsula* [3]. Ce projet, situé dans les états américains de Washington et d'Oregon, consistait à la commande de charge résidentiel (chauffe-eau, thermostat), commercial (climatisation) et industriel (pompe à eau municipale) via un signal de prix. Les résultats obtenus par ce projet ont convaincu les compagnies d'électricité et les gouvernements de la viabilité du *smart grid*. Dans la foulée de ce succès, plusieurs autres projets ont été entrepris. Par exemple, le projet Premio [4] en France, fait une place au stockage thermique, à la gestion de charge, aux panneaux solaires et au biogaz. On peut aussi constater dans ces deux exemples, qu'une bonne partie des applications du *smart grid* ont lieu directement dans les bâtiments, qu'ils soient résidentiels, commerciaux ou industriels, et non pas dans le réseau de

distribution proprement dit.

1.1 Description de la problématique

L'avènement du *smart grid* bouscule ou bousculera la manière de travailler des ingénieurs en distribution électrique. Avec la baisse des coûts des TICs, les technologies du *smart grid* deviennent intéressantes pour les compagnies d'électricité car moins coûteuses que la construction de nouvelles centrales de production ou l'installation de nouveaux équipements traditionnels des réseaux électriques (lignes, câbles, transformateurs, disjoncteurs). De nouveaux outils de simulation devront aussi être utilisés par les ingénieurs. De plus, comme une bonne partie des innovations du *smart grid* ont lieu dans les bâtiments (stockage thermique, gestion de charge, génératrice) une meilleure connaissance du comportement thermique et de l'opération de ceux-ci est aussi nécessaire aux ingénieurs de réseaux. Le corollaire est aussi vrai, les opérateurs de bâtiments devront aussi mieux connaître le fonctionnement des réseaux électriques pour optimiser le fonctionnement de leurs équipements, non seulement en fonction de l'économie d'énergie mais aussi du point de vue de l'opérateur du réseau, question d'économiser sur le coût de l'électricité.

Dans le contexte québécois et de l'est du Canada en général, la pointe de consommation est due au chauffage électrique résidentiel et a lieu en hiver lors des journées les plus froides. En effet, au Québec, c'est environ 80 % et en Atlantique c'est environ 45 % des ménages qui utilisent l'électricité pour se chauffer [5]. Le type d'appareil de chauffage électrique le plus utilisé est la plinthe électrique (environ 75 % du temps). Avec l'avènement des compteurs intelligents, Hydro-Québec pourra offrir la tarification différenciée dans le temps à ses clients[6]. Cependant, la grande pénétration du chauffage électrique noie les efforts de déplacement des habitudes de consommation des clients qui essaient de s'ajuster aux nouveaux tarifs. En effet, la consommation électrique de chauffage ne peut pas être déplacée dans le temps et est fortement corrélée à la température extérieure. Donc, un hiver plus froid peut facilement annuler les efforts des consommateurs. En effet, pour une résidence chauffée à l'électricité, environ 50 % de sa facture annuelle est due au chauffage et entre 20 et 25 % est due au chauffe-eau. Il existe cependant des systèmes de chauffage par stockage thermique qui peuvent être utilisés pour profiter des bas tarifs hors-pointe. En effet, ceux-ci stockent la chaleur lors des périodes hors pointe et donc ne consomment pas d'électricité lors des périodes de pointe. Ces accumulateurs thermiques résidentiels vont faire leur apparition sur le marché lorsqu'Hydro-Québec rendra disponible la TDT comme ce fût le cas en Nouvelle-Écosse. Dans cette province, la compagnie d'électricité encourage l'utilisation de ce type de système [7]. Dans le contexte de la gestion de charge, ces systèmes sont intéressants puisqu'ils ne coûtent pas un sou à

la compagnie d'électricité et ajoutent une certaine flexibilité. C'est donc dire qu'il pourrait être intéressant pour la compagnie d'électricité d'implanter une gestion de charge sur ces systèmes.

Étant donné la bonne disponibilité de la ressource éolienne au Québec et dans l'est du Canada en général, et de par les considérations environnementales, de plus en plus de cette forme d'énergie est intégrée aux réseaux électriques. Le fait que cette forme d'énergie est intermittente amène certains problèmes qui s'accroissent à mesure que la quantité d'énergie éolienne augmente. Un des moyens pour résoudre ces problèmes est l'utilisation de différentes stratégies de stockage. Dans ce cas, la gestion de charges pouvant stocker de l'énergie thermique (chauffe-eau, accumulateur thermique) peut être un moyen de contrer la fluctuation de la production éolienne et ainsi permettre l'intégration d'une plus grande quantité de cette forme d'énergie au réseau.

1.2 Revue de la littérature

Durant la deuxième moitié des années 70, suite à la crise pétrolière, AEP a mené une étude sur l'utilisation du chauffage par stockage thermique. Cette étude portait sur 71 maisons réparties dans 5 états. Les résultats ont été publiés au début des années 80 dans trois différents articles séparant les impacts sur les clients [8], le réseau de transport et de distribution [9] et la production [10]. Pour ce qui est de l'impact sur les clients, les résultats montrent que les clients ont une attitude favorable quant au confort et à la performance des systèmes. L'aspect économique s'avère plus problématique que l'aspect technique. En effet, les compagnies électriques doivent offrir des tarifs ou des subventions qui permettent aux clients d'amortir leur investissement rapidement. Cette période d'amortissement ne devrait pas dépasser 5 années. Du côté des réseaux de transport et de distribution, ceux-ci pourraient accommoder une pénétration de 30 % de stockage thermique avant de créer un déplacement de la pointe. Du point de vue de la production, ces systèmes peuvent entraîner des bénéfices importants en réduisant le besoin d'ajout de capacité de production. De plus, un rapport de l'EPRI datant du début des années 1990 [11] résume les différents programmes de stockage thermique présents aux États-Unis en ce moment.

Au Canada, les systèmes d'accumulateurs thermiques de chaleur centraux ont été étudiés par le passé principalement par ces auteurs [12]. Un de ces appareils a été testé pour une année dans une maison québécoise dans le but de déterminer son efficacité. Par la suite, un modèle d'accumulateur et un modèle de la résidence ont été développés dans le logiciel Trnsys dans le but d'effectuer des simulations. Dans un article subséquent [13], les auteurs

ont établis que la période de retour sur investissement se situe entre quatre et cinq années pour un client résidentiel, dans le cas où la compagnie d'électricité rendrait disponible la tarification différenciée dans le temps. Les tarifs utilisés pour faire leur étude sont présentés au tableau 1.1. Le tarif conventionnel était de 5,79 ¢/kWh.

Tableau 1.1 Tarifs électriques utilisés pour l'étude

Plage horaire	Tarif	Action
De 22h30 à 6h	3,41 ¢/kWh	Recharge/Chauffage permis
De 6h à 11h	12,55 ¢/kWh	Décharge
De 11h à 15h	3,41 ¢/kWh	Décharge/Chauffage permis
De 15h à 22h30	12,55 ¢/kWh	Décharge

Ils ont aussi donné une formule permettant de définir la taille optimale de l'accumulateur thermique selon l'énergie de chauffage annuelle requise. Cette étude date d'une dizaine d'années, mais les conditions de marchés pour ce qui est du coût de l'électricité et du coût de l'installation/achat de l'équipement sont aujourd'hui différentes.

Plus récemment, un auteur des maritimes [14], a développé un algorithme permettant de coupler les systèmes d'accumulateur thermique avec la production d'énergie éolienne. La capacité de stockage de ces systèmes de chauffage est ainsi mise à profit. L'auteur ne s'intéresse pas à l'impact du point de vue du réseau mais fait l'adéquation entre le vent et le chauffage domestique.

Une revue des différentes études, principalement américaines sur l'intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux présente les enjeux que pose l'énergie éolienne dans les réseaux [15]. Il en ressort que l'intégration de l'énergie éolienne peut se faire sans stockage, et donc pour des coûts compétitifs, jusqu'à 20 % de pénétration, c'est-à-dire 20 % de la puissance installée. L'article présente les différents impacts que cette forme d'énergie a sur l'opération des réseaux, selon les différentes périodes de temps. L'article présente aussi les améliorations qui facilitent l'intégration de cette forme d'énergie.

Pour ce qui est du couplage entre le stockage et la production éolienne, au Canada, beaucoup d'attention a été portée à l'association entre éolien-diésel-stockage pour les villages éloignés n'étant pas reliés au réseau électrique. Dans le cas du couplage éolien-stockage du point de vue réseau, un article irlandais résume bien la situation [16]. En effet, en utilisant des

données empiriques du réseau irlandais, les auteurs ont simulé différentes stratégies de couplage avec différents médiums de couplage (sans le stockage thermique). Il en ressort que la meilleure stratégie de couplage est ce que les auteurs appellent *mid-merit strategy* c'est-à-dire utiliser le couple éolien-stockage comme si c'était une centrale intermédiaire ne fonctionnant que la moitié de la journée. Cette stratégie est préférable à celle utilisant le couple éolien-stockage comme centrale de base et centrale de pointe. Les auteurs ont déterminé que, sur une base technico-économique, le meilleur médium de stockage est l'air comprimé. Cependant, aucune de ces stratégies n'est économiquement viable pour le moment.

Dans le cas de la modélisation des charges domestiques, l'IREQ a procédé à certains essais dans le but de comprendre le phénomène de la reprise en charge après une panne (*cold load pickup*) [17, 18]. Pour étudier ce phénomène, ce sont les charges contrôlées par thermostat (chauffage électrique, chauffe-eau) qui se doivent d'être modélisées. La modélisation de la charge de chauffage utilise un modèle thermique du type R-C comprenant deux éléments principaux : la capacité thermique de l'édifice (C_m) et la résistance thermique de l'enveloppe (R_m). Les modèles thermiques assimilent la tension à la température. On aura donc que T_{ext} sera la température extérieure représentée par une source de tension et T_{int} , la température à l'intérieure de la maison. La source de chauffage est représentée par une source de courant Q_c . Les auteurs ont aussi modélisé la charge de chauffe-eau. Pour le reste des charges, les auteurs ont utilisé des données mesurées desquelles ils ont retiré les deux charges précédentes. Le modèle développé par les auteurs permet de bien comprendre les effets sur les transformateurs de distribution lors d'une reprise en charge. Leur modèle leur permet aussi de simuler des gestions de charge possibles pour limiter ce problème.

Dans le cas de la gestion de charge, un article norvégien [19], en plus de faire un résumé des différents résultats des programmes de gestion de charge à différents endroits dans le monde, relate les résultats d'un programme de gestion de charge de chauffe-eau en Norvège. C'est un total de 475 chauffe-eau résidentiels qui ont été commandés pour la période de novembre à mai. Les résultats ont été une réduction de la consommation entre 0,35 et 0,58 kWh/h pour une gestion d'une heure le matin et entre 0,18 et 0,59 kWh/h pour une gestion le soir. Dans le cas du matin, le potentiel de réduction de pointe totale pour la Norvège est d'environ 2,5 % si tous les chauffe-eau étaient gérés. L'effet de payback, c'est-à-dire la hausse de consommation après la gestion de charge, se situe entre 0,14 et 0,28 kWh/h le matin et entre 0 et 0,24 kWh/h le soir. L'élément chauffant du chauffe-eau en Norvège est de 2 kW alors qu'il se situe entre 3 et 4,5 kW en Amérique du Nord.

Toujours pour le cas de la gestion de la charge des chauffe-eau, Moreau présente une stratégie de gestion de ceux-ci durant la pointe hivernale sur le réseau électrique québécois [20]. La stratégie de gestion consiste à désactiver l'élément chauffant des chauffe-eau pour la période de pointe : 4 heures le matin et 5 heures en soirée. Cependant, pour une question de santé et de confort, si la température interne d'un chauffe-eau descend sous 50°C , l'élément chauffant est réactivé. Pour la reprise en charge, une stratégie donnant la priorité aux chauffe-eau ayant la température la plus froide sur une période de deux heures est simulée. Le potentiel de réduction maximale lors de la pointe est de 595 MW dans le cas du scénario incluant la gestion de la réactivation et de 225 MW dans le cas du scénario ne l'incluant pas.

Dans une perspective d'intégration d'énergie éolienne au réseau, Kondoh propose dans un article d'utiliser des chauffe-eaux pour offrir des services de régulation [21]. Il ressort de ses calculs que 33 000 chauffe-eaux sont nécessaires pour offrir un service de régulation de 2 MW sur une période de 24 heures via une commande direct de charge. Le modèle de chauffe-eau utilisé pour la simulation ainsi que le type de commande sont présentés dans l'article. Cette commande est centralisée et le pas de temps utilisé lors de leurs calculs est de 1 minute.

Une autre stratégie de commande consistant à faire varier la température de consigne de climatiseurs a été présentée par Callaway [22]. L'auteur a trouvé que 3,4 MW de charge de climatisation étaient nécessaires pour suivre les variations de 1 MW de production éolienne et ce, pour une variation de $0,1^{\circ}\text{C}$ de la température de consigne. L'une des conclusions importantes de l'article est que la réponse d'une population de charges contrôlées par thermostat à une petite variation de température de consigne est fonction seulement de la bande morte des thermostats de ces charges et de la taille de cette variation.

Finalement, une série de 4 articles présente l'état de l'art et les défis futurs dans le domaine de la simulation des réseaux électriques en lien avec la production décentralisée, le stockage, la gestion de charge, l'automatisation, les aspects de marché, etc [23–26]. Un des aspects futurs important est l'intégration de simulation multi-domaines permettant d'apporter des aspects mécaniques, thermiques, climatiques, économiques et comportementaux aux outils de simulations traditionnels de réseaux électriques. De nombreux exemples d'applications utilisant différents logiciels sont présentés dans cette série d'articles.

1.3 Contributions

Ce mémoire propose quelques contributions originales. Premièrement, la description et la comparaison d'outils de simulation des réseaux de distribution électriques à code source

ouvert ainsi que deux exemples concrets d'application de ces outils. Aussi, la modélisation de l'utilisation à grande échelle de systèmes de chauffage par accumulateurs thermiques se veut une contribution du mémoire. Finalement, des exemples de gestion de charges pouvant stocker l'énergie thermique couplées avec l'intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques seront présentés.

1.4 Résumé du mémoire

Ce mémoire contient, hors l'introduction et la conclusion, trois chapitres. Le premier traitera de certains outils de simulation des réseaux pouvant s'appliquer au *smart grid* ainsi que de la modélisation des charges et des systèmes de stockage. Trois outils seront présentés : OpenDSS de l'EPRI, GridLAB-D de PNNL et APREM développé à l'école polytechnique de Montréal et à l'IREQ. Deux exemples d'application et une comparaison de leurs performances seront aussi présentés. Une modélisation des charges principales d'une résidence québécoise sera par la suite ajoutée. Les charges seront les suivantes : chauffe-eau, chauffage électrique, réfrigérateur, sècheuse, lave-vaisselle et charge de base (éclairage, prises de courant, électronique...). Une modélisation individuelle, pour chaque maison, et collective, pour une agrégation de maisons, sera présentée. Une description des différentes formes de stockage et un modèle mathématique d'accumulateur thermique central pour le chauffage complèteront le chapitre.

Le deuxième chapitre traitera de l'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique. Ce chapitre débutera par une présentation sur les notions d'opération des réseaux électriques. Par la suite, les enjeux de l'intégration de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne seront présentés. L'équilibrage de ces sources avec le réseau et le rôle que peut jouer la gestion de charge sera discuté. Une discussion sur l'utilité et les bénéfices du stockage complètera le chapitre.

Le dernier chapitre présentera des simulations reliant le stockage thermique dans les chauffe-eau et les accumulateurs thermiques avec la production éolienne. Les cas de simulation et les paramètres seront tout d'abord présentés. Les résultats des simulations ainsi qu'une analyse de ces-derniers complèteront ce chapitre.

Finalement, un résumé et une discussion sur les possibilités d'avenir complèteront le mémoire.

CHAPITRE 2

OUTILS DE SIMULATIONS ET MODÉLISATION DES SYSTÈMES

2.1 Outils de simulation pour les réseaux de distribution

Dans le domaine de la simulation des réseaux électriques, il existe différents outils que l'on peut regrouper en trois grands groupes. Il y a premièrement les outils de simulation temporelle en régime transitoire, comme par exemple EMTP-RV, EMTDC ou SimPowerSystems. Ce type de simulation peut servir à évaluer les impacts sur le réseau électrique de tout ce qui cause un régime transitoire : foudre, fermeture/ouverture d'un disjoncteur, court-circuit, etc. Deuxièmement, toujours dans le domaine temporel, il y a les logiciels d'étude temps réel comme RTDS, Opal-RT et Hypersim. Ces simulateurs, aussi destinés à étudier les régimes transitoires, servent surtout à vérifier le comportement de nouveaux équipements que l'on veut connecter au réseau, notamment des relais de protection. Troisièmement, il y a les logiciels de calcul d'écoulement de puissance, comme par exemple PSAF, ETAP ou PSS/E. Ces logiciels servent à déterminer la solution en régime permanent d'un circuit électrique simple ou complexe. L'utilisateur y entre les paramètres électriques des lignes et des transformateurs ainsi que les tensions nominales des nœuds, la production des générateurs et la quantité de charge à un instant donné. Le logiciel détermine par la suite les tensions et les angles à toutes les barres, et par conséquent, l'amplitude et la direction des échanges de puissance entre les barres, permettant ainsi de s'assurer qu'il n'y a pas de lignes ou de génératrices surchargées et que le réseau peut bien supporter ces conditions de charge et de production. Il y a bien sûr d'autres logiciels connexes comme des logiciels permettant le calcul des courants de court-circuit, des harmoniques, du réglage des systèmes de protection, etc. . .

Traditionnellement, les simulations informatiques nécessaires à la conception et à la mise-à-niveau des réseaux de distribution se faisaient en considérant uniquement la charge pointe. La façon classique de procéder consiste à déterminer quelles sont les tensions et les puissances actives et réactives à chaque nœud en régime permanent pour être en mesure de déterminer si le réseau a besoin ou non d'une mise-à-niveau. Pour réaliser ces études, il faut donc connaître les prévisions de charge à la pointe (d'été ou d'hiver, selon le climat et le type de client), la topologie du réseau de distribution et les différents paramètres électriques des équipements du réseau (calibre des conducteurs, longueur des conducteurs, paramètres électriques des transformateurs, etc.). Des logiciels regroupant ce type d'information et permettant d'effectuer le

calcul d'écoulement de puissance, comme par exemple CymeDIST, sont utilisés.

Cependant, avec l'avènement des réseaux intelligents (concept de *smart grid*), de nouvelles questions surviennent. Par exemple, avec l'automatisation des interrupteurs sur les réseaux de distribution, il peut y avoir reconfiguration automatique en cas de panne. Aussi, l'implantation de production décentralisée d'énergie renouvelable (type solaire ou éolien) peut renverser le sens de l'écoulement de puissance et envoyer de l'énergie au réseau de transport, ce qui peut engendrer des situations telles que des surintensités de courant en bout de ligne de distribution, nécessiter de réviser la protection existante, etc. De plus, la production d'électricité dans ces réseaux devient variable dans le temps. C'est donc dire qu'à l'avenir, les ingénieurs des réseaux de distribution devront ajouter d'autres cordes à leur arc afin d'être en mesure de pallier à ces problèmes. En effet, ils devront être en mesure de pouvoir faire des simulations de type « annuelles » (*time series simulation*), ainsi que des simulations transitoires long terme (à l'échelle des minutes), pour évaluer, par exemple, l'effet d'une baisse de la production solaire due au passage d'un nuage sur la tension du réseau. C'est dans cette optique que trois récents outils de simulation des réseaux de distribution récemment développés sont présentés : GridLAB-D, OpenDSS et APREM. Ces logiciels s'adressent en premier lieu aux planificateurs de réseau et non aux opérateurs. Ils ont l'avantage d'être à code source ouvert et disponibles gratuitement, sur le web dans le cas d'OpenDSS et de GridLAB-D ou sur demande dans le cas d'APREM. Une description des ces logiciels et de leurs fonctionnalités est présentée. Deux études de cas sont simulées avec ces logiciels, et celles-ci servent de base de comparaison quant à leurs performances respectives.

2.1.1 OpenDSS

Description du logiciel

OpenDSS [27][28] (*Distribution System Simulator*) est un logiciel à code source ouvert développé à l'origine par la firme *Electrotek Concepts*, en 1997. Une des motivations au développement de cet outil a été le calcul des harmoniques et des interharmoniques sur le réseau de distribution. Par la suite, différents modules ont été ajoutés, comme des analyses Monte Carlo et des simulations annuelles. En 2004, le logiciel a été racheté par l'EPRI, dans le but d'en faire le fer de lance des outils de simulation du *smart grid*. C'est dans cette optique que l'EPRI a décidé de rendre le code source disponible gratuitement sur le web via le site *SourceForge.net*. Des compagnies peuvent donc utiliser l'outil de calcul et l'intégrer facilement à leur logiciel. Un wiki est aussi disponible sur internet pour faciliter la compréhension et l'usage du logiciel.

OpenDSS fonctionne par ligne de commande avec sa propre console. Il est aussi conçu pour être utilisé avec Matlab, Excel ou Python. Il peut être téléchargé gratuitement sur internet et ne nécessite pas d'installation. Il est programmé en langage Delphi (Pascal orienté objet). De la façon dont il a été conçu, il peut s'intégrer à différents logiciels via une interface COM. Le logiciel réalise des analyses dans le domaine de la fréquence et non dans le domaine du temps. Ce n'est donc pas un outil d'analyse des régimes transitoires. OpenDSS n'est pas non plus un logiciel d'écoulement de puissance traditionnel dans le sens où il n'utilise pas d'algorithme de résolution de système non-linéaire comme l'algorithme de Newton-Raphson. Dans les faits, le logiciel résout le circuit en utilisant une matrice d'impédance, à la manière d'EMTP, et avec une méthode particulière d'injection de courant, ce qui lui permet de trouver la tension et le courant à tous les nœuds du circuit en très peu d'itérations. Cependant, contrairement aux outils traditionnels d'écoulement de puissance, avec OpenDSS, c'est la charge qui a un nœud et non un nœud qui a une charge. Un nœud peut donc avoir plusieurs types de charges connectées à lui. OpenDSS permet de définir les différents éléments du réseau de distribution : lignes, câbles, condensateurs, régulateurs de tension, transformateurs, charges. Il peut résoudre des circuits triphasés déséquilibrés ainsi que réaliser des simulations comportant des transformateurs de distribution. Même si le logiciel fonctionne par ligne de commande, une interface pour effectuer des graphiques a été développée à même le programme. De plus, si l'on intègre des données géographiques, le logiciel peut dessiner la forme du réseau de distribution.

Types de simulations

OpenDSS permet d'effectuer plusieurs types de simulations qui sont difficiles à réaliser avec des outils plus traditionnels d'études transitoires ou d'écoulements de puissance. Voici quelques exemples [27] :

- Calcul des pertes dans un réseau collecteur de parc éolien : Les pertes dans un réseau collecteur de parc éolien varient selon la puissance délivrée par les éoliennes, qui est fluctuante dans le temps. Ce calcul peut être effectué de manière traditionnelle, en prenant en compte la puissance moyenne de sortie des éoliennes. Cependant, avec OpenDSS, et en disposant de la puissance délivrée par chacune des éoliennes à chaque heure de l'année, le calcul des pertes totales pour les 8760 heures se fait en quelques lignes de code seulement, par opposition aux outils traditionnels, qui demandent une programmation plus lourde, comportant souvent des interfaces d'échange de données peu performantes en termes de temps d'exécution.
- Calcul de l'effet du passage d'un nuage au-dessus d'une centrale solaire : Lors du passage

d'un nuage dans une région où il y a beaucoup de panneaux solaires d'installés, la production d'électricité sera en baisse pour quelques instants (de quelques secondes à quelques minutes) et retournera à une production normale ensuite. Si ces données de variation de production sont connues, OpenDSS permet de déterminer facilement quelle sera la chute de tension à la barre à laquelle est branchée la production solaire. On peut ainsi déterminer s'il y aura opération intempestive ou non des transformateurs avec changeurs de prises ou des bancs de condensateurs pour réguler cette variation de tension.

- Impact de l'arrivée des voitures électriques sur le réseau de distribution : Les capacités d'analyse d'OpenDSS permettent d'évaluer l'impact du branchement des véhicules électriques sur les réseaux électriques. Les analyses d'impact sur le réseau d'Hydro-Québec ont été effectuées par EPRI avec l'aide d'OpenDSS [29].
- Étude de court-circuit Monte Carlo : OpenDSS permet d'effectuer des études de court-circuit de type Monte Carlo. En effet, le logiciel génère automatiquement des courts-circuits de façon aléatoire et trouve la solution du circuit sous ces conditions.
- Contrôle de la tension et de la puissance réactive (*Volt Var Control*) : Pour optimiser les lignes de distribution, les compagnies d'électricité utilisent des condensateurs et des régulateurs de tension au poste ou sur la ligne pour faire varier la tension sur le réseau de distribution, avec comme objectif de diminuer les pertes ou de diminuer la consommation d'électricité des clients.

Pour ce qui est du futur, la vision d'EPRI est que la planification de la distribution et l'opération du réseau en temps réel à l'aide de DMS (*Distribution Management System*) et de données temps réel vont converger vers des outils d'analyse communs [30]. Il y aura donc, selon EPRI, fusion entre les outils d'opération et de planification.

2.1.2 GridLAB-D

Description du logiciel

Un autre logiciel à code source libre évoluant en parallèle à OpenDSS est GridLAB-D [31] [32] de PNNL (*Pacific NorthWest National Laboratory*) du *Department of Energy* américain. GridLAB-D se veut aussi un logiciel de simulation de réseau de distribution, d'où la lettre D. Contrairement à OpenDSS, GridLAB-D a tout d'abord été développé comme un simulateur de charges domestiques [33]. Par la suite, d'autres modules ont été ajoutés, lui permettant de faire des simulations de réseau. PNNL cherche à effectuer des simulations du réseau électrique américain de très grande envergure utilisant plusieurs ordinateurs en pa-

rallèle dans le but d'évaluer les impacts des politiques d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables. Les concepteurs de ce logiciel souhaitent que d'autres entreprises utilisent leur code source pour l'intégrer à leurs logiciels. Le langage de programmation utilisé est le C++. GridLAB-D permet de modéliser les charges électriques d'une maison (lave-vaisselle, réfrigérateur, congélateur, sècheuse, etc.). Ces charges utilisent des données provenant d'une étude sur l'utilisation des différentes charges domestiques par les américains (ELCAP – *End-Use Load and Consumer Assessment Program* 1983-1990). Le logiciel prend donc des courbes de charges globales pour chacun des appareils et les répartit maison par maison. C'est donc dire que la somme de la consommation électrique d'une même charge sur plusieurs maisons donne la courbe globale de cette charge. Par contre, cela implique que si l'on regarde le comportement d'une charge pour une maison seule, le comportement n'est pas réaliste : il s'agit seulement d'un comportement moyen. Cependant, pour les charges contrôlées par thermostat (chauffage, climatisation, chauffe-eau), GridLAB-D inclut un modèle dynamique et réaliste pour chaque maison. Un des objectifs de ce programme est de permettre aux utilisateurs de faire de la gestion de charge. En effet, en ayant un modèle des charges domestiques, on peut agir sur chacune de ces charges. Le logiciel est encore en développement, donc ces fonctionnalités ne sont pas encore accessibles à tous.

Le logiciel permet aussi de définir les paramètres thermiques d'une maison, ce qui permet de calculer les besoins en chauffage et climatisation. En effet, on peut définir le nombre de pieds carrés, l'isolation des murs et des fenêtres, etc... Par la suite, on peut définir le type de chauffage/climatisation (électrique, thermique...), et le logiciel calcule les besoins en chauffage. Pour ce faire, il utilise des fichiers météo typiques (TMY). Pour le moment, seulement les données américaines sont disponibles.

La méthode utilisée pour modéliser les échanges de chaleur est la méthode ETP (*Equivalent Thermal Parameter*). Cette méthode permet le passage de paramètres thermiques en paramètres électriques. Elle utilise des résistances et des condensateurs. La température est représentée par la tension. La méthode de calcul pour les besoins de chauffage/climatisation n'est pas aussi élaborée que dans le cas des logiciels de mécanique du bâtiment comme *Energy Plus*, mais, elle permet quand même de simuler les échanges de chaleur pour un pas de temps plus petit qu'une minute. Aussi, comme le temps de simulation est déjà assez important, un modèle trop complexe ralentirait indûment le programme.

L'approche de GridLAB-D est donc de partir des charges et de remonter vers le réseau, et non pas l'inverse. Pour les premières simulations de réseau, GridLAB-D utilisait l'algo-

rithme de Gauss-Seidel pour résoudre l'écoulement de puissance. Cependant, cet algorithme n'offre pas de bonnes performances pour les réseaux de grande envergure. C'est pourquoi, l'algorithme actuel est Newton-Raphson. Pour le moment, GridLAB-D n'offre pas d'interface graphique. Cependant, tout comme OpenDSS, il existe un programme intégré permettant de tracer des graphiques pour bien visualiser les résultats. Pour faire fonctionner le logiciel, on doit écrire des fichiers textes dans lesquels on décrit les différents éléments du réseau et les différentes charges, et où l'on définit les paramètres de la simulation et le type de résultats que l'on souhaite obtenir. Pour exécuter ces fichiers textes, on doit utiliser la fenêtre de commande de Windows et taper le nom du fichier à exécuter. Cela rend le programme plus lourd à utiliser qu'OpenDSS.

Types de simulations

Les principaux modules de GridLAB-D sont donc un module de gestion de la charge (*demand side management*) (en cours de développement), un module de fiabilité permettant d'évaluer les indices SAIDI et SAIFI, un module économique (*market module*), un module pour le calcul en « temps réel » (les charges changent d'état en temps réel) et un module pour les charges commerciales, industrielles et agricoles. L'utilisateur peut spécifier les paramètres de temps de simulation : la plus petite valeur de pas de temps est d'une seconde et la plus grande est d'une heure. Le logiciel permet aussi de réaliser des simulations sur un horizon de plusieurs années. Une des particularités de ce logiciel est qu'il a été développé pour faire des simulations de très grande envergure. On peut donc simuler des réseaux avec des dizaines de milliers de maisons avec chacune leur charge domestique respective ainsi que des réseaux de distribution de grande taille. GridLAB-D permet de simuler ces réseaux parallèlement sur différents ordinateurs. C'est avec GridLAB-D qu'ont été évaluées les économies d'énergie qu'aurait le contrôle de tension (CVR) sur le réseau de distribution américain [34]. Pour modéliser ces économies, 24 modèles types de circuits de distribution avec les charges ont été modélisés dans GridLAB-D. Ces modèles sont disponibles avec le logiciel.

2.1.3 APREM

Description du logiciel

Le logiciel APREM (Analyse Paramétrique des Réseaux Électriques avec Matlab) a été développé à l'École Polytechnique de Montréal dans le but de répondre à certains besoins spécifiques d'Hydro-Québec [35]. APREM fonctionne sous Matlab et utilise la programmation orientée objet de ce logiciel, combinée avec des fichiers MEX (fichiers écrits en C++ et précompilés pour accélérer les calculs). APREM utilise la méthode de la matrice nodale aug-

mentée pour résoudre le circuit électrique [36]. Il permet, tout comme OpenDSS, d'effectuer des simulations en boucle en faisant varier la charge, la production et même la topologie du réseau. Des trois logiciels retenus ici, c'est celui qui est le plus simple à utiliser. En effet, puisqu'il fonctionne sous Matlab, un utilisateur intermédiaire de Matlab ayant des connaissances de base en écoulement de puissance, peut apprendre à utiliser APREM en quelques dizaines de minutes seulement. L'utilisateur doit tout d'abord définir son réseau (impédances, transformateurs, charges, sources, interrupteurs, etc.), et il peut ensuite modifier à sa guise n'importe quel paramètre du circuit et recalculer la solution. Sa simplicité d'utilisation en fait le logiciel idéal pour une utilisation académique. APREM offre cependant moins de fonctionnalités que les deux logiciels précédents étant donné les budgets et le temps de développement plus restreints. En effet, dans OpenDSS, on peut intégrer facilement les automatismes de réseau (banc de condensateur, changeur de prise) ce qui n'est pas encore le cas dans APREM. Cependant, APREM possède la fonctionnalité d'associer un nombre arbitraire de fonctions à chaque équipement du réseau ce qui permet de modéliser tout système de commande conventionnel ou autre que l'on pourrait rencontrer sur un réseau. De plus, APREM permet à l'utilisateur de modifier facilement et dynamiquement la topologie du réseau, ce qui n'est pas le cas avec les deux autres logiciels.

Types de simulation

APREM a été initialement développé dans le but d'effectuer des simulations de fiabilité de type Monte Carlo. Il peut donc simuler des boucles de milliers d'itérations avec des modifications topologiques (générateur ou ligne en service ou hors service, disjoncteur ouvert ou fermé, etc.) ou paramétriques (modification de la charge ou de la production) à chaque itération. Un outil de validation topologique est aussi intégré pour éviter la non-convergence du calcul électrique dans le cas d'une topologie non-valide résultant, par exemple, de l'îlotage d'une charge PQ suite à des pertes de lignes. C'est donc dire qu'APREM est spécialisé dans les simulations où les paramètres se doivent d'être modifiés à chaque itération. Une version optimisée pour une topologie de réseau fixe est présentement en cours d'élaboration.

2.1.4 Comparaison et discussion

Le tableau 2.1 présente un résumé qualitatif des caractéristiques des trois logiciels. Ce tableau donne un aperçu général seulement. Puisque les trois logiciels sont toujours en cours de développement/amélioration, les caractéristiques présentées sont valides au moment de l'écriture, mais pourraient être significativement différentes d'ici 2 à 3 ans, voire même en 2012.

Tableau 2.1 Synthèse des caractéristiques des logiciels

	OpenDSS	GridLAB-D	APREM
Modèles d'élé- ments de réseau disponibles	Source, ligne, générateur, conden- sateur, transformateurs à n phases et m enroulements	Ligne, transformateur, régulateur, condensateur, fusible, réencen- cheur, générateur	Source (V, I), impédance (RLC), transformateur, interrupteur, gé- nérateur
Modèles de charges dispo- nibles	7 modèles dont : PQ constant, Z constant, P-I constant	Z, I et P constant, Charges com- merciales, industrielles et résiden- tielles	PQ, Z, Possibilité de programmer $P, Q = f(V, I)$
Types de calcul	Écoulement de puissance, harmo- niques, simulations temporelles en séries	Écoulement de puissance, simula- tions temporelles en séries prenant en compte le climat	Écoulement de puissance, simula- tions temporelles en séries
Types d'étude	Production décentralisée, calcul de pertes, courants de courts- circuits, stockage, automatisa- tion, contrôle volt-var	Contrôle volt-var, production dé- centralisée, gestion de charge, cal- cul de pertes	Fiabilité (Monte Carlo), calcul de pertes, production décentralisée
Contrôles intégrés	Var-Volts, changeur de prise, sto- ckage	Var-Volts, changeur de prises, ges- tion des charges selon le coût de l'électricité	À programmer par l'utilisateur au cas par cas
Temps de calcul	Très rapide (via Matlab), plus ra- pide avec l'exécutable	Rapide	Moyen
Pré-processing	Fichiers csv, Matlab/Excel	Fichiers csv	Matlab
Post-processing	Fichiers csv, Matlab/Excel, outils graphiques	Fichiers csv, outils graphiques	Matlab, Excel
Documentation	Wiki, Documentation PDF [37]	Wiki [38]	Documentation PDF (limitée)
Exemples de code	Plusieurs exemples	Quelques exemples	Limité
Forum Internet	Actif	Actif	Non
Objectif initial du logiciel	Calcul des harmoniques	Modélisation des charges domes- tiques	Fiabilité (Monte Carlo)
Particularités	Peut être couplé à d'autres logi- ciels via une interface COM DLL	Utilisation de fichiers climatiques (TMY), module économique	Validations topologiques, ajout et retrait dynamique de composants
Développeur	EPRI	PNNL	École polytechnique de Montréal

Première étude de cas

Traditionnellement, le calcul des pertes annuelles d'une ligne de distribution était effectué avec les données de la charge à la pointe avec un facteur de correction. Cependant, avec l'ajout de la production décentralisée, ce calcul devient plus complexe étant donné que la variation de production s'ajoute à la variation de la charge. La production décentralisée fluctue pendant l'année, réduisant ainsi le courant transporté du poste vers la charge. Il arrive même que, lors d'un creux de charge et d'une forte production, le sens du courant soit inversé et que la ligne fournisse de l'énergie au poste. Les pertes étant proportionnelles au carré du courant, le différentiel d'énergie produite et consommée sur la ligne ne donne pas le même résultat si on utilise une valeur annuelle unique ou une série de valeurs dans le temps. C'est pourquoi l'utilisation d'un logiciel permettant le calcul d'écoulements de puissances temporels en séries s'avère nécessaire.

Dans le but d'évaluer les performances de chacun des outils, un cas typique a été testé à l'aide des trois logiciels retenus pour comparaison. Ce cas consiste à évaluer l'effet de l'addition de la production décentralisée variable dans le temps sur les pertes d'une ligne de distribution. Ce cas, même s'il concerne la production décentralisée, peut aussi s'apparenter au calcul des pertes dans le réseau collecteur d'un parc éolien. Le problème consiste à calculer les pertes annuelles d'une ligne de distribution, avec et sans production décentralisée, branchée au bout de la ligne de distribution. Les données de charge et de production décentralisée étant fluctuantes dans le temps, le logiciel doit pouvoir effectuer un calcul d'écoulement de puissance (*loadflow*) à chaque unité de temps pour laquelle nous avons des données. Dans ce cas-ci, il y a des données pour chacune des heures d'une année. Les logiciels doivent donc effectuer 8760 calculs d'écoulement de puissance. Les différents paramètres de cette étude sont les suivants : production décentralisée, charge et modèle de la ligne. Ils sont décrits en détails ci-dessous.

Le type de production décentralisée utilisé est l'éolien. Le solaire aurait aussi pu être utilisé. Cependant, dans le cas du solaire, il aurait fallu avoir une résolution temporelle plus petite qu'une heure car la production solaire varie plus rapidement que la production éolienne. Par conséquent, il aurait fallu faire une simulation annuelle à toutes les 5 minutes au lieu de toutes les heures, ce qui est possible sans problème avec les trois logiciels, en autant que les données de production et de charge soient disponibles avec une telle résolution.

La production décentralisée consiste en une production de trois éolienne Vestas V66 2 MW pour une puissance nominale totale de 6 MW. Les données de vitesses de vent proviennent des Archives climatiques nationales du Canada [39] et elles ont été mesurées à Cap Chat en

Gaspésie. Celles-ci ont été mesurées à une hauteur de 5 m, et comme la hauteur du moyeu de l'éolienne V66 est de 78 m, on peut ramener les données mesurées à la bonne hauteur à l'aide de l'équation 2.1 [40] :

$$\frac{V_1}{V_2} = \left(\frac{h_1}{h_2}\right)^{0,14} \quad (2.1)$$

Les données de vent sont donc multipliées par : $\left(\frac{78}{5}\right)^{0,14} = 1,47$

Il y a donc 8760 données de vent (1 donnée à chaque heure allant du 1er juin 2004 au 31 mai 2005). Chaque donnée de vent est associée avec la courbe de puissance de l'éolienne Vestas V66 [41] selon la figure 2.1. Avec ces paramètres, et sachant qu'il y a 3 éoliennes de 2 MW, il est possible d'obtenir une valeur de production décentralisée pour chacune des heures d'une année.

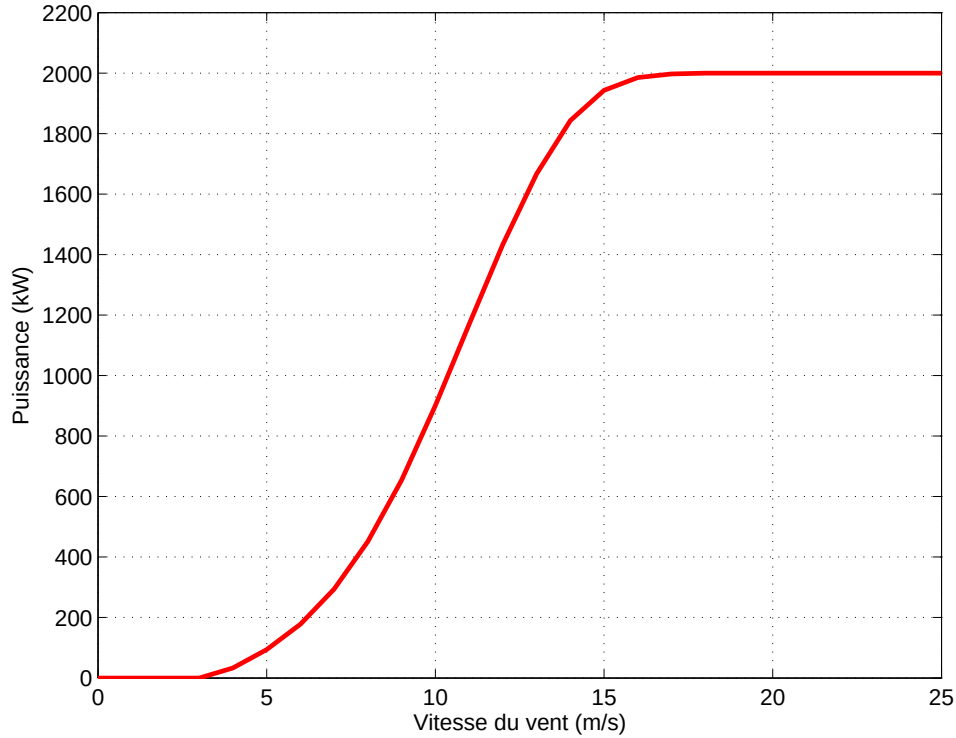


Figure 2.1 Courbe de puissance de l'éolienne V66

Les données de charge de la ligne de distribution sont typiques d'une ligne alimentant des résidences chauffées à l'électricité (charge majoritairement résistive) et ont été mesurées au poste, au niveau du disjoncteur de départ d'artère. Il y a 3x8277 données qui ont été complétées en extrapolant pour atteindre 3x8760 données, soit une donnée pour chacune des

trois phases à chaque heure de l'année. Ces données de courant à chaque heure (1 courant par phase) s'échelonnent du 1er juin 2004 au 31 mai 2005. Ces courants ont été transformés directement en puissance en prenant 25 kV comme valeur de tension de ligne. Il n'y a pas de puissance réactive associée à chaque valeur de puissance (F.P. = 1). Cependant, résoudre le problème avec une puissance réactive variable dans le temps ne pose pas de problème aux trois logiciels. Le facteur d'utilisation de la ligne est donné par l'équation 2.2.

$$\frac{P_{moyannuelle}}{P_{max}} = \frac{6,65}{13,37} = 49,8\% \quad (2.2)$$

La charge maximale survient le 18 janvier 2005 à 18h00 (heure no. 5562, charge de 13,37 MW) et la charge minimale survient le 13 juin 2004 à 6h00 (heure no. 294, charge de 3,03 MW). La figure 2.2 présente le profil de charge pour une semaine typique d'hiver, là où la charge est maximale, et pour une semaine typique d'été, là où la charge est minimale.

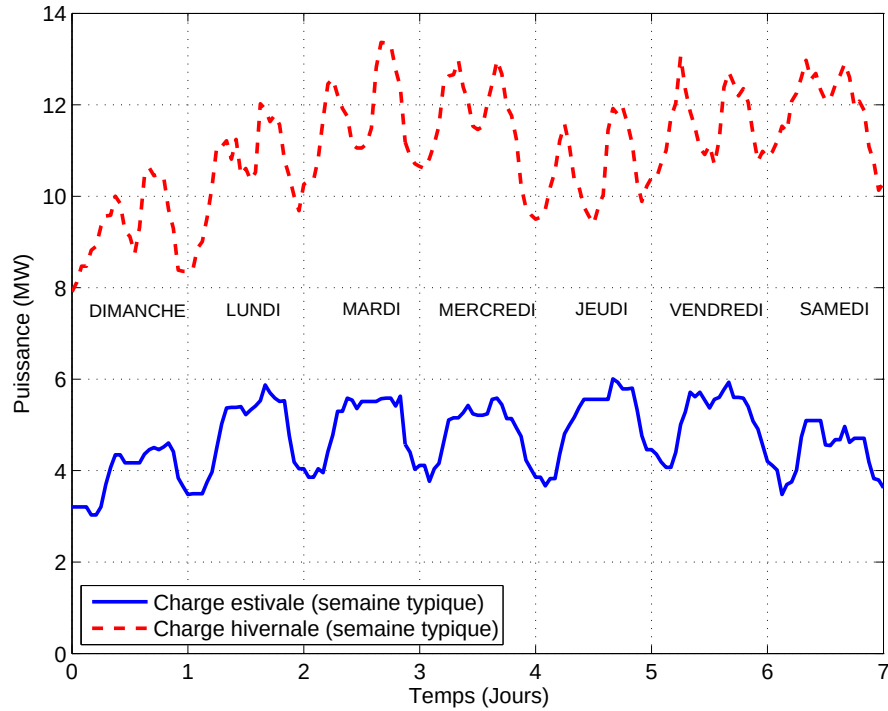


Figure 2.2 Charge pour une semaine d'une ligne de distribution en été et en hiver

Pour modéliser la ligne de distribution, on représente tout d'abord le poste par une source infinie (swing bus) à un bout de la ligne (tension de ligne de 25 kV). La longueur de la ligne est de 10 km, avec un conducteur en aluminium de 477 MCM (impédance de séquence directe

$0,116 + j0,395\Omega/km$). Les trois phases sont modélisées séparément, mais le couplage entre les lignes est négligé, car la charge a été répartie uniformément sur les trois phases (donc le réseau demeure équilibré). La modélisation de lignes couplées est cependant possible dans les trois logiciels ce qui permet la modélisation de réseaux déséquilibrés sans problème. La production décentralisée, placée en fin de ligne, est représentée par une source PQ, avec $Q = 0$, bien qu'un contrôle de puissance réactive, à définir par l'utilisateur, puisse aussi être utilisé.

Pour ce qui est de la charge, 4 modèles sont utilisés. Les trois premiers modèles seront constitués d'une charge séparée en 5, 10 ou 20 parties égales sur la ligne de 10 km. Le fait de distribuer une charge de cette façon sur une ligne augmente la charge de calcul. Dans la littérature, on trouve un modèle simplifié permettant d'évaluer les pertes et la chute de tension sur ce type de ligne [42]. Ce modèle, qui sera notre 4e modèle, consiste à placer les deux tiers de la charge au quart de la ligne et le dernier tiers à la fin de la ligne¹. Le fait d'avoir des modèles différents nous permet d'observer la différence des temps de calcul des logiciels, en fonction du nombre d'éléments en jeu. Voici donc les 4 modèles de ligne testés :

1. Charge uniformément répartie en 5 parts égales
2. Charge uniformément répartie en 10 parts égales
3. Charge uniformément répartie en 20 parts égales
4. Deux tiers de la charge au quart de la ligne et un tiers de la charge à la fin de la ligne

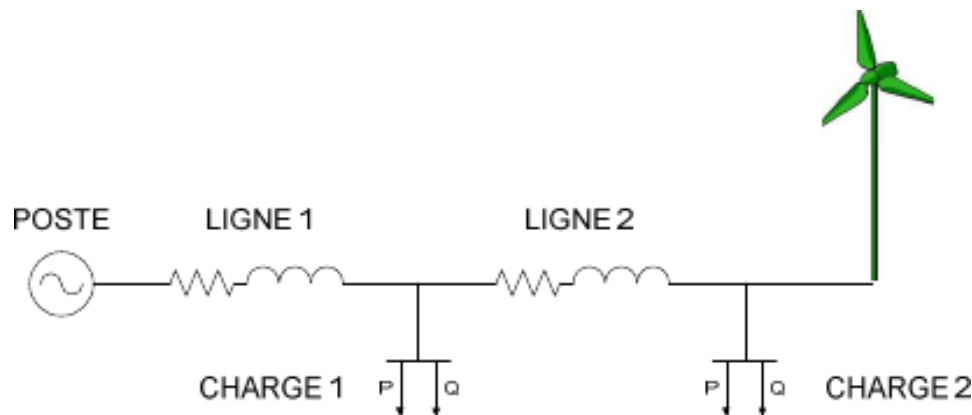


Figure 2.3 Modèle simplifié de la ligne de distribution (4) avec production décentralisée de type éolien en bout de ligne

1. Les Annexes A et B présentent les preuves que ce modèle permet d'évaluer les pertes d'une ligne de distribution avec charges uniformément réparties que ce soit avec, ou sans production décentralisée en bout de ligne.

Le modèle et ses paramètres étant maintenant définis, nous pouvons passer à l'étape de la simulation. Les deux calculs sont les suivants :

1. Calcul des pertes sur la ligne de distribution à toutes les heures de l'année, sans production décentralisée
2. Calcul des pertes sur la ligne de distribution à toutes les heures de l'année, avec l'ajout de la production éolienne en bout de ligne

Ces deux calculs sont effectués pour chacun des 4 modèles, ainsi qu'avec chacun des trois logiciels². Les trois logiciels donnent des résultats identiques pour chacun des scénarios étudiés. Les résultats de chacun des 4 modèles de ligne sont cependant différents. Dans un premier temps, seuls les résultats électriques sont présentés et analysés. Dans un deuxième temps, ce sont les résultats et performances des logiciels qui sont discutés. La figure 2.4 présente les résultats obtenus pour le modèle de ligne numéro 4 avec APREM, OpenDSS et GridLAB-D. Il est à noter que les 4 modèles de ligne donnent des graphiques ayant une forme similaire.

Pour permettre de mieux observer l'effet de la production éolienne sur les pertes de ligne, les pertes horaires ont été additionnées et ramenées à des pertes hebdomadaires. On remarque sur le graphique qu'il y a une semaine où les pertes avec la production décentralisée sont plus élevées que sans celle-ci. Cela est dû au fait que dans cette semaine, la production éolienne est plus élevée que la charge sur la ligne. C'est donc dire qu'à ce moment, la ligne de distribution envoie de l'énergie vers le poste de distribution. Le tableau 2.2 résume les résultats pour les 4 modèles de charge.

Le tableau 2.2 montre que l'installation de production décentralisée de type éolien au bout d'une ligne de distribution permet de réduire les pertes de la ligne d'environ 80 MWh par année, ce qui représente une diminution des pertes annuelles d'environ 30 %. Cette réduction de pertes est valide seulement pour la ligne de distribution. En effet, la réduction des pertes est plus élevée si l'on tient compte des pertes évitées du réseau de transport. Cependant, comme il peut être observé sur la figure 2.4, lors des périodes de faible charge, les pertes sur la ligne de distribution augmentent car à ce moment, la production décentralisée est plus élevée que la charge et la ligne envoie de l'énergie au réseau. À ce moment, le problème devient plus complexe car l'impact global sur les pertes doit tenir compte du réseau de transport ou

2. Le lecteur peut aller lire les codes utilisés avec chacun des logiciels présentés aux annexes C, D, E et F afin de se faire une idée précise sur la façon de les utiliser. Ceci permettra de mieux comprendre et/ou apprécier l'analyse comparative qui est présentée à la section suivante.

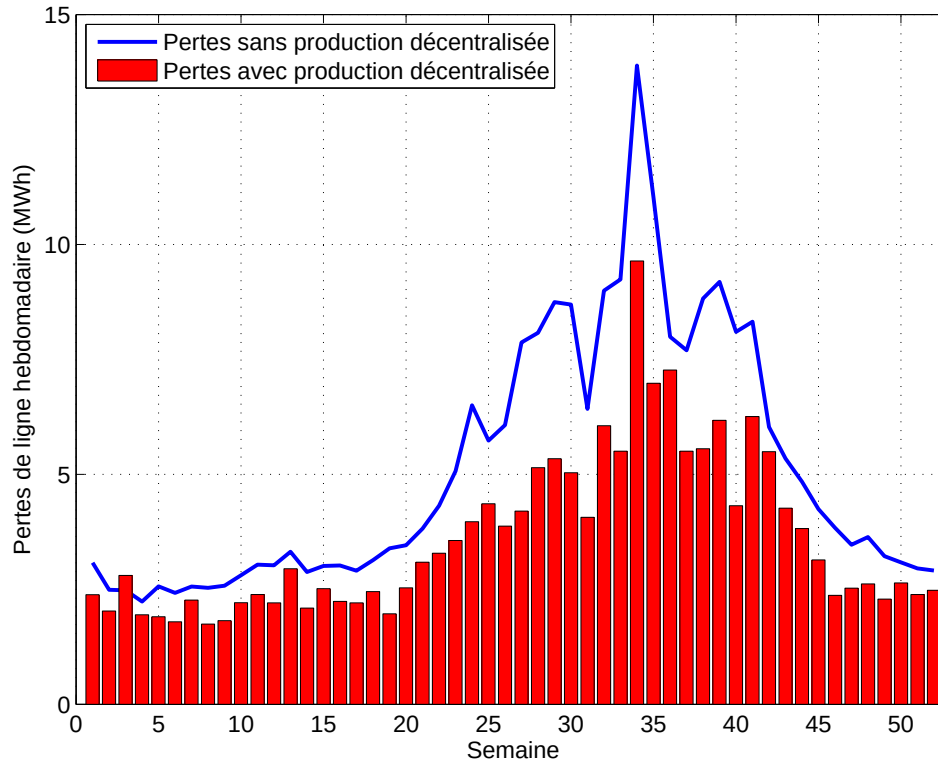


Figure 2.4 Pertes hebdomadaires de ligne avec et sans production décentralisée calculées avec le modèle de ligne no. 4

des autres lignes de distribution. Ce type de calcul peut aussi être effectué avec les trois logiciels présentés si le besoin se présente.

Le tableau 2.3 présente une comparaison des temps de calcul des différents logiciels selon le modèle de ligne utilisé. Le modèle 4 étant celui comportant le moins d'éléments et le modèle 3, celui en comportant le plus.

Le temps de calcul de ce problème augmente linéairement avec le nombre d'éléments. En effet, en doublant le nombre de charges, le temps de calcul a été doublé. Le tableau précédent montre les performances impressionnantes d'OpenDSS en termes de temps de calcul. De plus, ces temps sont encore plus faibles si l'exécutable est utilisé directement au lieu de passer via Matlab. Les performances de GridLAB-D sont un peu moins bonnes qu'OpenDSS (environ un facteur 4). Aussi, le temps de calcul d'OpenDSS inclut l'analyse des résultats ce qui n'est pas le cas de GridLAB-D. Quant à APREM, le temps de calcul est plus long d'un facteur 5 à 20 par rapport aux autres logiciels.

Tableau 2.2 Comparaison des résultats selon les différents modèles

	Modèle 1	Modèle 2	Modèle 3	Modèle 4
Énergie totale annuelle consommée par la charge	58 280 MWh			
Pertes de ligne à la pointe (heure no. 5562)	151,4 kW	132,1 kW	122,9 kW	113,9 kW
Pertes de ligne au creux (heure no. 294)	7,58 kW	6,6 kW	6,2 kW	5,7 kW
Production décentralisée annuelle	14 731 MWh			
Facteur de capacité du parc de 6 MW	28,0 %			
Pertes annuelles sans/avec production décentralisée	351/235 MWh	307/210 MWh	286/199 MWh	265/188 MWh
Énergie sauvée annuellement	116 MWh	96,8 MWh	87,1 MWh	77 MWh
Économie annuelle (10 ¢/kWh)	11 600 \$	9680 \$	8710 \$	7700 \$

Les trois logiciels ont permis de simuler le cas de production décentralisée, avec des temps de calcul différents d'un cas à l'autre. En effet, pour ce qui est de la modélisation de lignes de distribution, les trois logiciels peuvent se comparer. La syntaxe et le temps de calcul varient cependant d'un logiciel à l'autre. Il est certain que pour ce type de simulation, c'est OpenDSS qui est le plus approprié puisque c'est en partie pour effectuer ce type de calcul qu'il a été conçu. Dans le cas de GridLAB-D, ses performances sont raisonnables étant donné qu'il est conçu en premier lieu pour faire des calculs de charges domestiques et non strictement de réseau. Cependant, son usage est plus complexe qu'APREM ou OpenDSS. Quant à APREM, sa lenteur relative à effectuer ce type de calcul est compensée par sa simplicité d'utilisation.

Tableau 2.3 Temps de calcul selon les différents logiciels

Modèle de ligne	Nombre d'éléments	OpenDSS	GridLAB-D	APREM
1	15 charges, 15 lignes	55 secondes	5 minutes	26 minutes
2	30 charges, 30 lignes	1 min 50 secondes	8 minutes	53 minutes
3	60 charges, 60 lignes	3 min 30 secondes (couplé avec Matlab)	13 minutes	115 minutes
4	6 charges 6 lignes	30 secondes (couplé avec Matlab)	2 minutes	10 minutes

En effet, l'écriture du programme et l'analyse des résultats se fait plus aisément que pour les deux autres logiciels. Évidemment, ceci n'est valable que si l'utilisateur est déjà familier avec Matlab.

Il est à noter que la bonne connaissance préalable de Matlab des auteurs influe sur cette évaluation. En effet, étant donné qu'OpenDSS et APREM ont été testés en utilisant Matlab comme interface, cela leur donne un avantage comparatif par rapport à GridLAB-D. Le tableau 2.1 montre aussi que OpenDSS et GridLAB-D possèdent une documentation de bonne qualité ainsi que des exemples en nombre suffisant pour pouvoir aider l'utilisateur débutant à effectuer ses simulations avec plus d'aisance.

Deuxième étude de cas

La deuxième étude de cas porte sur le contrôle de la tension ou CVR (*Conservation Voltage Reduction*). Ce type d'étude s'inscrit dans le processus d'optimisation intégré des volts et des vars dans les réseaux de distribution. Par exemple, Hydro-Québec a lancé le projet CATVAR (contrôle asservi de la tension et des vars) dans le cadre d'un programme d'économie d'énergie [43].

Ce type d'étude de réseaux de distribution demande des capacités particulières de la part des logiciels de réseaux électriques. Il faut tout d'abord que le logiciel soit capable de modéliser les différents types de charges. Habituellement, c'est le modèle ZIP qui est utilisé. Ce modèle permet de définir les différents comportements des charges face à une variation de tension. La lettre Z représente les charges à impédance constante (lorsque la tension diminue, le courant diminue), la lettre I représente les charges à courant constant (lorsque la tension diminue, le courant demeure constant) et la lettre P représente les charges à puissance constante (lorsque la tension diminue, le courant augmente).

Ce modèle a quelques limites, notamment, lorsque vient le temps de modéliser les charges contrôlées par un thermostat (chauffe-eau, chauffage, climatisation). En effet, dans le cas de ces charges, lorsque l'on diminue la tension, le courant diminue. Elles se comportent donc comme des charges à impédance constante. Cependant, ces appareils devront fonctionner plus longtemps pour pouvoir fournir la quantité d'énergie totale requise. Comme GridLAB-D est le seul des trois logiciels à pouvoir modéliser implicitement ce type de charge, celui-ci a un avantage important pour ce type d'étude. C'est pourquoi PNNL a effectué l'étude de CVR avec ce logiciel [34]. Dans le but de pouvoir comparer les trois logiciels, seulement le modèle ZIP sera utilisé.

Cette étude de cas consiste en une ligne de distribution simplifiée de 30 barres avec des branches triphasées et monophasées ainsi que des charges monophasées. Les charges, au nombre de 21, sont représentées par un modèle ZIP en amont des transformateurs. Il y a donc une charge Z, une charge I et une charge P à chaque barre de charge. On suppose que l'on veut garder la tension à une valeur minimale de 114 V en amont du transformateur. Cela représente donc une tension de phase de 13 680 V du côté réseau en supposant un rapport de transformation de 14,4 kV / 120-240 V. Il faut donc s'approcher le plus possible de cette tension sans être plus bas. Nous supposons que la tension nominale de ligne au poste est de 25 kV et que nous pouvons diminuer cette tension par incrément de 200 V. Il s'agit donc d'asservir la tension minimale au poste pour avoir une valeur de tension s'approchant de 13 680 V sur la barre où la tension est la plus basse.

L'avantage des trois logiciels est de pouvoir faire des simulations temporelles en série. Nous allons donc faire varier les charges sur le réseau de distribution selon les valeurs données dans l'étude de cas précédente. Par conséquent, à chaque pas de temps d'une heure, la puissance totale demandée par les charges est modifiée. Chacune de ces puissances est répartie également entre les charges Z, I et P. Pour avoir une étude plus réaliste, il faudrait que cette répartition soit aussi modifiée selon les heures et les saisons d'une année. À partir de ces résultats, il est possible d'estimer quelle quantité d'énergie peut être économisée annuellement avec ce type de contrôle. Il est important de préciser que cette étude sert uniquement à donner un aperçu des possibilités des logiciels. Elle ne permet pas en soi de valider le type de contrôle considéré, du moins pas sans modéliser au préalable plus précisément les besoins en énergie des charges à toutes les périodes de l'année.

La figure 2.5 présente le schéma de réseau de distribution utilisé ainsi que le résultat fourni par l'outil de visualisation de circuit d'OpenDSS. Plus le trait est large, plus le courant circulant dans cette portion du réseau est important. On remarque que le réseau consiste en une branche triphasée principale et des branches monophasées secondaires, auxquelles sont raccordées les charges.

Le tableau 2.4 donne un aperçu des temps de calcul pour chaque logiciel. Comme les circuits sont plus grands, et comme le calcul est plus complexe (il faut trouver la bonne tension à chaque pas de temps), les temps de calcul sont plus longs que ceux trouvés dans l'étude de cas précédente. Les performances de chacun des logiciels sont sensiblement identiques à celles trouvées précédemment. Le tableau montre, sans surprise, que c'est OpenDSS qui performe le mieux, et ce, même s'il est utilisé avec Matlab et non avec seulement l'exécutable.

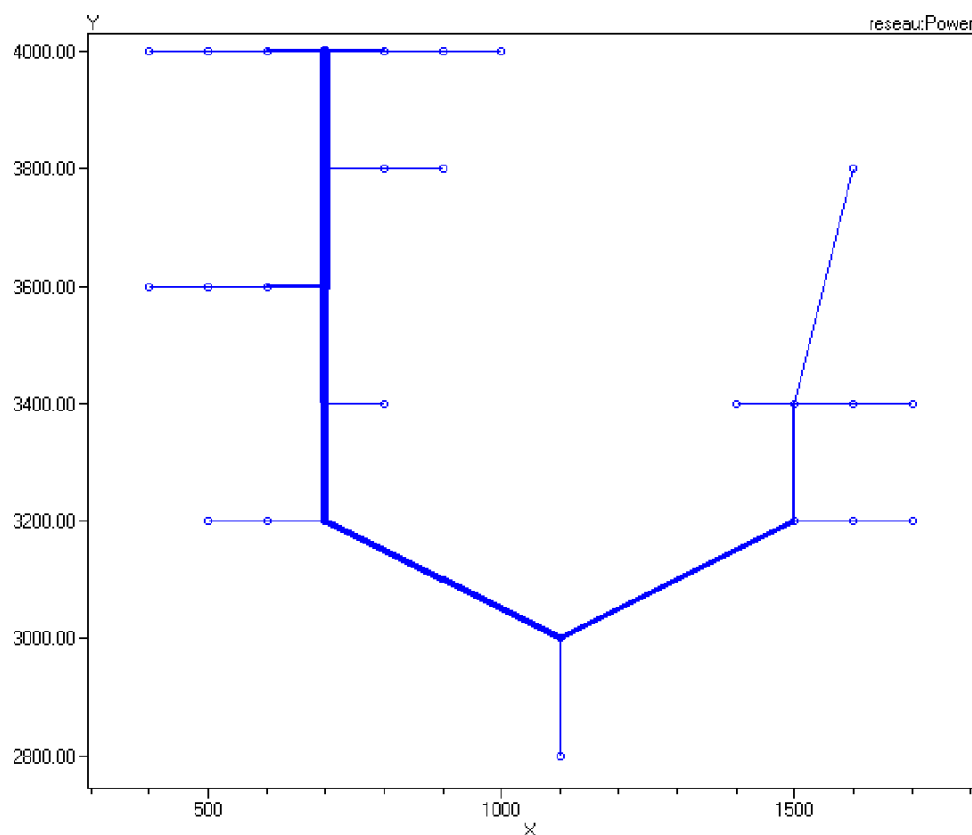


Figure 2.5 Schéma du réseau de distribution tel que représenté par l'outil de visualisation d'OpenDSS

Pour ce qui est des résultats du calcul, une réduction de l'énergie totale consommée par les charges de 3,6 % est obtenue. L'énergie totale annuelle sans contrôle de la tension est de 55 GWh et l'énergie totale avec contrôle est de 53 GWh. Tel que mentionné précédemment, ces résultats ne permettent pas de conclure sur la validité de ce type de contrôle de tension. Pour ce faire, il faudrait des données et un modèle de charge plus précis.

Les trois logiciels permettent de simuler l'impact du contrôle asservi de la tension sur les économies d'énergie annuelles d'une ligne de distribution. Étant donné la complexité et la

Tableau 2.4 Temps de calcul selon les différents logiciels pour une simulation annuelle sur un circuit de 30 barres et 63 charges

OpenDSS	GridLAB-D	APREM
3 minutes (couplé avec Matlab)	12 minutes	200 minutes

longueur de ce calcul, on remarque qu'APREM s'éloigne de plus en plus des performances en termes de temps de calcul par rapport aux autres logiciels. La régulation de tension peut être programmée facilement avec les trois logiciels. Dans le cas de GridLAB-D, il y a même déjà un appareil qui effectue cette opération directement. De plus, si nous avions voulu intégrer les charges contrôlées par thermostat, seul GridLAB-D aurait cette fonctionnalité déjà intégrée.

Cette étude n'a pas intégré le contrôle des vars (commande des condensateurs). Cependant, la modélisation des condensateurs étant déjà intégrée dans les trois logiciels, l'intégration de cette commande aurait pu être effectuée par les trois logiciels. Le problème et la commande aurait été complexifié et donc les temps de calcul un peu plus long.

2.2 Modélisation des charges résidentielles

2.2.1 Chauffe-eau

Selon les données du *U.S. Department of Energy* [44], un chauffe-eau américain consomme en moyenne annuellement 4770 kWh d'électricité, ce qui en fait l'électroménager le plus énergivore. Il existe plusieurs méthodes pour modéliser un chauffe-eau. La méthode utilisée dans ce cas-ci est représentée par l'équation 2.3 suivante [45].

$$\frac{dx}{dt} = -a(x(t) - x_a(t)) - A(t)q(t) + Rm(t) \quad (2.3)$$

Où : a est la résistance thermique des murs et donc représente les pertes thermiques du chauffe-eau, x la température moyenne de l'eau, x_a la température ambiante, A le taux d'extraction d'énergie par minute lorsqu'il y a demande d'eau chaude, q l'état ON/OFF d'extraction d'eau, R la puissance de l'élément chauffant et m l'état du thermostat.

Le modèle de consommation d'eau est représenté par une chaîne de Markov à deux états.

$$P[q(t+h) = 1 | q(t) = 0] = \alpha_0 h \quad (2.4)$$

$$P[q(t+h) = 0 | q(t) = 1] = \alpha_1 h \quad (2.5)$$

Où h est une unité de temps infinitésimale. Dans ce cas-ci, un pas de temps de $h = 1$ minute est utilisé. Comme le montre les équations 2.4 et 2.5. Lorsque $q(t)$ vaut 0, c'est-à-dire qu'il n'y a pas de tirage d'eau à l'instant t , la probabilité qu'au temps $t+1$ il y ait tirage d'eau, donc changement d'état, est de $\alpha_0 h$. De la même façon, la probabilité qu'il y ait changement

d'état lorsque $q(t) = 1$ est de $\alpha_1 h$. Le tableau 2.5 montre les paramètres utilisés lors de la simulation [45].

Tableau 2.5 Paramètres utilisés pour la simulation d'un chauffe-eau

Paramètres	Valeur
x_a	20°C
a	0,000156/min
R	0,3279°C/min (4500 W)
A	1,29°C/min
α_0	0,012/min
α_1	0,32/min

Les valeurs de α_0 sont modifiées selon le moment de la journée selon les données de consommation des chauffe-eau ontariens disponible sur le site internet de l'opérateur du réseau de l'Ontario : l'IESO [46]. Le graphique 2.6 montre la consommation globale des chauffe-eau normalisée à 1 MW pour une journée typique.

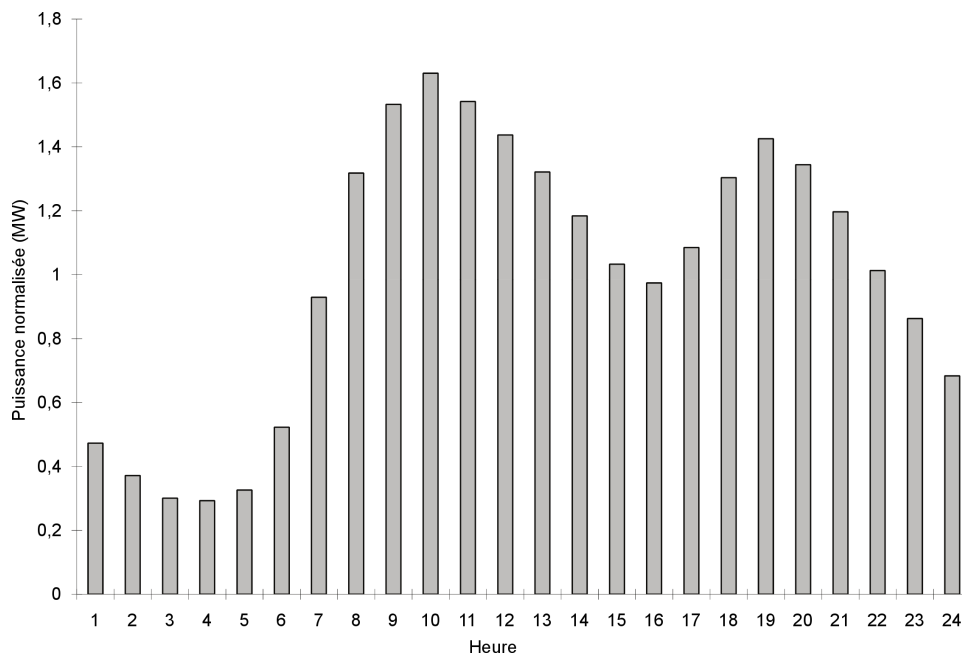


Figure 2.6 Courbe de consommation normalisée des chauffe-eau ontariens

L'équation 2.3 et les différents paramètres ont permis de recréer un modèle de consommation d'électricité d'un chauffe-eau avec Matlab. Voici donc, sur la figure 2.7, à titre d'exemple,

la consommation de trois chauffe-eau simulée pour une journée, avec le tirage aléatoire d'eau modélisé par les équations 2.4 et 2.5. Le pas de temps de la simulation est d'une minute, et la durée est de 1440 minutes, c'est-à-dire une journée complète.

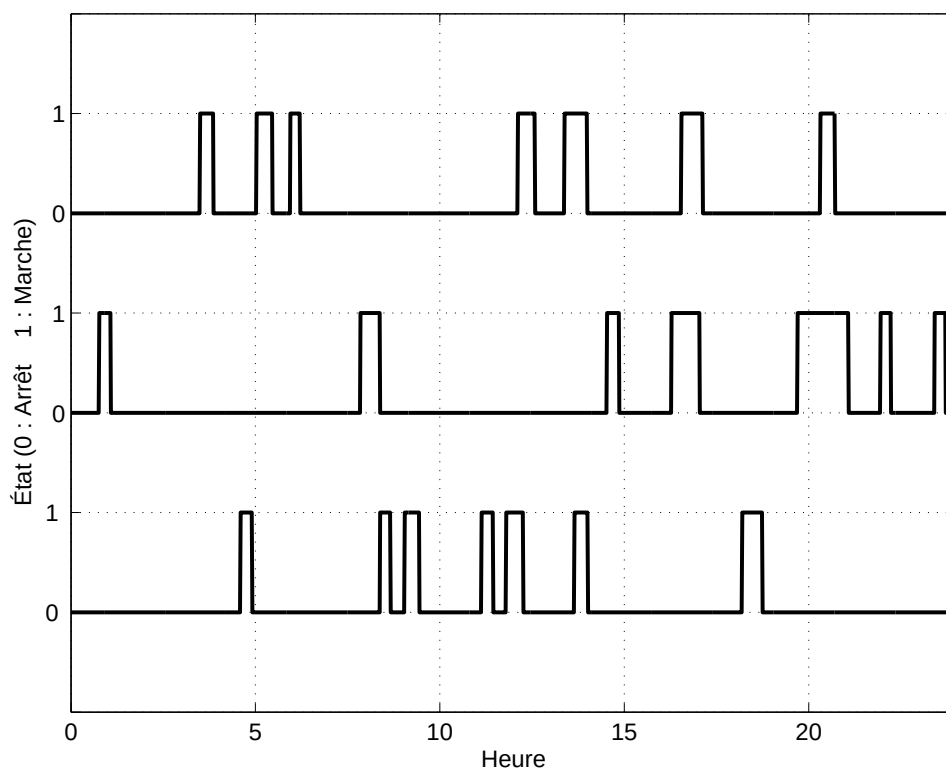


Figure 2.7 Exemple de courbes typiques de fonctionnement de 3 chauffe-eau simulés avec le tirage d'eau aléatoire pour une journée complète

Il y a donc deux états pour chacun des chauffe-eau : soit ceux-ci consomment 4500 W, soit ils ne consomment pas d'électricité. Lorsque l'on simule le chauffe-eau pour une année complète, on obtient une valeur d'énergie totale d'environ 4900 kWh. Cela est comparable à la valeur typique donnée précédemment. Évidemment, cette valeur change à toutes les simulations étant donné l'aspect aléatoire du tirage d'eau, mais elle permet de recréer, en moyenne, lorsque le nombre de chauffe-eau est suffisamment grand, le profil de charge présenté à la figure 2.6.

Par la suite, il s'agit de simuler l'effet d'un grand nombre de chauffe-eau. Pour ce faire, nous simulons un grand nombre de chauffe-eau (1400), ce qui nous permet d'observer le résultat présenté à la figure 2.8.

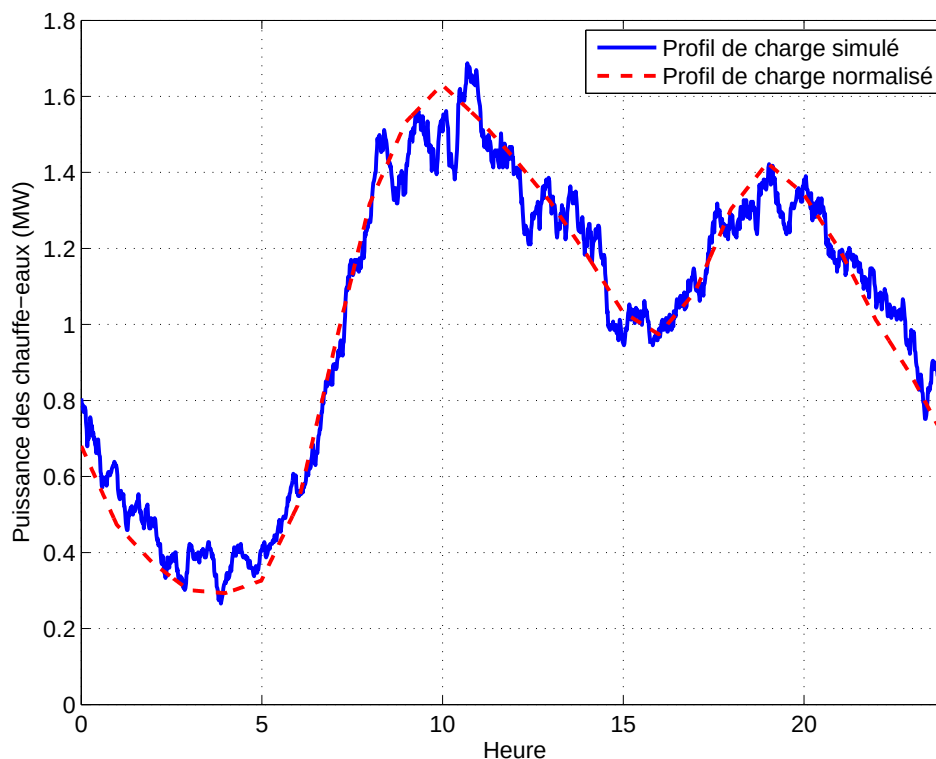


Figure 2.8 Profil de consommation de 1400 chauffe-eau

Le profil de consommation suit la courbe de consommation typique de la figure 2.6. On remarque que la pointe de consommation d'après-midi se situe à environ 1,4 MW, c'est-à-dire environ 1000 W de consommation par chauffe-eau. Ceci nous indique aussi qu'à la pointe, entre 20 et 25 % des chauffe-eau fonctionnent simultanément.

2.2.2 Chauffage électrique

La modélisation du chauffage électrique a pour but de prédire adéquatement la consommation électrique selon la température extérieure. Il s'agit de déterminer quelle quantité d'énergie est nécessaire pour conserver une température intérieure acceptable. De plus, il s'agit aussi de déterminer le comportement de la température intérieure lorsque le chauffage n'est pas en fonction. Pour réaliser cette modélisation, le logiciel *Trnsys* a été utilisé.

La figure 2.9 présente la puissance de chauffage selon la température extérieure d'une maison canadienne quelconque à toutes les heures d'une année. On remarque, sans surprise, que, plus la température extérieure est froide, plus la demande de chauffage est élevée. La consommation électrique de chauffage sera donc approximée par une droite. Cependant, il est à noter qu'il y a une dispersion assez notable des puissances horaires de chauffage autour

de cette droite. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette dispersion : effet du vent, gain thermique du soleil, des électroménagers et des résidents, actions des individus, variation des températures des thermostats, etc...

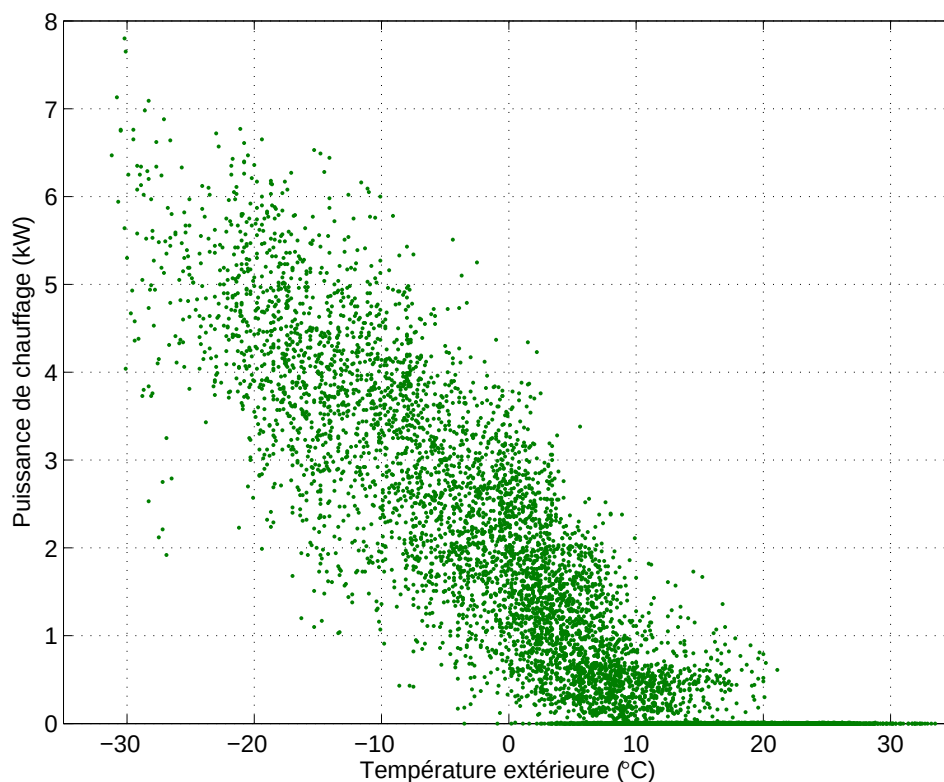


Figure 2.9 Puissance de chauffage moyenne horaire selon la température extérieure pour une maison typique au Canada

Présentation du logiciel *Trnsys*

Le logiciel *Trnsys* [47] (*Transient System Simulator*) a été développé par le *Solar Energy Laboratory* de l'Université du Wisconsin dans les années 1970. À l'origine, il a été développé pour le calcul des processus thermiques solaires. Il a par la suite été étendu au calcul des systèmes CVAC, des bâtiments multizones, des systèmes d'énergies renouvelables, de la cogénération, etc. *Trnsys* en est présentement à sa 16e version. Dans le cadre de ce travail, ce sont surtout les applications pour les bâtiments multizones qui sont utilisées. En effet, le logiciel *Trnsys* inclut un module permettant de définir ce type de bâtiment appelé *TRNBuild*.

TRNBuild permet de définir des zones, c'est-à-dire des volumes, avec une orientation et une isolation bien précise. Par la suite, on peut juxtaposer différentes zones pour recréer un

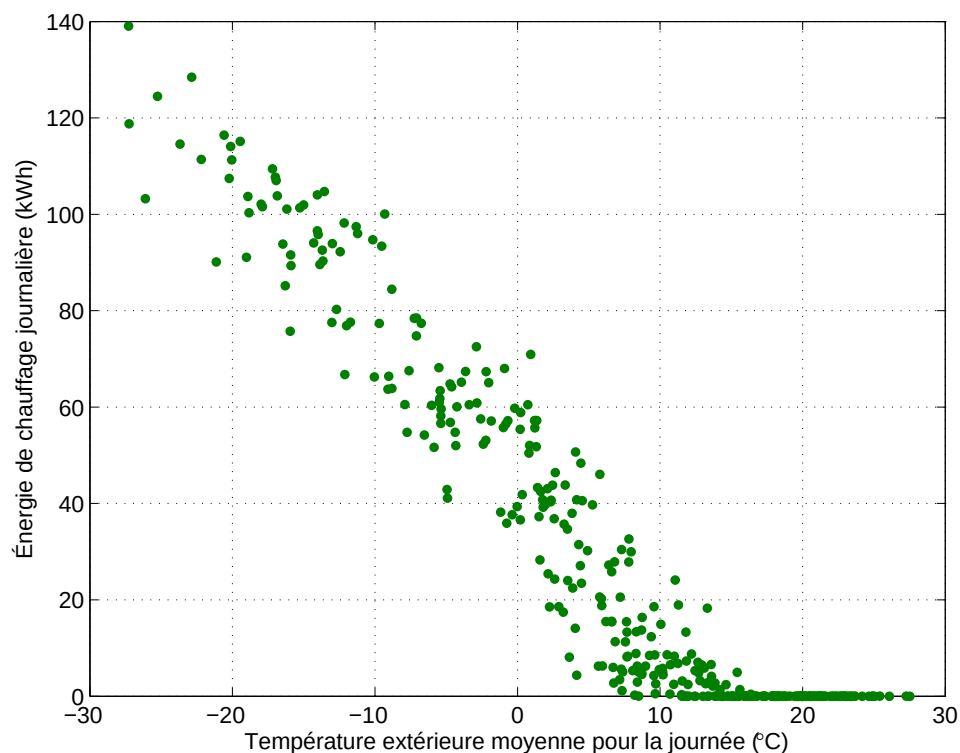


Figure 2.10 Énergie de chauffage journalière selon la température extérieure moyenne pour une maison typique au Canada

bâtiment. Pour chacune de ces zones, on peut ajouter différents types de fenêtres ainsi que le chauffage et la ventilation. Bien d'autres paramètres peuvent être définis mais la présente étude se contente de ces derniers.

Après avoir défini le bâtiment, le module *Simulation Studio* de *Trnsys* permet de simuler ce bâtiment selon différentes conditions. Le logiciel contient des données horaires typiques de température et d'ensoleillement pour différentes villes du continent, et ce, sur une base annuelle (Fichier TMY – *Typical Meteorological Year*). Dans notre cas, étant donné que l'on veut modéliser le comportement du bâtiment selon la température extérieure, plusieurs simulations en faisant varier la température extérieure ont été effectuées. Ces simulations sont faites d'une part lorsque le chauffage est en fonction, et d'autre part, lorsque le chauffage n'est pas en fonction. Les résultats ont été enregistrés dans des fichiers CSV, et l'analyse des résultats a été faite à l'aide de Matlab.

Description du bâtiment

La résidence témoin prise dans la littérature a les caractéristiques suivantes [48] :

- Dimensions : 13 x 8 m
- Fenêtres : Doubles
- Année : 1985
- Type : bungalow

Voici ensuite les caractéristiques moyennes d'une maison de l'est du Canada [49] :

- Surface totale des fenêtres : 18,9 m²
- Nombre total de fenêtre : 12
- Surface moyenne des fenêtres : 1,6 m²
- Pourcentage des maisons ayant un sous-sol : 91,4 %
- Facteur RSI (résistance thermique) mur : 2,3
- Facteur RSI plafond : 4,2

Voici ensuite les paramètres de simulation utilisés dans *TRNBuild* :

- Nombre de zone : 2 (salon et grenier)
- Espace habitable : 115 m²
- Volume de la zone salon : 287,5 m³
- Facteur RSI mur : 2,3
- Facteur RSI plafond : 4,2
- Fenêtre vers le sud : 7 m²
- Fenêtre autre orientation : 4 m²
- Infiltration Salon : 0,4 (équivalent à une valeur ACH50Pa de 6,9)
- Infiltration grenier : 0,7 (un peu plus que dans le salon)

Résultats des simulations

Ces simulations servent à déterminer les besoins en chauffage électrique d'un bâtiment selon la température extérieure. Pour ce faire, il s'agit de simuler plusieurs jours consécutifs, ici 10, avec une température extérieure constante. Le modèle de maison simulé est le modèle d'une maison moyenne de l'est du Canada avec les paramètres donnés précédemment. Pour

calculer les besoins en chauffage, un intégrateur est ajouté au modèle ce qui permet de trouver le besoin de chauffage en kWh. Par la suite, ce total d'énergie est ramené en kWh/jour et en kW. Le tableau 2.6 présente les résultats de ces simulations.

Tableau 2.6 Énergie de chauffage selon la température

Température extérieure °C	Énergie de chauffage journalière kWh	Puissance équivalente kW
-35	186,2	7,8
-30	168,7	7,0
-25	151,2	6,3
-20	133,8	5,6
-15	117,8	4,9
-10	101,5	4,2
-5	85,2	3,5
0	68,8	2,9
5	52,21	2,2
10	35,79	1,5
15	19,78	0,8

Par la suite, ces résultats peuvent d'un être comparés avec des résultats trouvés dans la littérature. Les figures 2.11 et 2.12 présentent ces comparaisons. Les courbes rouge et verte (tiretée) proviennent d'un rapport du CanmetEnergy [48]. La courbe orangée (pointillée) est la courbe simulée avec les paramètres de la maison typique de l'est du Canada.

On constate donc que le besoin en chauffage électrique d'une résidence selon la température peut être modélisé, à peu de chose près, comme une droite, et donc être défini par seulement 2 paramètres selon l'équation 2.6. Dans cette équation E est l'énergie de chauffage journalière en kWh, a est la pente en kWh/°C, T est la température extérieure en °C et b l'ordonnée à l'origine en kWh.

$$E = a * T + b \quad (2.6)$$

Il faut aussi noter que ces courbes sont des courbes de tendances. En réalité, on trouve un nuage de points, comme la figure 2.9, pouvant être approximé par ces droites. De plus, on remarque que les besoins en chauffage de la maison de l'est du Canada correspondent à ceux de la maison du rapport de Canmet.

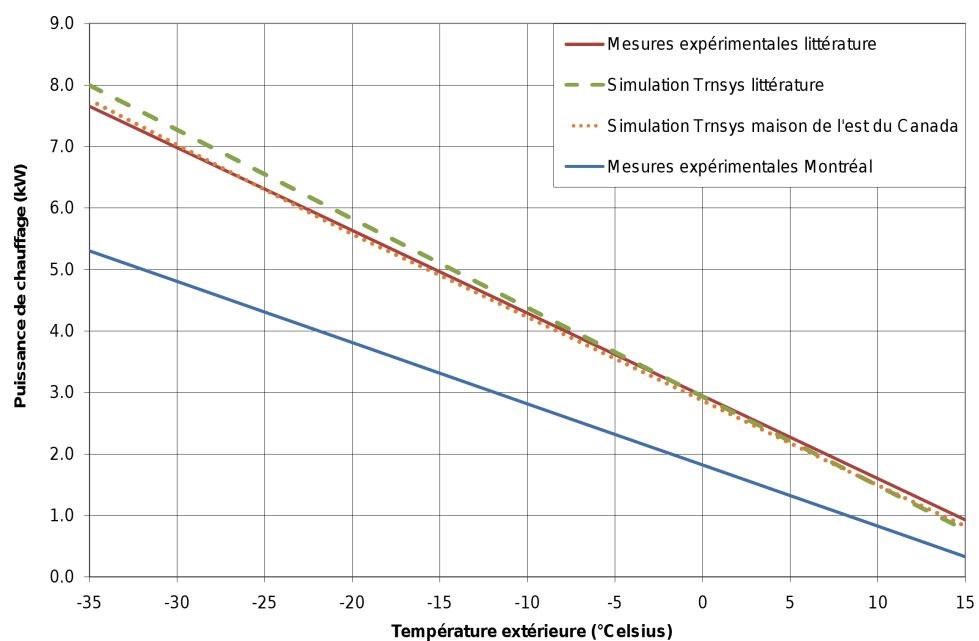


Figure 2.11 Puissance de chauffage d'une maison selon la température extérieure

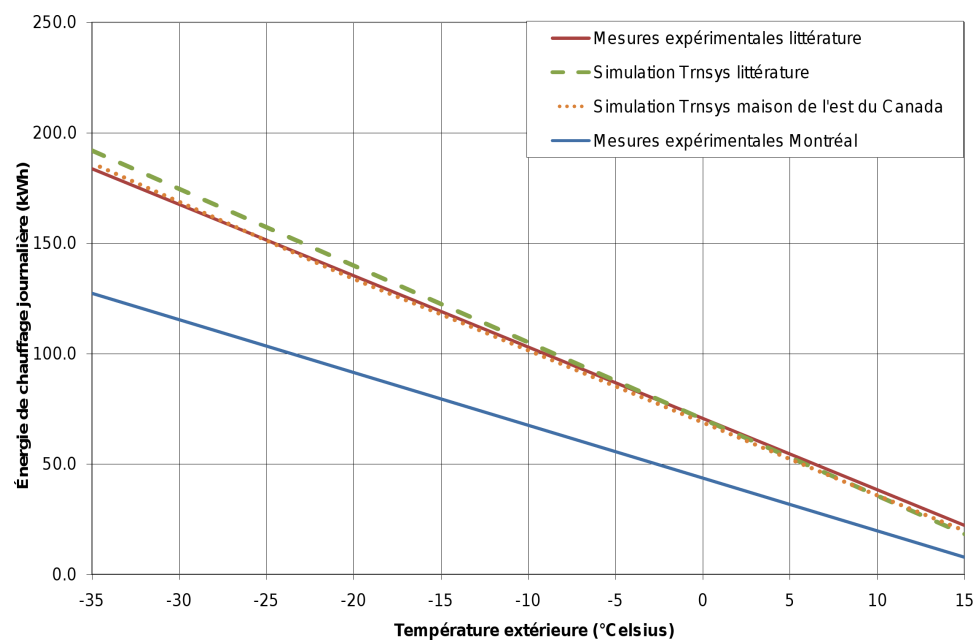


Figure 2.12 Énergie de chauffage journalière en fonction de la température extérieure

Le tableau 2.7 présente les paramètres des courbes de tendances obtenus pour les différents cas.

Tableau 2.7 Paramètres des droites pour calculer l'énergie de chauffage journalière

	Pente (a) kWh/°C	Ordonnée à l'origine (b) kWh
Maison canadienne typique	-3,32	68,75
Résultats expérimentaux [48]	-3,23	70,66
Résultats de simulation [48]	-3,47	70,37

Simulations sans chauffage

Les simulations sans chauffage servent à déterminer la diminution de la température intérieure d'un bâtiment en fonction du temps. On peut donc évaluer le temps maximal de coupure de chauffage dans le cas où l'on voudrait effectuer de la gestion de charge. Le modèle utilisé dans Simulation Studio est sensiblement le même, mis-à-part le fait que le chauffage est désactivé. Tout comme pour les simulations avec chauffage, on fait varier la température extérieure.

La décroissance de la température intérieure d'une résidence lorsqu'il n'y a pas d'apport de chaleur suit une exponentielle qui s'exprime par la relation 2.7. T est la température intérieure à l'instant t en °C. T_{finale} est la température intérieure finale à un instant infini. Elle équivaut à la température extérieure en °C. $T_{initiale}$ est la température intérieure au commencement en °C. UA est le coefficient de déperdition thermique en W/°C. C est la capacité thermique de la résidence en Wh/°C. Finalement, t est le temps écoulé depuis le début en heure.

$$\frac{T - T_{finale}}{T_{initiale} - T_{finale}} = e^{-\frac{UA}{C}t} \quad (2.7)$$

Le paramètre $\frac{UA}{C}$ représente la constante de temps de la résidence. en général, une résidence se caractérise par une constante de temps longue et une constante de temps courte. La constante de temps courte s'applique dans les instants suivant l'arrêt du chauffage (3 premières heures) tandis que la constante de temps longue s'applique au-delà de ces 3 heures. Le lecteur est invité à consulter la référence [18] à ce sujet.

Le tableau 2.8 présente les différents paramètres ainsi que la diminution de température intérieure résultante lors des premières quinze minutes sans chauffage.

Tableau 2.8 Réduction de la température intérieure selon la température extérieure

Température extérieure °C	Pente (a) °C/heure	Ordonnée à l'origine (b) °C	Réduction de la température lors des premières 15 minutes °C
-30	-3,29	20,91	1,00
-25	-2,97	20,93	0,90
-20	-2,65	20,95	0,80
-15	-2,36	20,96	0,71
-10	-2,06	20,98	0,63
-5	-1,77	21,00	0,54
0	-1,46	21,01	0,44
5	-1,16	21,03	0,35
10	-0,85	21,05	0,26
15	-0,54	21,06	0,16

Les paramètres a et b correspondent à l'équation 2.8 où t est le temps en heure.

$$T_{int}(^{\circ}C) = a * t + b \quad (2.8)$$

La figure 2.13 trace l'évolution de la température intérieure obtenue avec TRNSYS dans les 15 minutes qui suivent l'arrêt du chauffage. Cette figure montre que l'interruption du chauffage électrique pour réduire la pointe du réseau (c'est-à-dire lorsque la température est très froide) entraîne une réduction de température importante et ce dans une courte période de temps soit autour de 1 degré pour les 15 premières minutes. Il est à noter cependant que cette rapide réduction est probablement surévaluée puisque les simulations avec TRNSYS que nous avons réalisées ne prennent pas en considération la règle d'usage d'augmenter par un facteur 30 la capacité thermique de l'air, afin de tenir compte de l'inertie des parois internes et des meubles.

2.2.3 Autres charges

Les autres charges domestiques (laveuse, sècheuse, lave-vaisselle, réfrigérateur, cuisinière) sont modélisées de la même façon que le chauffe-eau mais ne sont pas présentées dans ce mémoire. Le lecteur peut cependant retrouver les différentes courbes de charge de ces appareils [50]. La figure 2.14 présente cependant l'effet total de ces différentes charges pour 20 000 résidences nord-américaines typiques. On remarque tout d'abord l'importance du chauffe-eau par rapport aux autres électroménagers. La charge de base, qui est très importante, représente le reste de la consommation électrique d'une résidence typique (éclairage, petits

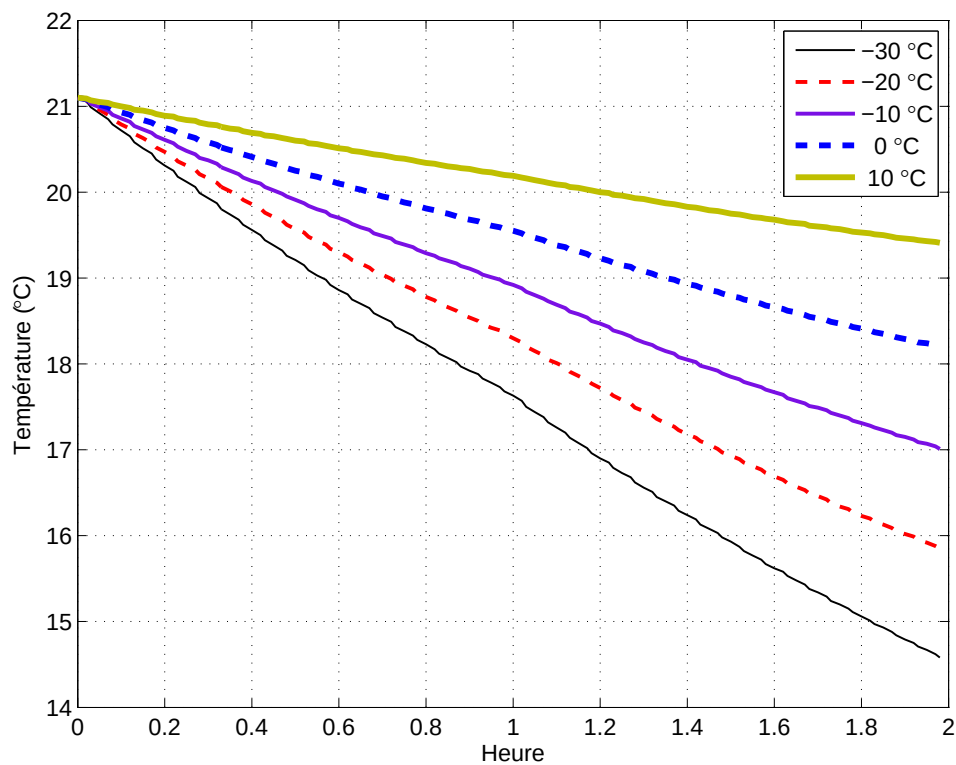


Figure 2.13 Diminution de la température intérieure selon la température extérieure

électroménagers, télévisions, ordinateurs, appareils électroniques, etc.). Les données de cette courbe proviennent de GridLAB-D. C'est la courbe de charge totale pour une journée qui sera utilisée pour les simulations ultérieures.

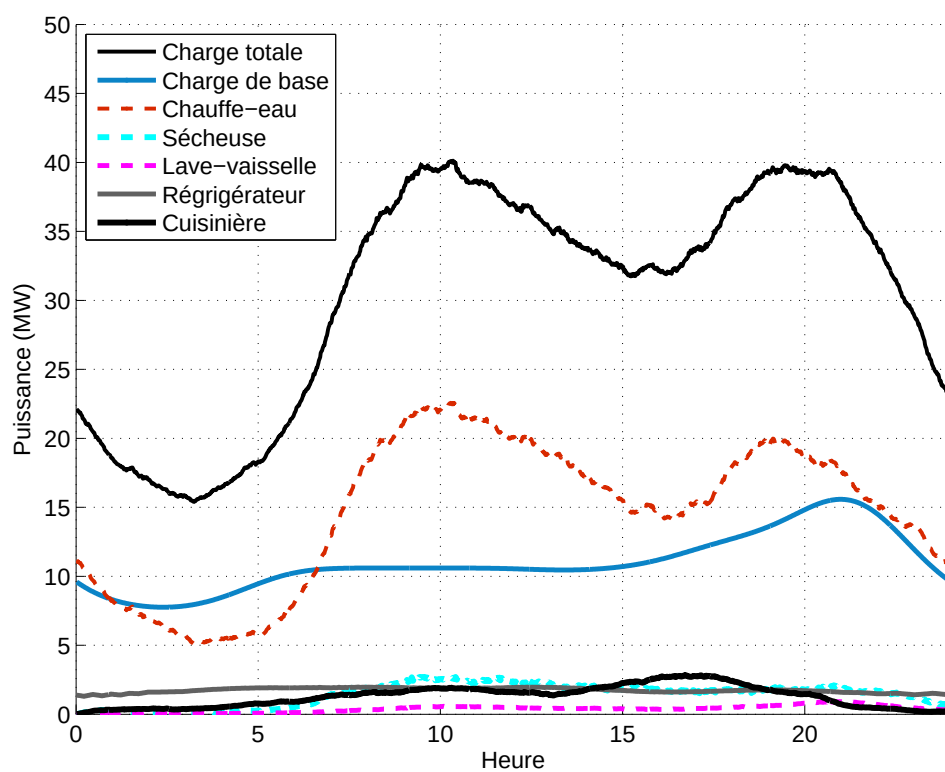


Figure 2.14 Profil de charge journalier de 20 000 maisons typiques selon les principaux électroménagers

2.3 Modélisation des systèmes de stockage

2.3.1 Description des différentes formes de stockage d'électricité

Le stockage d'énergie dans les réseaux électriques existe depuis déjà plusieurs décennies. La première utilisation à grande échelle du stockage a été le pompage d'eau dans les réservoirs. En effet, dans les régions où il y a une grande quantité de charge de base nucléaire et charbon, on se retrouve avec des surplus d'électricité lors des périodes de faible consommation. Le coût de l'électricité diminuant lors de ces périodes, il devient rentable de repomper l'eau en amont des barrages et ainsi pouvoir returbiner cette eau à un moment où l'électricité aura un meilleur coût. La différence entre le prix de l'électricité entre les périodes basse et de haute consommation étant telle que le pompage devient rentable économiquement sans qu'il le soit énergétiquement. Dans ce cas on parle de période de stockage de plusieurs heures voir de plusieurs jours ou même de semaines. Cette forme de stockage demande plusieurs années de planification et de réalisation afin d'obtenir toutes les autorisations nécessaires. Le coût en capital est important mais il peut être amorti sur plusieurs décennies. Il y a plus de 20 000 MW de ce type de stockage installé aux États-Unis.

Une autre forme de stockage est le stockage par air comprimé (CAES). Cette technologie utilise une formation rocheuse permettant d'y compresser l'air sans que celle-ci puisse s'échapper. De la même façon que le pompage hydraulique, cette forme de stockage utilise la différence dans le prix de l'électricité pour rentabiliser économiquement un système énergétiquement peu efficace. Cette technologie peut cependant avoir un temps de réponse plus rapide que le pompage hydraulique. La première centrale de ce type a été mise en fonction en 1978 dans la région d'Hambourg en Allemagne [51]. Durant les périodes hors pointe, l'air est comprimé dans deux cavernes de 283 179 mètres cubes. La centrale peut générer 290 MW pour une période de deux heures. À ce jour, il y a 440 MW de ce type de stockage installé dans le monde soit seulement deux centrales.

Troisièmement, le stockage par volant d'inertie (*flywheel*) stocke l'énergie sous forme d'énergie cinétique. L'appareil consiste en un rotor avec des roulements à billes dans une chambre où l'on fait le vide pour réduire la friction. Ce rotor est une composante d'une machine électrique pouvant fonctionner en moteur et en générateur. Les applications de ces volants d'inertie sont dans la régulation de fréquence et dans l'intégration des énergies renouvelables.

Une autre technologie est le SMES – *Superconducting magnetic energy storage*. Ce système stocke de l'électricité dans une bobine supraconductrice, donc sans pertes, qui peut être

restituée en déchargeant la bobine. Les pertes se situent au niveau du refroidissement du système. Le coût de ces systèmes est très élevé pour de grande quantité d'énergie. Ils ne sont donc pas utilisés de façon importante.

Avec l'avènement des véhicules électriques, l'agrégation de toutes les batteries de ces véhicules pourraient servir de stockage dans le réseau. À tout moment de la journée, il y a des voitures qui ne seront pas en fonctions et qui seront branchés sur le réseau. Il est donc envisageable d'utiliser ces batteries pour stocker et restituer de l'énergie au réseau et ce à tout moment. Les stratégies de commande et de coût restent cependant à définir. Cela prendra encore plusieurs années avant que ces systèmes ne soient opérationnels (V2G). L'installation de simples batteries devient aussi de plus en plus rentable. Par exemple, dans le cadre des projets découlant du stimulus américain, AEP installe des batteries à côté des transformateurs de distribution dans certains secteurs résidentiels. Ils appellent leur projet *Community Energy Storage*. Ces batteries servent à empêcher la surcharge des transformateurs de distribution et peuvent servir à mitiger l'impact de la variation de production des énergies renouvelables. Certaines compagnies proposent aussi l'installation de groupe de batterie d'une puissance assez importante.

Finalement, les supercondensateurs peuvent aussi être utilisés pour faire du stockage. Leur temps de réponse est plus faible que les autres équipements et leur utilité est surtout la régulation de fréquence.

Le tableau 2.9 présente la puissance mondiale de stockage électrique installée selon le type [52]. Comme on peut le constater, c'est la technologie de pompage hydraulique qui est, et de loin, la plus utilisée dans le monde.

Tableau 2.9 Capacité de stockage électrique installée dans le monde

Type de stockage	Puissance installée MW
Pompage hydraulique	127 000
Air comprimé	440
Batteries sodium-soufre	316
Batteries plomb-acide	35
Batteries nickel-cadmium	27
Volant d'inertie	25
Batteries lithium-ion	20

2.3.2 Stockage thermique

On sépare le stockage thermique selon les deux types suivants :

- Chaleur sensible : élévation ou abaissement de la température d'une substance
- Chaleur latente : changement de phase d'une substance

Le stockage thermique peut aussi être une combinaison des deux. Les différents paramètres pour le stockage thermique sont : le médium de stockage, la température d'opération, le mode d'échange de chaleur, l'isolation et le système de commande. Le stockage thermique consiste à utiliser la propriété de certaines substances de stocker de la chaleur ou le froid pour pouvoir par la suite la restituer au moment désiré. Voici en quoi consiste 1 kWh (3.6 MJ) d'énergie stockée dans de l'eau :

- Chaleur sensible : chauffer 1 tonne métrique (1 m^3 ou 1000 litres) de $0,86^\circ\text{C}$
- Chaleur sensible : chauffer 10 kg d'eau (10 litres) de 86°C
- Chaleur latente : chauffer 10,8 kg de glace (10,8 litres) pour la faire passer à l'état liquide

Par comparaison, pour stocker mécaniquement 1 kWh, on doit élever une tonne métrique d'eau de 360 m ! On comprend bien avec ces valeurs l'avantage du stockage thermique. L'eau est un médium de choix pour le stockage de chaleur latente étant donné qu'il a une chaleur latente plus élevée que les autres liquides et qu'il peut être pompé. Il a aussi un bon transfert de chaleur. Les solides permettent le stockage à haute température ce qui procure une plus grande densité de stockage énergétique que l'eau, c'est donc dire qu'on peut avoir des systèmes de stockage plus compacts. Les deux formes de stockage sont le stockage de chaleur et de froid. D'un point de vue de réseau électrique le stockage de froid est utile pour les lieux où la pointe a lieu l'été, dû à la nécessité de climatisation. De la même façon, le stockage thermique de chaleur profite lors de la pointe d'hiver.

La figure 2.15 résume les 3 états dans le cas du stockage thermique [51]. Dans cette figure, Q_c est l'énergie de charge (en kWh), Q_d est l'énergie de décharge (en kWh) et Q_l est l'énergie des pertes (en kWh).

Cependant, dans le cas où le système de stockage est utilisé pour le chauffage des espaces, l'énergie des pertes n'est pas vraiment perdue puisqu'elle sert aussi à chauffer le bâtiment.

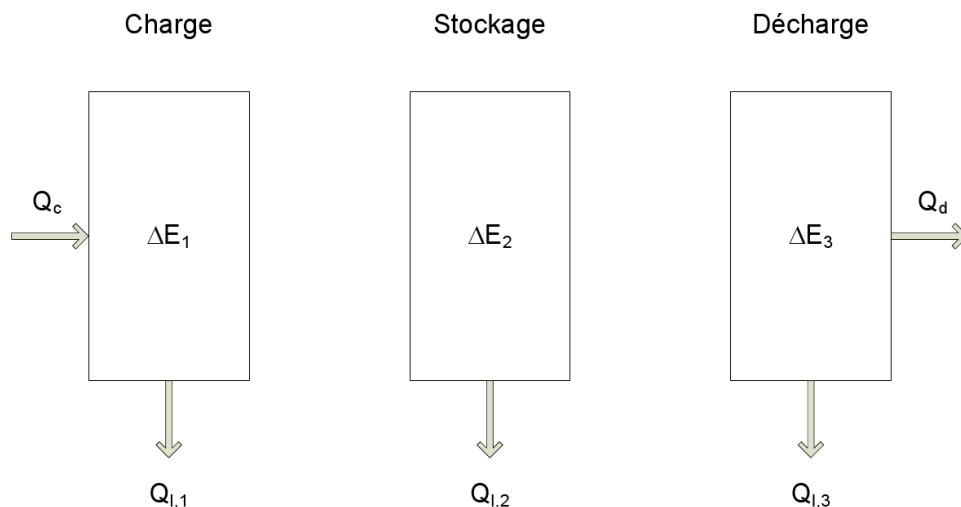


Figure 2.15 Trois états du stockage thermique

Stockage de froid

Le stockage de froid peut se faire par le biais de différent médium : l'eau (glace), le glycol, des matériaux à changement de phase. L'avantage de la glace est qu'une quantité importante d'énergie peut être stockée dans le changement de phase. Ces systèmes sont souvent utilisés dans les bâtiments commerciaux et institutionnels qui ont de grands besoins de climatisation, comme les édifices à bureau et les centres commerciaux. En effet, ces bâtiments, en plus de payer leur énergie électrique consommée en kWh, ont aussi à payer selon leur appel maximum de puissance (par exemple tarif M et G d'Hydro-Québec) et ont donc intérêt à gérer leur appel de puissance.

Les systèmes de stockage thermique de froid permettent d'emmagasinier du froid la nuit lors de faible consommation du bâtiment et ainsi de pouvoir restituer ce froid le lendemain pendant les périodes de forte demande. L'opérateur du bâtiment peut donc éteindre des compresseurs et utiliser le froid stocké la veille pour refroidir le bâtiment. De plus, si ces systèmes sont intégrés dès la conception du bâtiment, ils permettent de réduire la taille du compresseur étant donné qu'il n'a pas à être en mesure de pouvoir climatiser l'édifice à lui seul. Les édifices LEED intègrent souvent ce type de système. En intégrant ces systèmes dès la construction de l'édifice, les coûts du système de climatisation peuvent être réduits jusqu'à 10 % [53]. La demande de pointe peut être réduite de 20 à 40 % et la facture d'électricité de 10 à 20 %. Pour le moment, ces systèmes peuvent se rentabiliser seulement du point de vue de l'appel maximal de puissance. De plus, avec l'avènement de la tarification différenciée dans le temps, ces systèmes vont avoir une meilleure rentabilité puisque la pointe de consommation

de ce type de bâtiments correspond à peu près à la pointe du réseau électrique dans le cas des réseaux à pointe estivale (*summer peaking*). C'est donc dire que la production de froid la nuit leur coûtera moins cher que présentement. Il y aura donc un intérêt pour les opérateurs de ces bâtiments à améliorer la capacité de production de froid de leur système.

Pour le moment, ces systèmes sont disponibles pour les bâtiments de grande dimension mais certaines compagnies développent ces systèmes pour les particuliers, étant donné que les tarifs à l'heure sont maintenant disponibles à plusieurs endroits. Le médium le plus populaire est la glace. Les systèmes utilisant une solution de glycol (éthylène glycol, propylène glycol) sont aussi utilisés comme liquide réfrigérant pour créer de la glace étant donné que leur température de fusion est plus faible que zéro.

Un des accumulateurs thermique de froid est le ICEBear de la compagnie Ice-Energy. Ce système s'intègre à l'unité de climatisation existante. Il est installé sur le toit de l'édifice en parallèle à l'unité de climatisation. Il peut être joint à différentes marques existantes de climatiseur central. Lors des périodes hors pointe, le système stocke de l'énergie sous forme de glace. Ce froid est par la suite restitué lors des périodes de pointe, réduisant ainsi la consommation d'énergie du compresseur. Un système de commande bidirectionnel permet aux opérateurs des bâtiments ainsi qu'aux compagnies d'électricité de commander l'état de ce système. Le produit ICEBear peut donc être utilisé comme produit pour gérer la pointe du client et de la compagnie d'électricité, ce qui démontre l'avantage du stockage thermique par rapport aux autres formes de gestion de charge (réfrigérateur, lave-vaisselle, etc.). Présentement, en Californie, à Glendale, dans la région de Los Angeles, un projet de stockage thermique de 53 MW utilisant le système ICEBear est en fonction. Ces systèmes sont installés sur 24 édifices municipaux.

Stockage de chaleur

De la même façon que le stockage de froid, le stockage de chaud est valide dans les endroits où la pointe est hivernale et est due au besoin de chauffage. Ces systèmes sont donc principalement utilisés dans les pays nordiques où la demande de chauffage électrique en hiver est plus importante que la demande de climatisation l'été. Pour ce type de stockage thermique, on peut utiliser les chauffe-eau et aussi des solides comme les briques. Avec les briques, la densité de stockage énergétique pouvant être atteinte est très élevée. Elle peut atteindre environ 900 kWh/m³ [54]. Les systèmes peuvent être centralisés ou simplement locaux (chauffage d'une pièce). Ces systèmes peuvent être utiles pour les clients qui sont pénalisés pour leur appel maximal de puissance (tarif M, G, L) ou qui sont soumis à une tarification variable. Cette

technologie étant moins complexe que la technologie de stockage thermique de climatisation, des appareils de chauffages domestiques à stockage thermique sont déjà sur le marché. La période de retour sur l'investissement peut même être de moins de 3 ans. Dans le cas des clients résidentiels, comme ceux-ci ne sont pas facturés à la puissance, ces systèmes ne sont rentables que dans le cas de tarif à l'heure, comme c'est le cas en Nouvelle-Écosse.

Les accumulateurs thermiques prennent la forme d'une boîte isolée remplie de briques de haute densité. La quantité de briques détermine la capacité de stockage de l'appareil. Entre les briques, il circule une résistance qui produit de la chaleur (RI^2) et augmente la température des briques. L'isolation empêche la chaleur de s'échapper des briques. Un thermostat commande un ventilateur qui fait circuler l'air chaud des briques vers la pièce à chauffer ou vers les conduits. Finalement, un autre avantage de ces systèmes est qu'en cas de panne électrique en plein hiver, il peut y avoir quelques heures de chauffage stockées dans ces systèmes, ce qui empêche la maison de se refroidir trop rapidement.

Modélisation de l'accumulateur thermique central (ATC)

Commen mentionné précédemment, un accumulateur thermique est un appareil de chauffage, généralement domestique, permettant de stocker de la chaleur lors des périodes hors pointe, lorsque le coût de l'électricité est faible, et de la restituer lors des périodes de pointe. De cette façon, l'utilisateur économise sur les coûts de chauffage en ne stockant l'énergie que lors des périodes de faible coût de l'électricité. De plus, même en l'absence de mesures tarifaires, le stockage d'énergie thermique demeure un élément de commande intéressant pour niveler la charge. Il pourrait donc être intéressant d'utiliser un grand nombre de ces appareils comme médium de stockage pour l'intégration des énergies renouvelables, tel que proposé par Hughes [14].

Ce type d'appareil se présente sous plusieurs formes. Il y a tout d'abord les accumulateurs thermiques locaux, qui remplacent une plinthe électrique. Il y a aussi les systèmes hydroniques (à eau chaude) qui peuvent remplacer les systèmes au mazout ou au gaz naturel. Finalement, il y a les accumulateurs centraux (ATC) qui remplacent les fournaies électriques à air pulsé. C'est ce dernier type d'accumulateur qui est considéré dans ce mémoire. Les accumulateurs peuvent aussi servir de complément à une thermopompe.

Dans le cadre de ce travail, le modèle d'accumulateur thermique central (ATC) utilisé est le DLF30B de la compagnie Steffes. Le tableau 2.10 présente les caractéristiques d'opération de cet appareil [55].

Tableau 2.10 Caractéristique d'opération du DLF30B

Température extérieure °C	Niveau de charge	Puissance électrique kW	Température interne maximale °C
12.8	1	9.6	260 (500 °F)
1.7	2	19.2	482 (900 °F)
-9.4	3	28.8	732 (1350 °F)

Voici les autres caractéristiques de l'équipement :

- Tension nominale : 240 V
- Circuits de charge : 3 circuits de 50 A
- Charge maximale du ventilateur (soufflante) : 6 A à 240 V
- Capacité de stockage : 180 kWh
- Poids total des briques : 2160 lbs (980 kg)
- Poids total de l'ATC : 2750 lbs (1247 kg)
- Nombre de briques : 84 complètes et 12 demies

Les équations décrivant le comportement thermique de cet ATC en régime transitoire sont inspirées de travaux menés à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (LTE) [56].

$$C \frac{T_s^{t+1} - T_s^t}{\Delta t} = P_{\text{electrique}}^t - P_1^t - P_2^t \quad (2.9)$$

$$P_1 = 4.64 \times 10^{-6} T_s^2 + 1.14 \times 10^{-3} T_s - 0.024 \quad (2.10)$$

$$P_2 = 4.88 \times 10^{-2} T_s + 0.39 \quad (2.11)$$

où l'on définit les symboles suivants :

C : Chaleur spécifique de la masse de stockage de l'appareil (0,336 kWh/°C)

T_s : Température moyenne de la masse de stockage (°C)

Δt : Intervalle de temps entre 2 simulations (heure)

$P_{\text{electrique}}$: Puissance électrique pour la recharge (9,6 ou 19,2 ou 28,8 kW)

P_1 : Pertes en attentes (kW) c'est-à-dire la chaleur s'échappant de l'ATC à tout moment

P_2 : Puissance thermique restituée par la ventilation (kW) (limitée pour une température maximale de sortie qui correspond à environ 15 kW par les commandes internes)

Ces équations décrivent le comportement thermique de l'ATC et permettent la modélisation avec Matlab. Les pertes en attente de l'ATC varient selon l'équation 2.10. À la température maximale (732 °C), les « pertes » atteignent donc 3,3 kW. Il est à noter que l'énergie des « pertes » n'est pas perdue puisqu'elle sert à chauffer la maison. Il faut cependant que l'ATC soit bien dimensionné et bien géré selon les caractéristiques de la maison afin que ces pertes ne soient pas trop élevées à un moment où les besoins en chauffage sont moindres.

2.3.3 Résumé

Le stockage thermique ne peut pas tout à fait être comparé directement avec le stockage électrique. En effet, cette dernière forme de stockage permet, avec une commande appropriée, de fournir de l'énergie au réseau mais aussi de consommer de l'énergie du réseau. Le stockage thermique permet de seulement consommer de l'énergie du réseau et réduire la charge à un autre moment. Le stockage thermique est donc théoriquement moins flexible puisque son utilisation dépend des conditions climatiques et du moment. Cependant, comme les pointes sur le réseau électrique sont fortement corrélées au chauffage et à la climatisation des espaces, les moments où le stockage électrique est le plus rentable sont généralement les mêmes où le stockage thermique peut être utilisé.

CHAPITRE 3

INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES AU RÉSEAU

3.1 Notions d'opération des réseaux – normes de raccordement

Les centrales de production peuvent être regroupées en quatre grands types selon leur opération [57] : les centrales de base, qui produisent une puissance constante (centrale nucléaire, charbon), les centrales intermédiaires, qui suivent la charge (centrale hydraulique, au gaz), les centrales de pointe (*peaking plant*) (au gaz), et finalement, les centrales intermittentes ou non-cédulables (éolien, solaire, hydro au fil de l'eau).

Les centrales de base produisent généralement une grande quantité d'électricité et sont conçues pour fonctionner 24 heures sur 24, peu importe la charge sur le réseau. Elles offrent le meilleur rendement et sont conçues pour durer un grand nombre d'années. Elles ont les coûts d'opération les plus bas étant donné qu'elles sont optimisées pour fonctionner constamment. En contrepartie, elles demandent un capital très élevé lors de la construction. Des exemples de ce type de centrale sont les centrales nucléaires, les centrales au charbon et les centrales à cycle combiné. En cas de panne ou d'arrêt de maintenance, elles prennent plusieurs heures voire des jours dans le cas des réacteurs nucléaires pour reprendre leur production habituelle. La planification de l'opération de ces centrales se fait des jours, voire des mois en avance. Entre 60 et 70 % de l'électricité annuelle est produite par ce type de centrale. Pendant les pointes, c'est entre 40 et 60 %.

Les centrales intermédiaires, qui sont conçues pour suivre la charge, ont un rendement un peu moindre et un coût d'opération supérieur étant donné que leur production varie constamment. Elles sont conçues, dans le cas des centrales thermiques, pour supporter des cycles de chauffage et de refroidissement rapides. Le coût en capital est un peu moins élevé que pour les centrales de base. Ce sont souvent les centrales hydrauliques ou au gaz qui sont utilisées pour ce type de fonction. Entre 20 et 30 % de l'électricité annuelle provient de ce type de centrale. Pendant les pointes, elles fournissent entre 30 et 50 % de l'énergie.

Les centrales de pointe (*peaking plants*) ne sont en fonction que quelques heures par jour/année et ont un coût d'opération élevé et un rendement et un coût en capital faible. Ce ne sont généralement pas de très grosses centrales (< 150 MW). Elles peuvent habituellement

atteindre leur production maximale à partir de zéro en moins de 10 minutes. Elles peuvent aussi servir à remplacer une unité de base ou intermédiaire qui est en maintenance. Elles ne produisent qu'environ 5 % de l'électricité consommée par les clients.

Les centrales intermittentes ne fonctionnent que lors des périodes où la météo est propice, ce qui est un désavantage important. En contrepartie, l'avantage majeur de ce type de centrale par rapport aux centrales thermiques est que le coût du carburant est nul. C'est donc dire que ces centrales sont cédulées en priorité puisque leur coût marginal d'opération est le moins cher. Il a été observé que, là où le marché de l'électricité a été dérèglementé, l'installation de centrales intermittentes de type éolien entraîne une baisse du coût moyen de l'électricité. En contrepartie, la variance des prix observés augmente [58]. De plus, une grande quantité de ce type de centrale augmente la nécessité de garder des centrales intermédiaires et de pointe en réserve (tournante ou arrêtée) et donc diminue le rendement moyen des centrales thermiques intermédiaires.

3.2 Intégration des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables (solaire, éolien) étant de plus en plus intégrées dans les réseaux, celles-ci modifient l'opération habituelle de ceux-ci. Premièrement, les panneaux solaires photovoltaïques sont intégrés généralement en production décentralisée via des onduleurs selon la norme IEEE 1547 [59]. Ces panneaux ne participent donc pas, pour l'instant, à la régulation de tension. Les onduleurs permettent un déclenchement rapide en cas de panne sur le réseau de distribution puisque l'îlotage n'est pas permis pour le moment. Pour ce qui est des éoliennes, celles-ci, selon leur taille, sont connectées sur le réseau de transport ou de distribution. Durant la décennie 2000, c'est la technologie du générateur asynchrone à rotor bobiné qui s'est imposée. Cependant, dans l'avenir ce sont les générateurs synchrones à aimants permanents qui auront vraisemblablement la cote. Ceux-ci ont l'avantage de ne pas avoir de boîte de vitesse et, en conséquence, réduisent les coûts d'entretien. Ils nécessitent cependant un convertisseur AC-DC-AC et sont donc branchés sur le réseau via un onduleur. Dans le cas d'un branchement sur le réseau de transport, ils doivent être en mesure de participer à la régulation de tension, ce qui n'est pas le cas pour les branchements en production décentralisée.

3.2.1 Intégration des panneaux solaires

Les panneaux solaires photovoltaïques produisent une énergie relativement prévisible si on les compare aux éoliennes. La puissance produite en fonction du temps a la forme d'une

fonction normale avec le pic au milieu de la journée et une puissance nulle la nuit. Dans le cas d'une journée sans nuage, la fonction sera lisse et dans le cas d'une journée nuageuse, la fonction sera aplatie. Cependant, une journée relativement ensoleillée avec des passages nuageux entraînera des baisses de puissance transitoires de quelques minutes pouvant être importantes. Ces baisses sont évidemment atténuées si l'on parle de panneaux solaires répartis sur une grande superficie, par exemple sur les toits des maisons ou des édifices commerciaux, par rapport à des centrales solaires où les panneaux sont regroupés en un lieu. Ces transitoires peuvent entraîner des baisses de tension importantes sur le réseau de distribution et ainsi déclencher des opérations intempestives des changeurs de prises des transformateurs ou des banques de condensateurs des postes en amont.

D'un point de vue global, par rapport à la charge, la rampe ascendante matinale des panneaux solaires le matin correspond à celle de la charge avec peut-être quelques heures de différence, ce qui aide le réseau pour la pointe matinale. Cependant, la rampe descendante de l'après-midi est contraire à la charge puisque celle-ci pointe en fin d'après-midi ou en début de soirée. C'est donc dire que les panneaux solaires diminuent la demande de centrales intermédiaires le matin et le midi. Cependant, ces dernières sont toujours nécessaires en fin d'après-midi et en début de soirée. Il est aussi important de noter que les panneaux solaires, pour un ensoleillement identique, ont un meilleur rendement lorsque la température extérieure est plus froide. C'est donc dire que, lors des pointes de climatisation, i.e. lors des journées très chaudes, les panneaux solaires ont un rendement moindre. Cependant, les pointes de climatisation ayant lieu lors des journées ensoleillées, les panneaux solaires ont une production non-nulle, et donc, diminuent la demande de centrales de pointe.

3.2.2 Intégration des éoliennes

Les réseaux électriques doivent intégrer de plus en plus d'énergie éolienne. Cette intégration a des impacts importants sur l'opération des réseaux [15]. Les impacts peuvent être divisés selon trois périodes de temps :

- Régulation : (entre 0 et 10 minutes)
- Intermédiaire : entre 10 minutes et plusieurs heures
- Long terme : de plusieurs heures à plusieurs jours

La période de régulation est celle qui couvre les régulations primaires et secondaires où les générateurs doivent s'ajuster à la charge et assurer la stabilité de la fréquence. Dans ce cas, comme la production éolienne ne varie pas énormément pour de si courtes périodes de

temps, l'intégration de l'énergie éolienne n'augmente pas énormément les besoins de régulation. Aussi, les régions où le *dispatching* économique (régulation tertiaire) se fait sur des périodes de 5 à 15 minutes par rapport aux régions où cette régulation se fait à toutes les heures facilitent l'intégration de formes d'énergies fluctuantes.

La prochaine période de temps est l'intermédiaire (*load following*). Pour cette période de temps, les études ont démontré qu'une augmentation de capacité de production intermédiaire est nécessaire. Cela est souvent causé par le fait que le vent a un comportement diurne, c'est-à-dire que la production est plus élevée la nuit que le jour, ce qui ne correspond généralement pas au comportement de la charge. En effet, il a été remarqué que lorsque la charge augmente en matinée, la production éolienne diminue, ce qui nécessite l'apport de générateurs intermédiaires.

Dans le cas de périodes de temps plus grandes, l'incertitude sur les prévisions de production éolienne pour le lendemain joue sur la capacité des opérateurs à planifier une utilisation optimale des centrales de base. En effet, l'opération de celles-ci doit être cédulée plusieurs heures ou jours à l'avance. Il en résulte que l'augmentation de la production éolienne augmente, pour l'Irlande entre autre, le cyclage des centrales de base [60] ce qui diminue leur efficacité et leur fiabilité.

Une surestimation ou une sous-estimation de la production éolienne peut entraîner des coûts supplémentaires importants. Ces problèmes doivent être résolus par l'achat ou la vente dans les marchés court terme, ce qui peut coûter très cher. Pour une pénétration jusqu'à 20 ou 30 % d'éolien, les coûts d'intégration pour cette période de temps peuvent être de 9 \$/MWh (0,9 ¢/kWh). Outre la question des coûts, il peut aussi y avoir des problèmes de fiabilité s'il n'y a pas suffisamment de production cédulée pour répondre à la demande. C'est donc dire que les coûts d'intégration d'éolien se font sentir pour des périodes de temps plus grandes. Plusieurs solutions permettent de réduire ces désagréments : des additions au réseau de transport, des éoliennes avec un meilleur contrôle de puissance réactive, de plus grande zone d'équilibrage, de meilleures prévisions météorologiques, des marchés plus rapides et le délestage de production (*curtailment*). Il y a bien sûr aussi le stockage et la gestion de charge qui seront discutés plus loin.

3.3 Équilibrage des sources d'énergie variable

3.3.1 Stockage thermique

Étant donnée la flexibilité des systèmes de stockage thermique, il pourrait être intéressant de les utiliser comme médium de stockage dans le but d'intégrer les énergies renouvelables. Cependant, ces systèmes sont dépendants de la température extérieure. Les systèmes de stockage thermique chaud ou froid ne sont pas utilisés à l'année. Ils ne peuvent donc servir à intégrer les éoliennes ou le solaire que quelques mois par année. Cependant, le stockage thermique dans les chauffe-eaux peut théoriquement être utilisé à l'année. Donc dans le cas où les tarifs à l'heure se répandent et que les systèmes de stockage thermique deviennent de plus en plus répandus, ces systèmes pourraient être utilisés conjointement avec les autres systèmes de stockage mentionnés précédemment, comme dans le cas du projet Premio en France, qui couple le stockage thermique et la gestion de charge. L'intérêt est donc que les clients achètent eux-mêmes ces systèmes, contrairement aux autres médiums de stockage où la compagnie d'électricité doit déboursier un bon montant en capital. L'investissement sera donc dans les systèmes de commandes. Un exemple de l'utilisation des accumulateurs thermiques de chaleur pour intégrer la production éolienne a lieu présentement sur l'île de Vinalhaven dans l'état du Maine. Cette île n'est pas raccordée au réseau électrique et donc leur énergie provient de centrales diesel. Dans cette région, des parcs éoliens ont été construits et des essais sont en cours pour relier la production éolienne avec des accumulateurs de chaleur de marque Steffes.

3.3.2 Bénéfices du stockage

Le stockage dans les réseaux électriques a plusieurs fonctions qui dépendent de la quantité d'énergie stockée et du temps de réaction du médium de stockage. Pour les temps d'opération les plus courts (de ms à s), l'utilité est d'améliorer la stabilité en fréquence du réseau. En effet, certaines formes de stockage peuvent réagir rapidement aux variations de charge et de production. Une autre utilité du stockage est de permettre de stabiliser la courbe de charge. L'intégration des deux énergies renouvelables intermittentes principales, solaire et éolien, dans les réseaux électriques, demande l'utilisation du stockage lorsqu'elles atteignent une grande proportion. L'intégration du solaire pose plus de problèmes au réseau électriques que l'intégration des éoliennes. En effet, un profil typique de production solaire comprend une rampe lors de l'aurore et lors du crépuscule. Cette rampe ne correspond pas tout à fait avec le profil de charge surtout dans le cas du crépuscule. C'est donc dire qu'il doit y avoir une variation importante de production dans les centrales qui suivent la charge pour permettre l'entrée de cette énergie. Lorsque la quantité d'électricité solaire devient trop importante, les

centrales ne sont plus capables de suivre cette rampe. Au crépuscule, la baisse de production solaire précède la baisse de la charge. Il est donc important d'avoir une quantité d'énergie en réserve à ce moment. Un autre problème avec le solaire est le fait qu'il peut y avoir des baisses de production importantes de quelques minutes durant la journée, causées par le passage des nuages. Comme tous les panneaux solaires d'une même région sont affectés par cette baisse de production, une baisse importante de tension peut être observée à cet endroit. Un dispositif de stockage permet d'empêcher cette baisse de production pour les quelques minutes du passage du nuage.

Dans le cas de l'éolien, le profil de production varie constamment, mais il n'y a pas de rampe et de creux aussi importants que dans le cas du solaire. La production d'énergie éolienne varie donc plus lentement que la variation du solaire. Habituellement, un profil de production va varier d'heure en heure et de jour en jour. Dans le cas de l'éolien, un des avantages du stockage est d'emmagasiner de l'énergie lorsqu'il y a surplus de production et de la restituer lorsqu'il y a une baisse de production. Simplement, on stocke lorsqu'il vente et on restitue lorsqu'il ne vente pas. De plus, le fait que les éoliennes soient dispersées dans différentes régions atténue l'impact des modifications brusques de production. Cela est aussi vrai pour le solaire. L'utilité du stockage dans ce cas-ci, est donc de diminuer la nécessité de centrales devant s'adapter à la charge. De plus, dans le cas de l'éolien, une production importante la nuit lors des creux de consommation, fait diminuer les prix [58] puisque cette charge est déjà comblée par les centrales de base or, comme ces centrales ne sont pas conçues pour s'arrêter, les opérateurs acceptent de les opérer à pertes durant quelques heures afin qu'elles puissent profiter des meilleurs prix le jour. Les prix baissent donc la nuit et peuvent même se retrouver sous la barre des 0. Il peut même y avoir délestage (*curtailment*) de la production éolienne, ce qui n'est évidemment pas souhaitable tant d'un point de vue économique qu'environnemental. L'utilité du stockage dans ce cas-ci est donc de profiter de ces bas prix et de cette surproduction lors des périodes de faible charge et de revendre les surplus le jour lors de période de charge plus importante. Donc, l'augmentation de la pénétration des centrales éoliennes augmente la valeur économique du stockage. La nécessité technique du stockage, et donc le moment où il devient économique, survient à un certain niveau de pénétration de l'éolien. Le pourcentage généralement admis est d'environ 20 % de pénétration, c'est-à-dire lorsque 20 % de la puissance installée totale est de type éolien.

Le tableau 3.1 résume les différents bénéfices du stockage selon l'EPRI [52]. Évidemment, le stockage n'apporte pas nécessairement tous ces bénéfices, tout dépendant de sa taille ou de son lieu d'installation. Par exemple, dans le cas du stockage thermique, les bénéfices sont

principalement de profiter de la tarification de l'électricité du point de vue du consommateur, et de différer des investissements du point de vue de la compagnie d'électricité. Cependant, dans l'avenir, le stockage thermique pourrait amener d'autres bénéfices comme fournir de la régulation ou de la réserve. Un autre bénéfice du stockage thermique est de permettre aux températures intérieures des maisons de diminuer moins rapidement lors des pannes d'électricité ayant lieu en hiver. Cela peut diminuer l'appel de puissance lors de la reprise en charge après la panne.

Tableau 3.1 Bénéfices du stockage selon EPRI

Niveau	Bénéfices
Consommateur	Fournir une meilleure qualité d'onde
	Augmenter la fiabilité
	Permettre de profiter de la tarification différenciée dans le temps
	Permettre de profiter de la tarification de la puissance
Distribution	Faciliter le contrôle de la tension
	Permettre de différer des investissements
	Permettre de diminuer les pertes
Transport	Faciliter le contrôle des var
	Diminuer la congestion des lignes de transport
	Diminuer les frais d'accès au réseau de transport
	Permettre de différer des investissements
Système	Fournir de la capacité locale
	Fournir de la capacité système
	Faciliter l'intégration des énergies renouvelables
Marchés	Fournir de la régulation
	Fournir de la réserve tournante
	Fournir de la réserve arrêtée
	Aider lors des démarrage à froid
	Profiter de la variation des prix

3.4 Conclusion

L'intégration des énergies renouvelables amène plusieurs défis que peuvent résoudre les différentes formes de stockage. Dans le cas de l'éolien, un des défis importants est le fait que la production éolienne peut avoir un impact sur les centrales de bases, dans le cas d'une mauvaise planification de celles-ci ou dans le cas d'une différence entre la prévision et la production éolienne réelle. Les conséquences de ce problème sont importantes. En effet, ce problème fait baisser le coût de l'électricité à des valeurs très faible, qui peuvent même être négatives, et peut entraîner le délestage de la production éolienne. Le stockage, en ajoutant

de la flexibilité au réseau, peut aider à résoudre ce problème.

CHAPITRE 4

COUPLAGE STOCKAGE THERMIQUE/ÉOLIEN

Ce chapitre présente différentes simulations utilisant les modèles de chauffage, de chauffe-eau et de stockage thermique en conjonction avec l'intégration des éoliennes au réseau présentés précédemment. Les cinq cas étudiés sont :

- Économies annuelles potentielles d'un système de chauffage par accumulateur thermique
- Commande des chauffe-eaux pour suivre la production éolienne
- Commande des accumulateurs thermiques pour suivre la production éolienne
- Commande des accumulateurs thermiques pour un cas d'urgence
- Impact des accumulateurs thermiques sur la courbe de charge d'un poste de distribution

Pour chacune des ces simulations, les différents paramètres utilisés sont présentés. Par la suite, les résultats obtenus sont montrés sous forme de graphique ou de tableau. Une discussion sur les résultats complète la présentation des simulations.

4.1 Première simulation - Économies annuelles potentielles d'un système de chauffage par accumulateur thermique

4.1.1 Description et paramètres de la simulation

Avant d'ajouter l'effet du vent, une première simulation servira tout d'abord à déterminer les économies pour un client résidentiel typique associées à l'utilisation d'un accumulateur thermique comme moyen de chauffage. Pour ce faire, le modèle d'accumulateur présenté précédemment sera utilisé. De plus, les besoins en chauffage de cette maison seront ceux déterminés à la section 2.2.2. Il y aura donc une simulation avec chauffage électrique selon les coûts actuels du tarif D d'Hydro-Québec et une simulation avec accumulateur thermique utilisant le tarif Réso du projet Heure Juste. Le tableau 4.1 présente les taux utilisés lors des simulations [61].

Ces tarifs sont beaucoup moins agressifs que ceux utilisés dans l'étude de Bedouani [13], c'est-à-dire que la différence entre les tarifs de pointe et hors-pointe est beaucoup plus faible. Les valeurs de température extérieure à toutes les heures d'une année seront les mêmes dans

les deux cas. La simulation présente donc l'impact de l'utilisation d'un système de chauffage par accumulateur thermique ainsi que de la tarification différenciée dans le temps sans que les usagers modifient leurs habitudes de consommation d'électricité.

Deux maisons différentes seront simulées. Le comportement thermique de ces deux maisons est représenté à la figure 2.11. La première maison est une maison typique de l'est du Canada dont le comportement a été déterminé par simulation à l'aide du logiciel Trnsys. La deuxième maison est celle dont le comportement a été déterminé empiriquement à l'aide de mesures sur une période annuelle. La deuxième maison est plus économique en terme énergétique que la première. Les résultats seront par la suite comparés avec ceux obtenus par une étude de la Nouvelle-Écosse [62] et ceux de Canmet [13].

Pour le premier cas de simulation, le coût annuel de l'électricité avec un système de chauffage électrique usuel et avec l'ATC a été évalué avec Matlab. La consommation de chauffage horaire a été évaluée comme étant proportionnelle à la température extérieure suivant les courbes de la maison typique et de la maison expérimentale de la section 2.2.2. Pour ce qui est de la simulation annuelle avec ATC, la consommation de chauffage est déterminée de la même façon que sans ATC. Cependant, la recharge de l'ATC ne s'effectue que lors des périodes hors pointe. Donc la température interne de l'appareil augmente et se stabilise à son maximum lors des périodes hors pointe et diminue lors de périodes de pointe.

Tableau 4.1 Tarifs utilisés lors des simulations

Tarif régulier d'Hydro-Quebec				
Coût fixe				40.64 ¢/day
30 premiers kWh par jour				5.45 ¢/kWh
kWh additionnels				7.46 ¢/kWh
Tarification différenciée dans le temps				
		Décembre à mars		
15 premiers kWh par jour kWh additionnels Coût fixe	Jour de la semaine de 6h à 22h		Autre moment	Autre moment
	6.57 ¢/kWh		4.34 ¢/kWh	6h à 22h
	8.63 ¢/kWh		6.40 ¢/kWh	Autre moment
		40.64 ¢/jour		
		Avril à novembre		
	Jour de la semaine de 6h à 22h		Autre moment	Autre moment
			6.15 ¢/kWh	4.75 ¢/kWh
			8.19 ¢/kWh	6.69 ¢/kWh

4.1.2 Résultats de la simulation et discussion

La figure 4.1 présente un exemple de fonctionnement de l'accumulateur thermique obtenu par simulation. La simulation est annuelle mais seulement une semaine est présentée afin de montrer le comportement de l'ATC. On remarque que les 48 premières heures sont des heures de fin de semaine, donc hors-pointe. À ce moment, la recharge est permise et la température interne de l'ATC atteint sa valeur cible. Lors des jours de la semaine, il y a des heures de pointes, donc où la recharge n'est pas permise. On remarque donc que la température interne de l'ATC baisse (décharge) pour répondre aux besoins de chauffage de la maison. Durant les périodes hors pointe de nuit, la température interne augmente (recharge) et atteint son point maximal. Sur le graphique du bas, on remarque les trois valeurs de recharge de l'ATC. Ces valeurs sont déterminés selon la température extérieure : plus la température est faible, plus la valeur de la recharge est élevée.

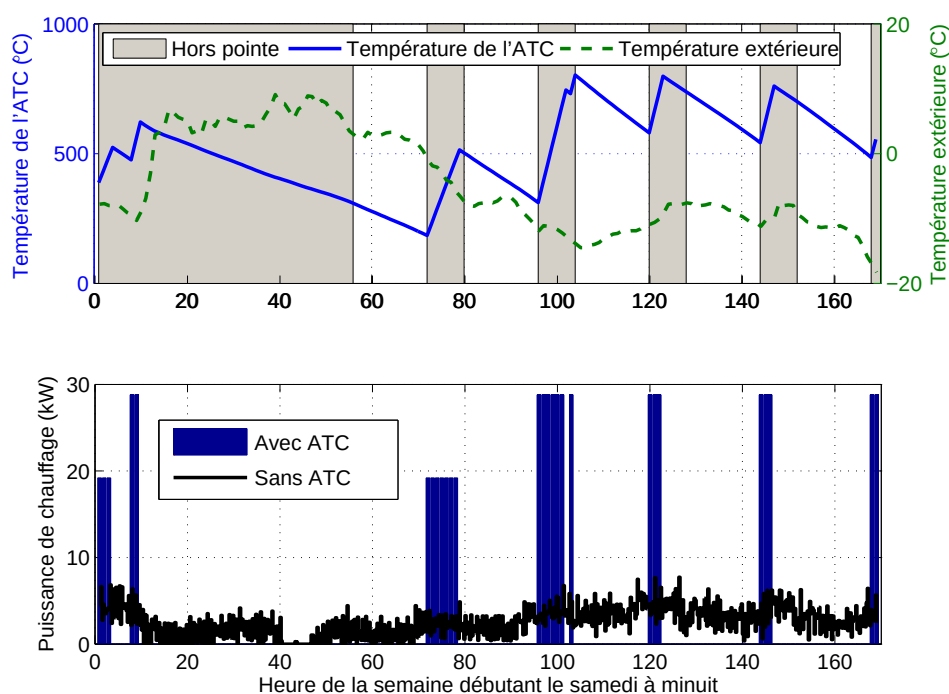


Figure 4.1 Température interne de l'ATC, température extérieure et puissance de charge pour une semaine hivernale typique

Le tableau 4.2 nous donne les résultats des simulations annuelles pour les deux maisons. La deuxième maison nécessite moins d'énergie pour le chauffage que la première. Cela se traduit par des économies moindres en termes absolus (291\$ par rapport à 348\$) mais plus élevées en terme relatif (15,2% par rapport à 14,7%). Cette différence n'est pas très grande. On en

conclue donc que l'économie typique annuelle pour l'utilisation d'un ATC par rapport à un système de chauffage central électrique conventionnel est d'environ 15%.

Tableau 4.2 Résultats des simulations annuelles pour les deux maisons avec chauffage électrique traditionnel et avec ATC

		Charge annuelle de chauffage kWh	Charge totale excluant le chauffage kWh	Coût annuel total \$CAN	Économie annuelle \$CAN
Maison 1	Sans ATC	17 726	14 721	2363	-
	Avec ATC	17 885	14 721	2015	348(14,7%)
Maison 2	Sans ATC	11 651	14 721	1910	-
	Avec ATC	11 798	14 721	1619	291(15,2%)

Le tableau 4.3 nous permet de comparer les résultats obtenus avec ceux de la Nouvelle-Écosse [62]. La première chose à remarquer est que le coût de chauffage annuel est beaucoup plus élevé en Nouvelle-Écosse qu'au Québec. Cela s'explique simplement par le fait que les tarifs d'électricité sont plus élevés en Nouvelle-Écosse qu'au Québec. Cependant, on note qu'avec l'utilisation du stockage thermique, les coûts en Nouvelle-Écosse et pour la maison 1 au Québec sont rapprochés. Cela s'explique par le fait que la tarification différenciée dans le temps proposée par la Nouvelle-Écosse est beaucoup plus agressive que celle proposée par le projet Heure Juste. Il en résulte que de passer d'un système électrique conventionnel à un système électrique par stockage thermique entraîne des économies annuelles de 910\$ pour une maison typique en Nouvelle-Écosse comparativement à 348\$ pour une maison typique au Québec.

Les résultats de l'étude de Bedouani indiquent une période d'amortissement de 4 à 5 ans [13]. Cependant, comme mentionné précédemment, la TDT utilisée dans l'étude de Bedouani est beaucoup plus avantageuse que celle proposée par Hydro-Québec récemment. En effet, pour une maison d'à peu près la même taille que la maison 1 des simulations présentées précédemment, Bedouani parle d'économies de chauffage d'environ 450\$, ce qui est plus élevé que les 348\$ obtenus avec la TDT du projet Heure Juste. Cela allonge donc la période d'amortissement pour un client résidentiel, qui sera de plus de cinq ans.

Tableau 4.3 Comparaison entre l'effet du chauffage par stockage thermique sur la facture annuelle d'une maison typique en Nouvelle-Écosse et au Québec

	Coût annuel de chauffage sans stockage thermique \$CAN	Coût annuel de chauffage avec stockage thermique \$CAN	Économie annuelle \$CAN
Maison de la Nouvelle-Écosse [62]	1900	990	910 (48 %)
Maison 1	1291	943	348 (26,9 %)
Maison 2	850	559	291 (34,2 %)

Il en ressort donc que la tarification différenciée dans le temps a un impact majeur sur les économies que peut réaliser un client résidentiel. De plus, ces simulations ont traité le cas du système central de stockage thermique. On peut estimer que l'utilisation d'appareils locaux de stockage thermique entraînera des économies comparables sur la facture de chauffage. Cependant, le coût d'installation d'appareils locaux est plus élevé que pour un appareil central.

4.2 Deuxième simulation - Commande des chauffe-eau pour suivre la production éolienne

4.2.1 Description et paramètres de la simulation

Le deuxième cas de simulation consiste en une région comportant 20 000 maisons typiques. On suppose que le chauffe-eau électrique de chacune de ces maisons est commandé à distance. Cette commande modifie la température de consigne du thermostat de chacun des chauffe-eau individuellement, pour chacune des maisons. La température de consigne peut donc être élevée dans le cas de forte production éolienne et abaissée dans le cas de faible production. Étant donné la charge importante que représente les chauffe-eau, leur gestion à distance peut s'avérer une avenue intéressante. La quantité de stockage thermique théorique fournie par les chauffe-eau peut se calculer selon l'équation 4.1.

$$Q = mc\Delta T \quad (4.1)$$

Pour un chauffe-eau de 60 gallons impériaux (272,8 litres), une capacité thermique massique de l'eau de 4186 J/(kg°C) et une variation de température de 10°C, nous aurons :

$$Q = 272,8 \times 4186 \times 10 = 11,4 \text{ MJ} = 3,2 \text{ kWh par chauffe-eau}$$

Pour cette simulation, une production réelle mesurée sera utilisée. Ces valeurs proviennent de l'Ontario et ont été trouvées sur le site web de l'opérateur du réseau électrique de la province, l'IESO [63]. Les données d'une période d'une semaine sont utilisées. On peut voir ces valeurs sur la figure 4.2. Une moyenne mobile d'une durée de 6 heures est appliquée sur ces données afin de lisser la courbe.

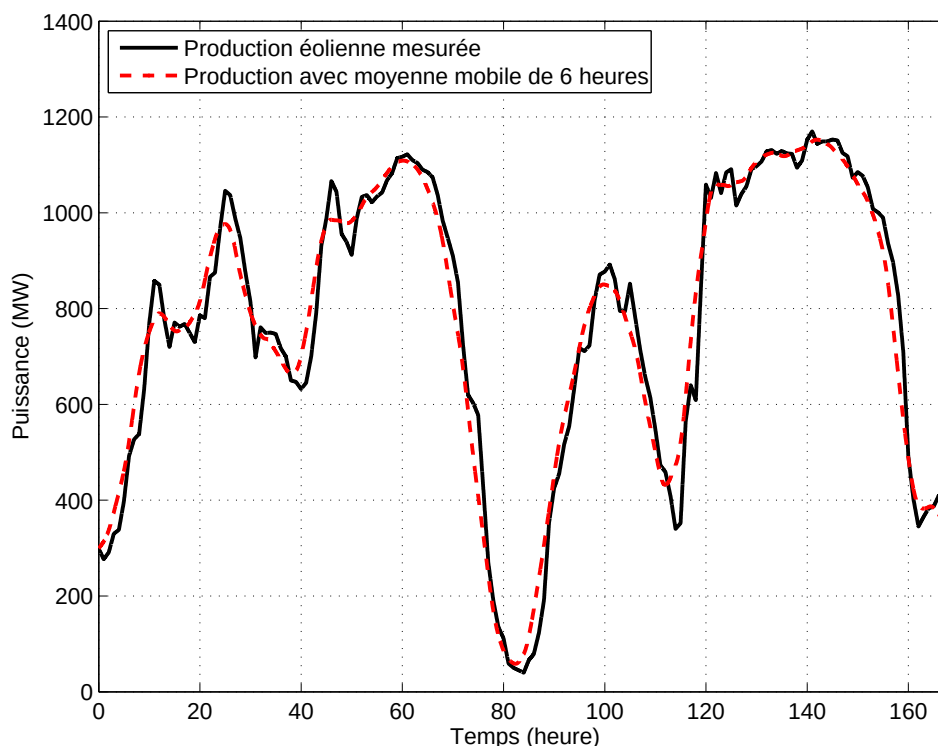


Figure 4.2 Production éolienne en Ontario et moyenne mobile de 6 heures appliquée sur ces données pour une semaine

La figure 4.2 montre que les variations de production éolienne s'étalent sur plusieurs heures. On remarque une diminution graduelle de 90 % la puissance entre les heures 60 et 80. Par la suite, la puissance se stabilise à un niveau bas pour une période d'environ une demi-journée. La production augmente par la suite très rapidement (multiplié par 10) en moins de 10 heures. Cette semaine a donc été choisie car on peut y observer des variations importantes de production dans un temps assez rapide. Elle représente, en quelque sorte, le pire cas que l'on peut observer en termes de variation de production.

Dans l'analyse des résultats, il est important d'interpréter ceux-ci en considérant que de tels événements ne surviennent que quelques fois par année et qu'une analyse statistique

plus approfondie des données de production et de charge permettrait d'estimer ce potentiel de façon probabiliste et non déterministe. Le tableau 4.4 présente l'occurrence de variation de production éolienne sur une période de 6 heures pour une année. On remarque que pour environ 12,2 % des heures d'une année, il y a eu une variation de plus ou moins 20 % (ou 230 MW) de production éolienne sur les 6 heures précédentes.

Tableau 4.4 Variations de production éolienne sur une période de 6 heures pour une année (100 % = 1170 MW)

Variation de production sur 6 heures	$\pm 0-10$ %	$\pm 10-20$ %	$\pm 20-30$ %	$\pm 30-40$ %	$\pm 40-50$ %	$\pm 50-60$ %
Nombre d'heures dans l'année	5567	2115	780	230	55	13
Pourcentage des heures de l'année	63,6 %	24,2 %	8,9 %	2,6 %	0,6 %	0,1 %

Dans le cas qui nous intéresse, on veut utiliser la gestion des chauffe-eau pour palier à la variation du vent sur une période de temps assez grande étant donné que les coûts d'intégration de l'éolien augmentent pour une période de temps plus grande tel que discuté au chapitre précédent. La période de temps considéré est de 6 heures. Tel que mentionné précédemment, le commande direct des chauffe-eau, c'est-à-dire empêcher leur fonctionnement pour un certain temps, résulte en un effet de reprise non-négligeable. Cependant, la variation de production de vent se répartit généralement sur plusieurs heures. C'est pourquoi la commande utilisée sera la variation de la température de consigne des chauffe-eau selon la valeur de la moyenne mobile de la production éolienne. Il est supposé que la régulation primaire et secondaire, qui touche la variabilité nette de la production éolienne (et de la charge) à court terme est compensée par le service de régulation fourni par d'autres centrales. C'est donc une commande unidirectionnel puisque les chauffe-eau ne communiquent pas leurs états entre eux. Cette gestion pourrait être appliquée par l'opérateur du réseau au moment désiré ou être utilisée constamment dans le but de mieux palier à la variation de production des éoliennes.

Le cas présenté consiste en 20 000 chauffe-eau dont les températures de consigne inférieure et supérieure sont de 60 et 65°C. Les données de production utilisées sont celles de la figure 4.2, à la nuance près que la puissance des éoliennes est divisée par dix pour ajuster cette production au niveau de la charge considérée ici. La période de simulation est d'une semaine pour un pas de temps de 1 minute.

La variation de température de consigne des chauffe-eau est inspirée de la méthode présentée par Callaway [22], à la différence près que ce-dernier avait utilisé cette méthode pour des charges de climatisation. De plus, son algorithme de contrôle est plus complexe. Il a obtenu que 3,4 MW de charge de climatisation étaient nécessaire pour équilibrer 1 MW de production éolienne. La méthode a donc ici été adaptée pour des chauffe-eaux. L'équation 4.2 reliant la variation de la température de consigne utilisée selon la variation de production est présentée.

$$\Delta u_t = \frac{-\Delta y_{t+1} \delta}{P_{TOT}} \quad (4.2)$$

Où Δu_t est la variation de la consigne de température en °C, Δy_{t+1} est la variation de production éolienne entre deux pas de temps en MW, δ est la bande morte de la température de consigne (5°C) et P_{TOT} est la puissance totale maximale de la charge en MW, c'est-à-dire 20 000 maisons de 4500 W, ce qui équivaut à 90 MW de charge. De plus, pour améliorer les résultats de la gestion, la variation est prise sur la courbe lissée de la production éolienne. La figure 4.3 présente la variation des consignes de température selon l'heure de la semaine avec les valeurs de production éolienne présentées précédemment.

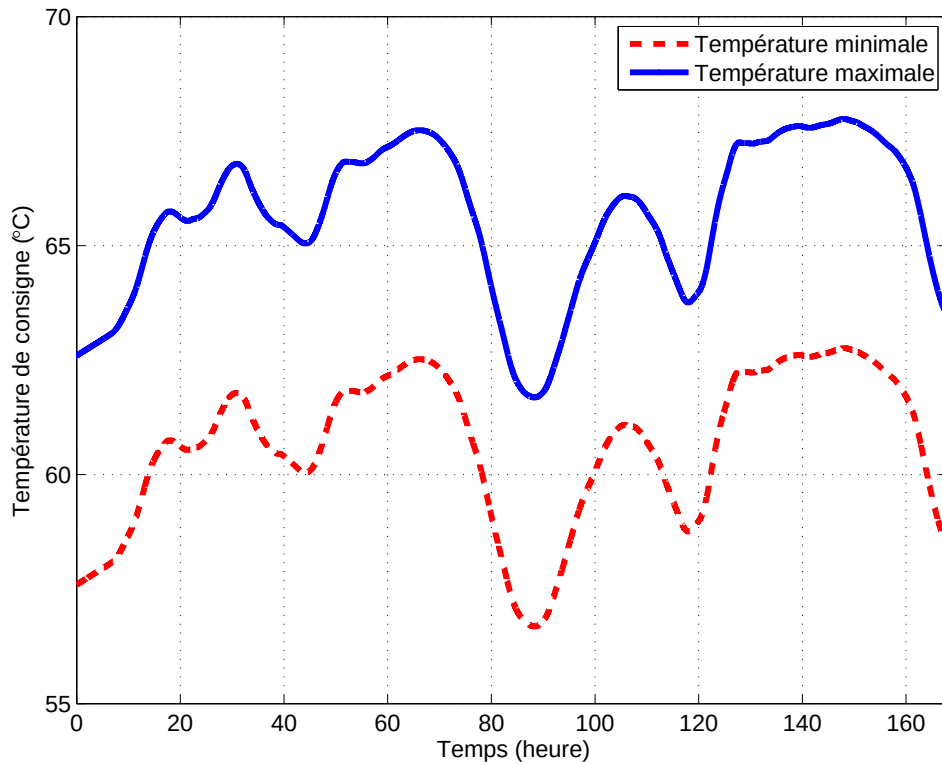


Figure 4.3 Températures maximales et minimales de la consigne selon l'heure de la semaine

4.2.2 Résultats de la simulation et discussion

Les figures 4.4 et 4.5 présentent les résultats des simulations. La figure 4.4 présente l'impact de la gestion de charge sur la charge totale des chauffe-eau. La figure 4.5 présente la différence entre les deux courbes de la figure 4.4 en relation avec la production éolienne. On remarque que la variation de la charge des chauffe-eau avec la gestion suit la production éolienne. Il est à noter que la puissance éolienne a été divisée par 10 par rapport aux valeurs précédentes afin d'avoir des ordres de grandeurs similaires entre la production et la charge. Les résultats présentés à la figure 4.4 sont pour la deuxième journée. À la figure 4.5, on montre les résultats sur une période de 6 jours.

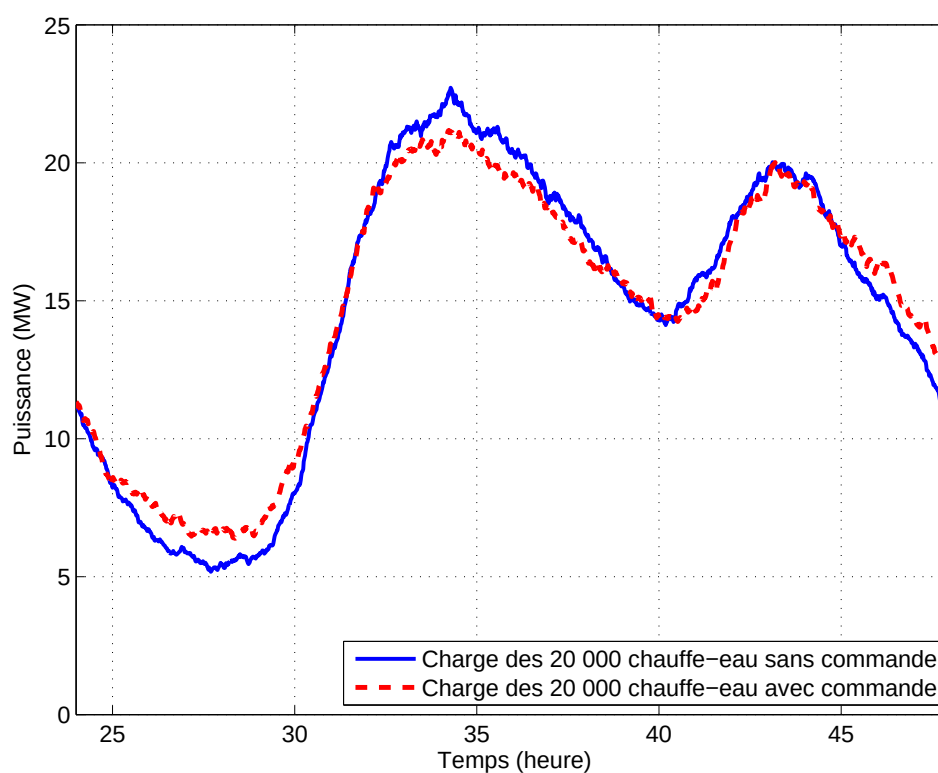


Figure 4.4 Impact de la commande de la température de consigne sur la charge totale de 20 000 chauffe-eau pour une journée typique

Le tableau 4.5 présente le gain de puissance que les chauffe-eau fournissent durant cette semaine. Ce tableau nous indique que le maximum de variation que peut fournir notre gestion est de 300 W par chauffe-eau (c'est-à-dire de -150 à +150 W par chauffe-eau). Si l'on met ce 300 W sur une période de 6 heures, cela nous indique que chacun des chauffe-eau est capable de fournir une rampe ascendante ou descendante d'un maximum de 50 W par heure pendant

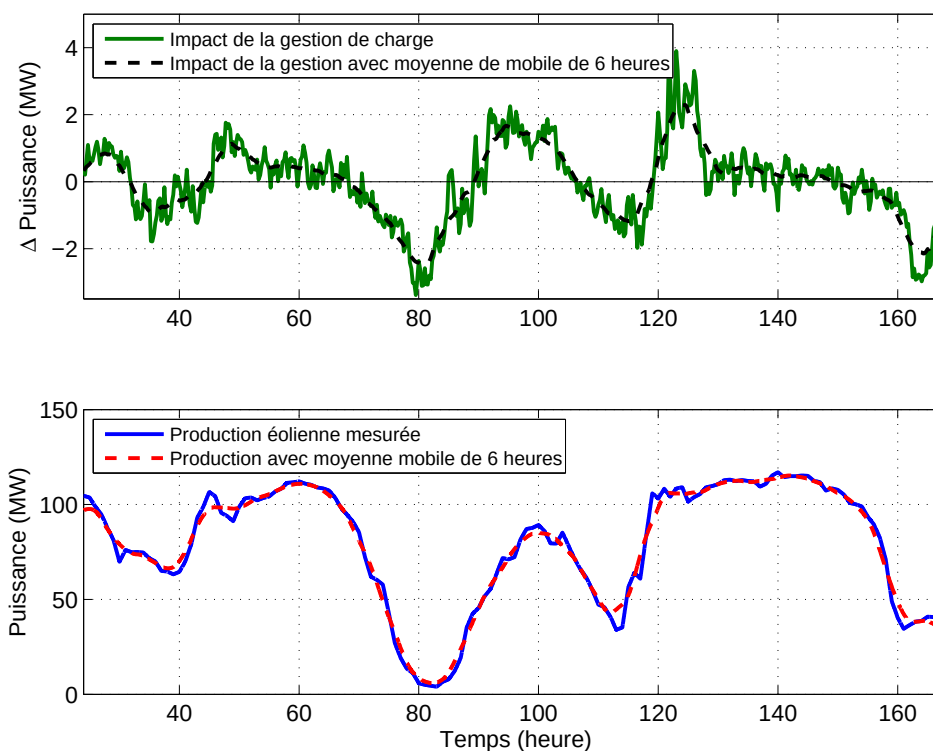


Figure 4.5 Effet de la gestion de 20 000 chauffe-eau sur la puissance demandée par ceux-ci (haut) et fluctuation de production éolienne dans le temps (bas)

6 heures. En énergie cela représente un maximum de 0,9 kWh par chauffe-eau pour ces 6 heures.

Tableau 4.5 Variation moyenne de la puissance par chauffe-eau

Variation de puissance par chauffe-eau (W)	-150 à -100	-100 à -50	-50 à 0	0 à 50	50 à 100	100 à 150
Pourcentage du temps	5,9 %	10,4 %	31,6 %	33,5 %	15,3 %	3,3 %

On remarque dans le tableau 4.6 que le 300 W maximum n'est atteint que très rarement. Cependant, une variation de puissance de plus de 100 W sur 6 heures survient plus de 15 % du temps durant la semaine. Cela représente une énergie de 0,3 kWh par chauffe-eau et une rampe ascendante ou descendante de 16,6 W par heure pendant 6 heures.

On remarque que pour une modification mineure à la courbe de charge des 20 000 chauffe-eau (figure 4.4), nous sommes capables d'obtenir des variations de l'ordre d'environ 4 MW sur

Tableau 4.6 Variation moyenne de la puissance par chauffe-eau pour une période de 6 heures

Variation de puissance par chauffe-eau (W)	<-150	-150 à -100	-100 à -50	-50 à 0	0 à 50	50 à 100	100 à 150	>150
Pourcentage du temps	1,2 %	6,0 %	17,7 %	34,4 %	22,4 %	10,0 %	5,6 %	2,7 %

la puissance totale des chauffe-eaux (figure 4.5). Les variations de la puissance des chauffe-eau suivent la courbe de la production éolienne. Cette variation permet d'aider le réseau à palier aux rampes de la production éolienne. Par exemple, entre les heures 65 et 71, nous avons une baisse de production éolienne de 24 MW. Durant cette même période, les chauffe-eau baissent leurs consommations relatives de 0,65 MW soit 32,5 W par chauffe-eau. Pour pouvoir palier à cette rampe, il aurait donc fallu y avoir 37 fois plus de chauffe-eau soit une charge de 3330 MW au lieu des 90 actuels. Or, dans cette simulation, il y a une puissance totale éolienne installée de 120 MW. C'est donc dire qu'il faudrait 28 MW de charge de chauffe-eau pour contrebalancer 1 MW de puissance éolienne installée soit 6 250 chauffe-eau. Cela est plus faible que le résultat obtenu par Kondoh [21] (33 000 chauffe-eaux pour 2 MW) quoique dans notre cas, l'horizon de temps est plus long.

Si l'on se compare avec les résultats obtenus par Callaway [22], 3,4 MW de charge de climatisation pour une variation de 0,1°C par MW de production éolienne au lieu de 28 MW de charge de chauffe-eau par MW de production éolienne, on voit que les chauffe-eau offrent une plage de contrôle plus restreinte. Cependant, la plage de variation de la température pour cette simulation était conservatrice (5°C). Avec une plus grande variation de température, de meilleurs résultats peuvent être obtenus. Aussi, le type de gestion est différent étant donné que Callaway s'intéresse à des périodes de temps plus courtes. Il est à noter aussi que la charge des chauffe-eau est annuelle et non saisonnière comme la climatisation.

4.3 Troisième simulation - Commande des accumulateurs thermiques pour suivre la production éolienne

4.3.1 Description et paramètres de la simulation

Le troisième cas de simulation, présente 20 000 maisons dont 50 % utilisent l'électricité comme moyen de chauffage, c'est-à-dire 10 000 maisons. De ces 10 000 maisons, 500 utilisent un système de chauffage par stockage thermique. Ce sont ces 500 systèmes qui sont commandés pour équilibrer la production éolienne. Les ATC ont une capacité de stockage beaucoup

plus grande que les chauffe-eau (> 150 kWh). Donc, il y aura 9500 maisons qui utilisent un système conventionnel et 500 maisons qui utilisent un système par stockage thermique.

L'algorithme de commande utilisé pour les 500 ATC s'inspire de celui des chauffe-eau. Il consiste à faire varier la température maximale de la masse de stockage, et donc la quantité d'énergie pouvant être stockée. Par conséquent, plus il y a de production éolienne, plus il y aura d'ATC qui stockeront l'énergie. Tout comme pour les chauffe-eau, c'est une commande unidirectionnelle. L'équation 4.3 présente la variation de la température maximale de la masse de stockage selon la production éolienne.

$$T_{MAX} = 400 + 200P_{vent}(pu) \quad (4.3)$$

P_{vent} (pu) représente le pourcentage (pu : par unité) de production éolienne à cet instant selon la puissance maximale totale installée (1200 MW). Aussi, si la température interne des ATC descend sous la barre des 100°C , la recharge est permise pour que les résidents ne manquent pas de chauffage.

Les valeurs de production éolienne sont les mêmes que celles de la simulation précédente. Les valeurs de température sont prises pour une semaine de janvier à Montréal à un moment où les températures sont très basses (entre -15°C et -25°C) pendant quelques jours consécutifs. Ces journées ont été choisies car c'est dans ces conditions qu'a lieu la pointe pour les réseaux causée par le chauffage électrique, comme c'est le cas dans cette étude. Les données proviennent des *Archives climatiques nationales du Canada* [39]. Voici les températures pour la semaine choisie sur la figure 4.6.

Pour effectuer les simulations, le logiciel Matlab a été utilisé. Ce logiciel permet de développer et de modifier facilement des algorithmes de commande. C'est pourquoi ce logiciel a été préféré à GridLAB-D [31]. Cependant, dans l'avenir, suivant les développements de GridLAB-D, il sera vraisemblablement plus judicieux et aisé de l'utiliser.

4.3.2 Résultats de la simulation et discussion

Les figures 4.7 et 4.8 présentent les résultats obtenus pour la commande des ATC. Les résultats de simulation présentés s'échelonnent sur une période de 6 jours entre l'heure 24 et l'heure 168. Pour comparer ces résultats avec ceux obtenus par les chauffe-eaux, nous utilisons les mêmes heures. Entre les heures 65 et 71, nous avons une baisse de production éolienne de 24 MW. Durant cette même période, les ATC permettent de baisser la charge totale de 0,9 MW soit 1,8 kW par ATC. Comme il y a 120 MW de puissance éolienne installée, il faut donc

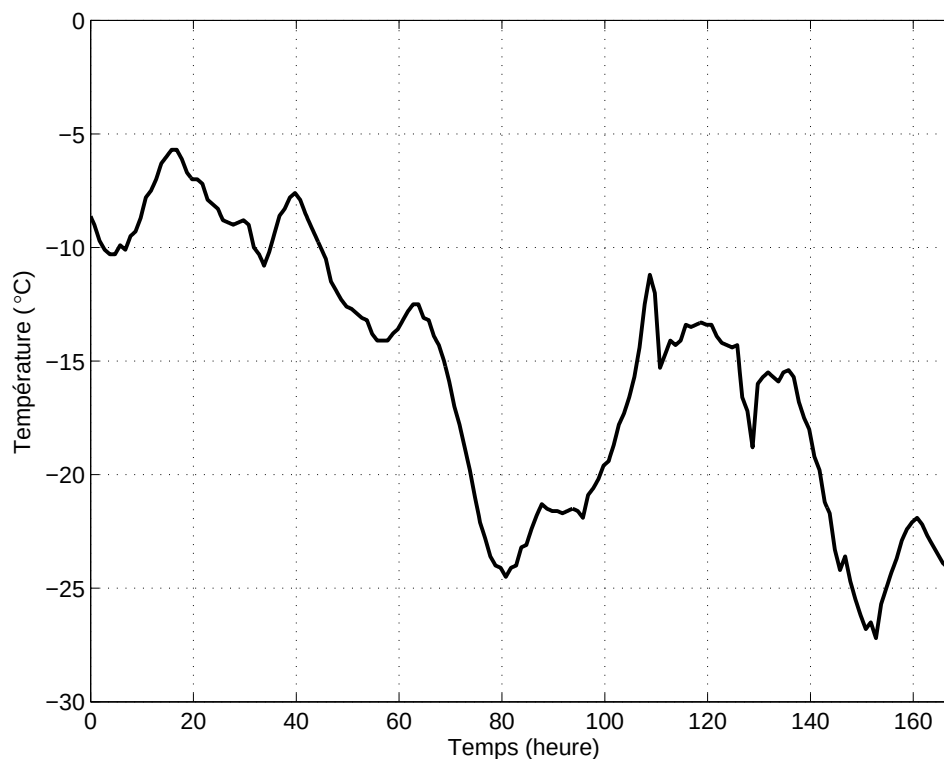


Figure 4.6 Température pour une semaine froide du mois de janvier

112 ATC par MW de puissance éolienne installée, c'est-à-dire environ 3,35 MW de charge d'ATC par MW d'éolien. Cette valeur correspond aux 3,4 MW trouvés par Callaway pour la climatisation.

Il ne faut cependant pas tirer de conclusions trop rapidement de cette ressemblance car l'algorithme et le type de commande utilisés sont différents. D'une part, les variations de la température permises sont différentes dans les deux cas, et d'autre part, le maintien d'une température intérieure pour des besoins de climatisation et pour les besoins de chauffage n'exige pas la même énergie pour maintenir la température intérieure à 20°C. En effet, la différence de température, entre l'extérieur et l'intérieur est beaucoup plus grande dans le cas du chauffage au Canada (température extérieure de -25°C, différence de 45°C), que dans le cas de la climatisation (température extérieure de +40°C, différence de 20°C). L'effet du cycle de réfrigération et la performance de l'appareil a également un impact sur la demande totale d'électricité. Enfin, des changements à l'algorithme et à la courbe de production éolienne choisie peuvent également influencer les résultats.

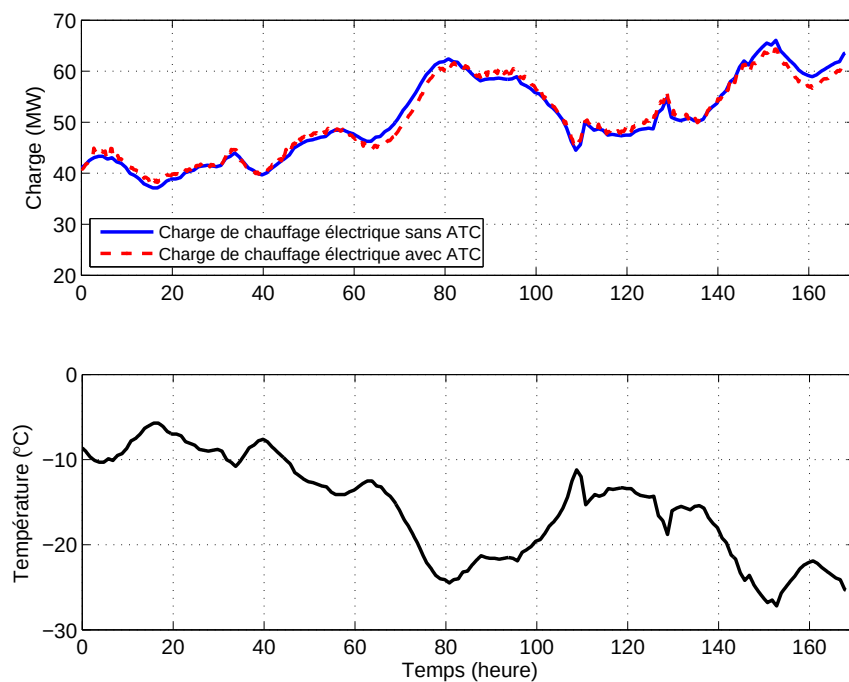


Figure 4.7 Impact de la commande de la température maximale de 500 ATC sur une charge de chauffage typique (haut) et température extérieure pour une semaine (bas)

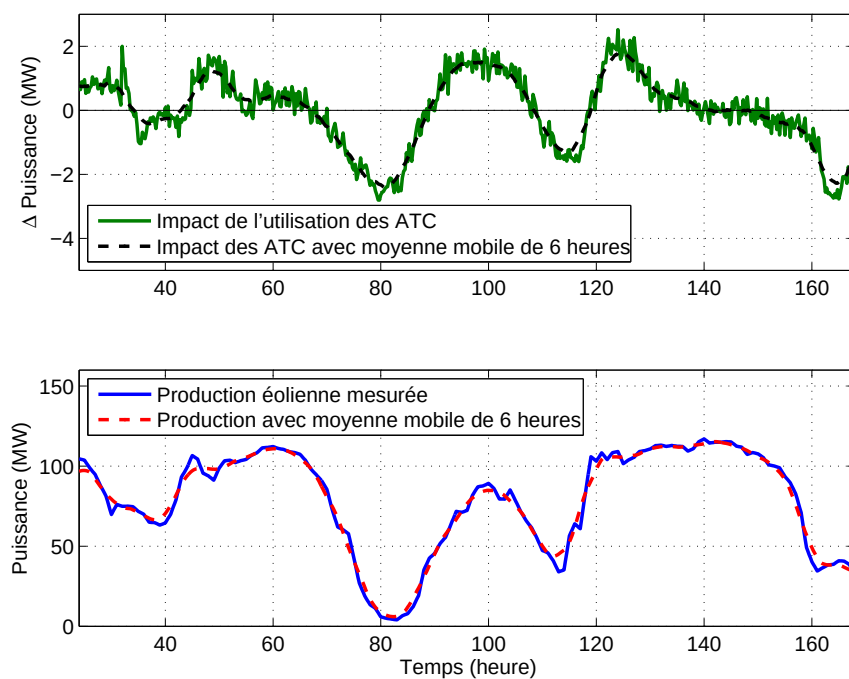


Figure 4.8 Effet de la commande de 500 ATC sur la puissance de chauffage (haut) et fluctuation de production éolienne dans le temps (bas)

4.4 Quatrième simulation - Commande des accumulateurs thermiques pour un cas d'urgence

4.4.1 Description et paramètres de la simulation

Le prochain exemple de commande s'apparente à une mesure d'urgence que pourrait appliquer l'opérateur dans le cas d'une pointe de charge causée par une température extérieure très froide et une puissance éolienne faible. Pour la simulation suivante, la charge entière sera considérée, c'est-à-dire la courbe de charge présentée à la section 2.2.3 avec l'ajout de la charge de chauffage. On regardera la charge avant gestion et la charge après gestion ce qui permet d'évaluer l'impact de celui-ci. Dans ce cas, ce sont toujours 20 000 résidences qui sont considérées. De ces 20 000, 10 000 sont chauffées à l'électricité. Pour le cas avec gestion, on suppose que 1000 des 10 000 maisons utilisent un accumulateur thermique. Cependant, dans ce cas-ci, la commande consiste à empêcher la recharge des ATC si la production éolienne est trop faible, soit en deçà de 40 MW. C'est donc toujours une commande unidirectionnelle.

L'état de l'ATC (stockage de l'énergie ou non) peut donc être défini de la façon suivante :

- Stockage si :
 - La température interne de l'ATC est plus faible que 100°C
 - La puissance éolienne à ce moment est de plus de 40 MW
- Pas de stockage si :
 - La température interne de l'ATC est plus élevée que sa température maximale de consigne (voir tableau 2.10)
 - La puissance éolienne à ce moment est de moins de 40 MW

4.4.2 Résultats de la simulation et discussion

Les résultats peuvent être observés sur la figure 4.9. On remarque sur le graphique de la charge complète qu'avec le gestion de la charge, la pointe de charge (A) peut être réduite d'environ 6 MW, soit environ 6 kW par accumulateur thermique installé. Cette baisse de 6 MW représente une diminution de la pointe de 7 %. Puisque cette pointe coïncide avec la période de faible production éolienne, les ATC ne peuvent pas se recharger. Par la suite, on remarque qu'un peu après l'heure 90 (B), une nouvelle pointe est créée par la gestion des accumulateurs. Cependant, à ce moment, la puissance éolienne est plus élevée de plusieurs MW par rapport à la pointe précédente. C'est donc dire, que du point de vue du réseau, cette augmentation de charge cause moins de problèmes puisqu'elle est compensée par une augmentation de la production éolienne. Cependant, une augmentation de la charge pourrait causer des goulots de transmission par dépassement de la capacité en courant des lignes de

distribution si elle n'est pas planifiée adéquatement.

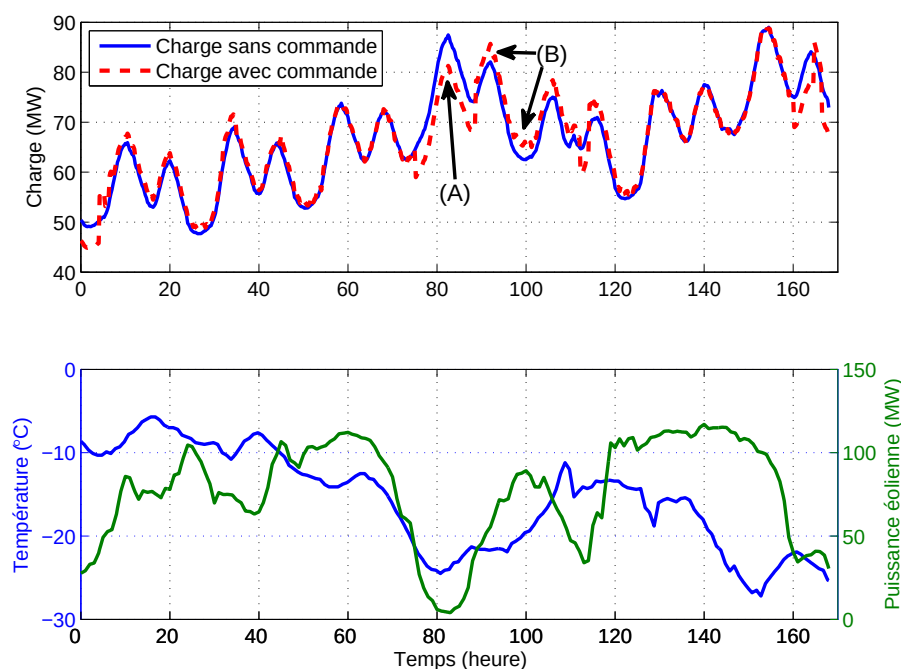


Figure 4.9 Impact de la commande de la charge de 500 accumulateurs thermique selon la production éolienne sur la charge totale de 20 000 résidences

4.5 Cinquième simulation - Impact des accumulateurs thermiques sur la courbe de charge d'un poste de distribution

4.5.1 Description et paramètres de la simulation

La cinquième et dernière simulation présente l'effet de 200, 500 et 800 ATC sur la charge vue par un poste de distribution d'un secteur résidentiel pour une semaine froide d'hiver. Il y a 20 000 maisons qui sont simulées ce qui correspond à peu près à la charge d'un poste. De ces 20 000 maisons, 15 000 sont chauffées à l'électricité. Il y a donc 1, 2,5 et 4 % des clients qui utilisent un système de chauffage par accumulateur thermique. Ceux-ci sont contrôlés selon le moment de la journée tel que présenté dans le tableau 4.1.1. Ils sont donc seulement en fonction la nuit lors de la période hors pointe. Les données de température sont celles présentées à la figure 4.6 et la courbe de charge sans chauffage est celle présentée à la section 2.2.3. Ces calculs permettent de donner un aperçu du nombre d'ATC que l'on peut installer sur le réseau avec un contrôle suivant la tarification différenciée dans le temps.

4.5.2 Résultats de la simulation et discussion

La figure 4.10 présente l'impact sur un poste de distribution d'un secteur résidentiel sur une semaine de 5 jours où il y a des périodes de pointe et des périodes hors pointe. Il peut être constaté, que malgré une très faible pénétration d'ATC, l'impact observé est important. En effet, pour 500 ATC (2,5 %), une réduction de la pointe de l'ordre de 3 MW est constaté soit environ 6 kW par appareil. Cependant, en plus de la pointe du matin et du soir, une troisième pointe apparaît la nuit. Cela nous indique qu'un nombre peu élevé d'ATC peut avoir un impact important sur le réseau. C'est donc dire que, s'il doit y avoir beaucoup de ces appareils installés chez les clients, une forme de gestion plus élaborée pour étaler la reprise sera nécessaire pour ne pas causer d'autres problèmes.

Le taux de pénétration maximal trouvé avec ses simulations (4 %) peut être comparé au taux de 4,7 % trouvé par AEP au début des années 1980 [9]. Il faut cependant dire que, étant donné la plus faible pénétration de chauffage électrique sur le réseau d'AEP, ce taux de pénétration correspondait à environ 30 % des clients utilisant le chauffage électrique. Pour Hydro-Québec, ce 4 % correspond à seulement environ 5,3 % des clients utilisant le chauffage électrique. Il faut donc dire que le taux maximal de pénétration des systèmes de chauffage électrique par stockage thermique n'est pas directement relié au taux de pénétration de chauffage électrique conventionnel. Cela s'explique par le fait que la charge de chauffage électrique est reliée plus fortement à la température extérieure qu'au moment de la journée comme c'est le cas pour d'autres charges domestiques. Le chauffage électrique n'est donc pas fortement responsable des pointes du soir et du matin. Il déplace surtout toute la charge vers le haut. Cependant, l'utilisation massive de thermostats programmables peuvent empirer ces pointes.

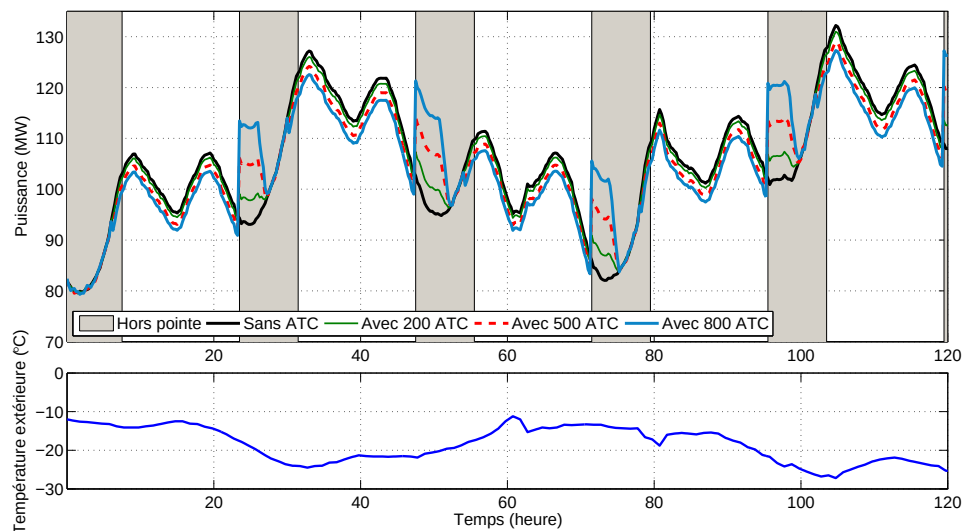


Figure 4.10 Impact de 0, 200, 500 et 800 accumulateurs thermiques sur la charge totale de 20 000 résidences

4.6 Conclusion

La gestion de charges disposant de stockage thermique avec comme objectif l'intégration des énergies renouvelables, ici l'éolien, pose certains problèmes. Premièrement, la variation de la production éolienne dans le temps est un phénomène qui s'étale sur plusieurs heures. En effet, la production éolienne peut être très faible ou très élevée durant des heures, voire des jours, et le passage entre ces états (la rampe) dure généralement quelques heures. C'est dans le but de palier à ces rampes qu'une gestion de charge de chauffe-eau et d'accumulateurs thermiques a été simulé. Pour les conditions simulées, il en ressort que pour palier aux variations de production éolienne sur une période de 6 heures, il faut environ 6250 chauffe-eau ou environ 115 ATC par MW d'énergie éolienne installée. Ces valeurs peuvent être améliorées avec un meilleur algorithme de commande ou des augmentations de variation de température de consigne dans le cas des chauffe-eau. Aussi, comme on le voit sur les figures 4.5 et 4.8, la gestion des chauffe-eau et des ATC peut se faire sur une période de temps plus grande que 6 heures (environ 24 heures). Par conséquent, une fenêtre de temps plus grande aurait pu être considérée. De plus, une commande unidirectionnelle a été privilégiée dans les deux cas. C'est donc dire que l'état de chacun des chauffe-eaux ou ATC n'est pas connu à chaque instant. Ce type de contrôle a l'avantage d'être plus simple à implanter, mais, en contrepartie, ne permet pas d'obtenir des performances optimales.

Les résultats des deuxième et troisième simulations de cas montrent que la gestion de 500 ATC a plus d'impact que la gestion des 20 000 chauffe-eau (0,9 MW par rapport à 0,65 MW de réduction de charge sur une période de 6 heures). Il est cependant à considérer que l'étude a porté sur une semaine qui correspondait à une pointe d'hiver, c'est donc dire au moment où la commande des ATC est la plus efficace. De plus, la commande des chauffe-eau peut théoriquement être utilisée à l'année, ce qui n'est pas le cas des ATC ou de la gestion des charges de climatisation, tel que proposée par Callaway. Enfin, sa mise en œuvre physique et technique peut s'avérer plus simple étant donné la plus grande pénétration des chauffe-eau électriques que des ATC.

La quatrième simulation consistait à utiliser les ATC comme mesure d'urgence que l'opérateur pourrait utiliser dans le cas où il y aurait pointe de charge en même temps qu'une faible production éolienne. Les résultats des simulations montrent que chaque ATC est capable de faire baisser la charge de 6 kW. Donc pour 1000 ATC, on peut réduire la charge de 6 MW, et ce, pour plusieurs heures, le temps que la production éolienne remonte ou que la charge diminue. Les réseaux électriques étant conçus pour gérer la pointe, c'est donc au moment où les ATC ont la meilleure efficacité qu'ils sont les plus utiles, c'est-à-dire que c'est au moment où a lieu la pointe que l'utilisation d'un ATC permet de déplacer la charge de chauffage la plus élevée.

Les modèles présentés ont aussi leur limites. Premièrement, dans le cas du chauffe-eau, un modèle à un élément chauffant a été utilisé alors qu'il existe des chauffe-eau à deux éléments chauffants. C'est d'ailleurs ce type de modèle de chauffe-eau qui a été utilisé dans l'étude de Kondoh [21]. De plus, il existe maintenant sur le marché, des chauffe-eau à trois éléments ce qui augmente les différentes possibilités de commande. Deuxièmement, pour ce qui est du chauffage électrique, le modèle thermique utilisé permet de modéliser les accumulateurs thermiques centraux (ATC), mais ne permettrait pas de modéliser les accumulateurs thermiques locaux. En effet, dans ce cas, il faudrait un modèle thermique d'une maison beaucoup plus élaboré qui fait place à chacune des pièces ainsi qu'à chacun des appareils de chauffage. Il faudrait aussi faire appel à un logiciel de mécanique de bâtiment plus élaboré que Trnsys. Cependant, le modèle utilisé dans ce rapport est approprié pour les systèmes de chauffage par ATC.

Finalement, si l'on considère seulement les accumulateurs thermiques comme dans la première et la cinquième simulation, on constate qu'avec une commande selon le moment de la journée, un petit nombre d'ATC installé a un impact important sur la courbe de charge

vue par un poste de distribution. C'est donc dire que, étant donné la forte pénétration du chauffage électrique au Québec, une quantité trop importante de ces systèmes installés chez les clients ou des installations trop concentrées dans certains secteurs pourraient engendrer des problèmes sur le réseau comme des surcharges de transformateur de distribution ou la création d'une nouvelle pointe la nuit plus importante que celle du matin. Par contre, les résultats de la première simulation ont montré que la TDT proposée dans le projet Heure Juste n'apporterait pas des économies très importantes pour les clients, ce qui pourrait freiner l'engouement de ceux-ci pour les accumulateurs thermiques suivant l'installation des compteurs intelligents et l'avènement de la TDT. Il faut cependant dire qu'une gestion plus élaborée de ces systèmes pourrait vraisemblablement permettre une pénétration importante sans les impacts négatifs discutés précédemment.

CHAPITRE 5

CONCLUSION

5.1 Synthèse des travaux

Ce travail a présenté les résultats de différentes simulations incluant des appareils de stockage thermique que ce soient des chauffe-eau ou des accumulateurs thermiques de chaleur couplés avec la production éolienne. En plus de ces résultats, les modèles nécessaires à ces simulations ont été présentés. Aussi, différents outils de simulations de réseaux électriques pouvant être utiles pour effectuer des calculs de gestion de charge et d'amélioration des performances du réseau de distribution ont été comparés.

Pour ce qui est des accumulateurs thermiques centraux (ATC) seuls, il a été montré qu'ils peuvent tout d'abord permettre des économies annuelles de l'ordre de 15 % sur une facture d'électricité en comparaison d'un système de chauffage central électrique. D'autres simulations ont montré que l'utilisation à grande échelle de ces systèmes de chauffage a un impact important sur la courbe de charge en hiver lors de la pointe. En effet, il peut être estimé que chaque ATC installé permet de réduire la pointe d'environ 6 kW. Cependant, cela se fait au prix de la création d'une autre pointe en fin de soirée et ce, même pour une pénétration relativement faible (environ 4 %) de ce type de systèmes. Il peut donc être conclu que ces systèmes pourraient amener certains avantages, mais qu'ils ne pourraient pas être utilisés à très grande échelle du moins, sans système de commande plus élaboré.

Lorsque l'on combine les accumulateurs avec la production éolienne, il a été montré qu'il serait possible de profiter des capacités de stockage de ces appareils pour palier à des périodes de faible production éolienne. Aussi, il a été montré qu'il est possible de modifier la température maximale de stockage des ATC pour suivre la production éolienne dans le temps. C'est donc dire que, lorsque la production éolienne diminue, la charge globale des ATC diminue et lorsque la production éolienne augmente, la charge globale des ATC augmente. La charge se comporte ainsi comme une centrale intermédiaire qui augmenterait ou diminuerait sa production pour s'ajuster aux conditions sur le réseau.

Le comportement décrit dans le paragraphe précédent a aussi été simulé, mais cette fois avec des chauffe-eau. En effet, s'inspirant de la méthode présentée par Callaway [22], la tem-

pérature de consigne de 20 000 chauffe-eau a été modifiée suivant les variations de production éolienne. Il en résulte que, en moyenne, chaque chauffe-eau est capable d'augmenter ou de diminuer sa puissance de 30 W/h et ce pour une période de 6 heures.

La comparaison des logiciels à code source ouvert a montré que le logiciel OpenDSS d'EPRI est très rapide et qu'il permet de faire, en plus des calculs traditionnels en régime permanent, des simulations temporelles en séries. APREM et GridLAB-D permettent aussi de faire ce type de calcul quoique plus lentement. Cependant, par ses capacités à modéliser les charges contrôlées par thermostat, GridLAB-D offre des perspectives très intéressantes quant aux simulations de gestion de charge ou n'importe quels types de simulations de réseau nécessitant une modélisation plus fine des charges.

5.2 Limites de la solution proposée

Les limites de ce travail se situent en bonne partie au niveau des modèles développés. Premièrement, le modèle du chauffage électrique, quoiqu'approprié pour le type de simulations effectuées, demeure très simplifié. En effet, ce modèle est intéressant pour des simulations utilisant un système de chauffage central ainsi que des valeurs moyennes de température. Cependant, pour modéliser des systèmes de chauffage locaux (plinthes électriques) ou des événements plus rapides comme la reprise en charge, il ne serait pas approprié. Aussi, le modèle de chauffe-eau pourrait être plus élaboré. En effet, plusieurs modèles de chauffe-eau incluent deux éléments ainsi qu'une température de l'eau variant selon les saisons. Le modèle d'accumulateur thermique permet de suivre la température à toutes les heures, ce qui ne permet pas d'avoir de bonnes valeurs de température pour des temps plus courts.

D'autres limites se situent évidemment dans les algorithmes de commande. En effet, la gestion des chauffe-eau et des accumulateurs ne permet pas de suivre parfaitement la forme de la courbe de production éolienne. De plus, les performances obtenues par la gestion des chauffe-eau sont quand même loin des résultats obtenus par d'autres études pouvant se comparer [19]. Dans ce travail, c'est environ 300 W qui peuvent être obtenus au maximum par chauffe-eau, alors que dans le cas norvégien, on parle de plus de 500 W par chauffe-eau et ce, même si la capacité des chauffe-eau est plus faible. Aussi, bien que la gestion des chauffe-eau soit valable pour toute une année, ce n'est évidemment pas le cas pour la gestion des ATC qui ne fonctionnent que lors des périodes de chauffage.

5.3 Améliorations futures

Pour palier aux limites des modèles, il pourrait être intéressant de profiter de ceux développés dans GridLAB-D. En effet, le modèle de chauffe-eau et le modèle thermique des maisons sont déjà implantés dans ce logiciel. Cependant, étant donné qu'il est toujours en développement, son utilisation pour effectuer des simulations de gestion de charge de chauffe-eau, d'accumulateurs thermiques ou de climatisation, comme proposé par Callaway, demeure ardue. C'est cependant une voie très intéressante à explorer pour le futur, étant donné que ce logiciel intègre la modélisation du réseau électrique. À ce sujet, il pourrait être intéressant d'ajouter aux simulations de ce travail une architecture de réseau ce qui permettrait de voir les effets locaux, par exemple sur un transformateur de distribution, des commandes de charge proposées. Ces calculs pourraient être faits avec APREM, OpenDSS ou GridLAB-D indépendamment.

Les commandes des chauffe-eau et des ATC proposés s'appuient sur une courbe de production éolienne. Il pourrait être intéressant de suivre plutôt la courbe de charge globale. De plus, la commande proposée fonctionne en permanence alors qu'il pourrait être plus approprié de l'utiliser seulement quelques heures par jour lors des rampes du matin ou du soir ou lors des variations importantes de production éolienne. Aussi, une gestion d'ATC permettant de niveler la charge à chaque jour pourrait être intéressante.

Les simulations ont aussi été effectuées avec des données mesurées de production éolienne et de température pouvant représenter le pire cas. L'utilisation de données statistiques prises sur une longue période d'observation pour effectuer une analyse probabiliste permettrait d'obtenir une meilleure idée du potentiel des contrôles. Finalement, les questions concernant le prix variable en temps réel de l'électricité n'ont pas été traitées. Une gestion d'ATC ou de chauffe-eau devrait introduire ces questions économiques surtout depuis la dérèglementation du secteur de l'électricité dans le but d'obtenir un optimal technico-économique.

RÉFÉRENCES

- [1] “Smart grid snapshot : China tops stimulus funding,” Zpryme Research and Consulting, Rapport Technique, Jan. 2010. [En ligne]. Disponible : http://www.zpryme.com/SmartGridInsights/2010_Top_Ten_Smart_Grid_Stimulus_Countries_China_Spotlight_Zpryme_Smart_Grid_Insights.pdf [Consulté le : 4 août 2011]
- [2] F. Baker, “A perspective on pro-actively managing the smart grid,” Jan. 2010. [En ligne]. Disponible : <http://assets.pes-store.org/videos/standards/index.html> [Consulté le : 4 août 2011]
- [3] D. Hammerstrom, “Pacific Northwest Gridwise Testbed Demonstration Projects, Part I : Olympic Peninsula Project,” Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Rapport Technique, Oct. 2007. [En ligne]. Disponible : gridwise.pnl.gov/docs/op-project_final_report_pnnl17167.pdf [Consulté le : 3 février 2011]
- [4] “Le projet Premio,” 2010. [En ligne]. Disponible : <http://fr.edf.com/energie-efficace-en-paca/nos-realisations/le-projet-premio-81347.html> [Consulté le : 4 août 2011]
- [5] “Tableau 3.1 - Système de chauffage principal - Nombre de ménages par région/par type de logement, Enquête 2007 sur l’utilisation de l’énergie par les ménages,” 2010. [En ligne]. Disponible : http://www.oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/donnees_f/e%uem07/euem_008_1.cfm [Consulté le : 4 août 2011]
- [6] (2010) Demande R2740-2010, Hydro Québec Distribution, Stratégie tarifaire, HQD-12 Document 2. [En ligne]. Disponible : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3740-10/Demande3740-10/B-1_HQD-12Doc2_3740_02aout10.pdf [Consulté le : 4 août 2011]
- [7] (2010) Residential Services - Home Heating Products - Electric Thermal Storage. [En ligne]. Disponible : <http://www.nspower.ca/en/home/residential/homeheatingproducts/electricalthermalstorage/default.aspx> [Consulté le : 4 août 2011]
- [8] W. Coleman et C. Grastataro, “American electric power system electric thermal storage program : an evaluation of performance within the home,” *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-100, no. 12, pp. 4741 –4749, dec. 1981.
- [9] W. Mekolites et R. Gursky, “American electric power system electric thermal storage program : an evaluation of the impact on the transmission and distribution systems,”

- Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-100, no. 12, pp. 4733–4740, dec. 1981.
- [10] M. Adams, “American-electric power system electric thermal storage program : An evaluation of the impact on the generation system,” *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-101, no. 4, pp. 886–894, april 1982.
 - [11] John P. Kesselring, “Proceedings : Electric Thermal Storage/Thermal Energy Storage 1990, A Conference and Equipment Show,” EPRI, Palo Alto, CA, Rapport Technique CU-7430, Jul. 1991.
 - [12] B. Y. Bedouani, A. Moreau, M. Parent, et B. Labrecque, “Central electric thermal storage (ets) feasibility for residential applications : Part 1. numerical and experimental study,” *International Journal of Energy Research*, vol. 25, no. 1, pp. 53–72, 2001.
 - [13] B. Y. Bedouani, B. Labrecque, M. Parent, et A. Legault, “Central electric thermal storage (ets) feasibility for residential applications : Part 2. techno-economic study,” *International Journal of Energy Research*, vol. 25, no. 1, pp. 73–83, 2001.
 - [14] L. Hughes, “Meeting residential space heating demand with wind-generated electricity,” *Renewable Energy*, vol. 35, no. 8, pp. 1765–1772, 2010.
 - [15] J. DeCesaro, K. Porter, et M. Milligan, “Wind energy and power system operations : A review of wind integration studies to date,” *The Electricity Journal*, vol. 22, no. 10, pp. 34–43, 2009.
 - [16] B. Nyamdash, E. Denny, et M. O’Malley, “The viability of balancing wind generation with large scale energy storage,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 7200–7208, 2010.
 - [17] S. Lefebvre et C. Desbiens, “Residential load modeling for predicting distribution transformer load behavior, feeder load and cold load pickup,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 24, no. 4, pp. 285–293, 2002.
 - [18] A. Moreau et K. Gillet, “Comportement thermique des résidences pendant et après une panne de courant,” in *IVe Colloque interuniversitaire Franco-Québécois*, Montréal, mai 1999.
 - [19] T. Ericson, “Direct load control of residential water heaters,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 9, pp. 3502–3512, 2009.
 - [20] A. Moreau, “Control strategy for domestic water heaters during peak periods and its impact on the demand for electricity,” in *The Proceedings of International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies*, vol. 12, 2011, pp. 1074–1082.
 - [21] J. Kondoh, N. Lu, et D. J. Hammerstrom, “An evaluation of the water heater load potential for providing regulation service,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. PP, no. 99, p. 1, 2010.

- [22] D. S. Callaway, "Tapping the energy storage potential in electric loads to deliver load following and regulation, with application to wind energy," *Energy Conversion and Management*, vol. 50, no. 5, pp. 1389 – 1400, 2009.
- [23] J. Martinez et J. Martin-Arnedo, "Tools for analysis and design of distributed resources - part i : Tools for feasibility studies," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 3, pp. 1643 –1652, july 2011.
- [24] J. Martinez, F. de Leon, A. Mehrizi-Sani, M. Nehrir, C. Wang, et V. Dinavahi, "Tools for analysis and design of distributed resources - part ii : Tools for planning, analysis and design of distribution networks with distributed resources," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 3, pp. 1653 –1662, july 2011.
- [25] A. Conejo, J. Morales, et J. Martinez, "Tools for the analysis and design of distributed resources - part iii : Market studies," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 3, pp. 1663 –1670, july 2011.
- [26] J. Martinez, V. Dinavahi, M. Nehrir, et X. Guillaud, "Tools for analysis and design of distributed resources - part iv : Future trends," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 3, pp. 1671 –1680, july 2011.
- [27] (2011) Sourceforge.net opendss. [En ligne]. Disponible : <http://sourceforge.net/projects/electricdss/> [Consulté le : 4 août 2011]
- [28] R. C. Dugan, "Open distribution simulations system workshop : Using open dss for smart distribution simulations," in *EPRI PQ Smart Distribution 2010 Conference and Exhibition*, Québec, Canada, Jun. 2010.
- [29] A. Maitra, K. S. Kook, J. Taylor, et A. Giumento, "Grid impacts of plug-in electric vehicles on hydro quebec's distribution system," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES*, april 2010, pp. 1 –7.
- [30] R. Dugan, R. Arritt, T. McDermott, S. Brahma, et K. Schneider, "Distribution system analysis to support the smart grid," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, july 2010, pp. 1 –8.
- [31] (2011) Sourceforge.net gridlab-d. [En ligne]. Disponible : <http://sourceforge.net/projects/gridlab-d/> [Consulté le : 4 août 2011]
- [32] D. Chassin, K. Schneider, et C. Gerkenmeyer, "Gridlab-d : An open-source power systems modeling and simulation environment," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008, IEEE/PES*, april 2008, pp. 1 –5.
- [33] R. Guttromson, D. Chassin, et S. Widergren, "Residential energy resource models for distribution feeder simulation," in *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE*, vol. 1, july 2003, pp. 108 –113.

- [34] K. Schneider, J. Fuller, F. Tuffner, et R. Singh, "Evaluation of Conservation Voltage Reduction (CVR) on a National Level," Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Rapport Technique PNNL-19595, july 2010. [En ligne]. Disponible : <http://www.pnl.gov/main/publications/external/technicalreports/PNNL-19596.pdf> [Consulté le : 4 août 2011]
- [35] F. Sirois, "APREM - Analyse paramétrique des réseaux électriques avec Matlab," 2011. [En ligne]. Disponible : <http://www.professeurs.polymtl.ca/f.sirois/aprem> [Consulté le : 4 août 2011]
- [36] J. Allemong, R. Bennon, et P. Selent, "Multiphase power flow solutions using emtp and newtons method," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 8, no. 4, pp. 1455–1462, nov 1993.
- [37] (2011) Sourceforge.net opendss, main page. [En ligne]. Disponible : <http://sourceforge.net/apps/mediawiki/electricdss> [Consulté le : 4 août 2011]
- [38] (2011) Sourceforge.net gridlab-d, main page. [En ligne]. Disponible : <http://sourceforge.net/apps/mediawiki/gridlab-d> [Consulté le : 4 août 2011]
- [39] (2011) Archives nationales d'information et de données climatologiques. [En ligne]. Disponible : http://climate.weatheroffice.gc.ca/Welcome_f.html [Consulté le : 4 août 2011]
- [40] "Ressources naturelles canada, retscreen international, analyse de projets d'énergies propres," janvier 2006.
- [41] (2011) Ressources naturelles du Canada, RETScreen International, Données de produit. [En ligne]. Disponible : http://www.retscreen.net/fr/d_data_p.php [Consulté le : 4 août 2011]
- [42] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and analysis, Second Edition*. Reading, MA : CRC Press, 2006.
- [43] (2010) Projet de réduction de la consommation énergétique par une gestion optimisée de la tension du réseau de distribution - Projet CATVAR, Demande R-3746-2010, Hydro-Québec Distribution. [En ligne]. Disponible : http://internet.regie-energie.qc.ca/Depot/Projets/84/Documents/R-3746-2010-B-0004-DEMANDE-PIECE-2010_10_27.pdf [Consulté le : 4 août 2011]
- [44] (2009) U.s. department of energy, buildings energy data book. [En ligne]. Disponible : www.btscoredatabook.net/docs/xls_pdf/2.1.16.pdf [Consulté le : 4 août 2011]
- [45] J.-C. Laurent, G. Desaulniers, R. Malhame, et F. Soumis, "A column generation method for optimal load management via control of electric water heaters," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 10, no. 3, pp. 1389–1400, aug 1995.

- [46] (2010) Ieso - independent electric system operator, transition market information - load profiles - residential group by sic. [En ligne]. Disponible : <http://www.ieso.ca/imoweb/transInfo/demand.asp#RG> [Consulté le : 4 août 2011]
- [47] V. Delisle, “Trnsys workshop,” Présentation Power Point, Ryerson University, 2009.
- [48] Ben Y. Bedouani, Blaise Labrecque, “Projet d’essais de systèmes de stockage central pour le chauffage résidentiel,” Laboratoire de recherche en diversification énergétiques CANMET-LRDEC, Rapport Technique, Nov. 1997.
- [49] I. B.-M. Lukas G. Swan, V. Ismet Ugursal, “Canadian housing stock database for building energy simulation,” in *La 5e conference d’IBSA*, Québec, Canada, May 2008, pp. 143–150.
- [50] T. Lui, W. Stirling, et H. Marcy, “Get smart,” *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 8, no. 3, pp. 66–78, may-june 2010.
- [51] Ibrahim Dincer, Marc A. Rosen, *Thermal Energy Storage, Systems and Applications*. Wiley, 2002.
- [52] D. Rastler, “Electric energy storage technology options : A white paper primer on applications, costs, and benefits,” EPRI, Palo Alto, CA, Rapport Technique 1020676, Dec. 2010.
- [53] M. MacKracken, “Ice Thermal Storage and LEED Gold,” 2010. [En ligne]. Disponible : http://intraweb.stockton.edu/eyos/energy_studies/content/docs/FINAL_PA%PERS/5B-3.pdf [Consulté le : 4 août 2011]
- [54] A. Moreau et T. Steffes, “Managing the heating demand in institutional buildings with an innovative thermal storage system,” in *Effstock 2009 - Thermal Energy Storage for Energy Efficiency and Sustainability*, Stockholm, 2009.
- [55] “Owner’s and installer’s manual for double loop (Central furnaces), Models DLF30B & DLF40B,” 2011. [En ligne]. Disponible : steffes.wsiefusion.net/downloads/central-furnace.pdf [Consulté le : 4 août 2011]
- [56] Alain Moreau, “Performance d’un accumulateur thermique central pour le secteur résidentiel,” communication privée, 12 octobre 2010.
- [57] Jack Casazza, Frank Delea, *Understanding Electric Power Systems, An overview of the Technology, the Marketplace, and Government Regulations, Second Edition*. Wiley, IEEE Press, 2009.
- [58] C. Woo, I. Horowitz, J. Moore, et A. Pacheco, “The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance : The texas experience,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 7, pp. 3939 – 3944, 2011.

- [59] “Ieee application guide for ieee std 1547, ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems,” *IEEE Std 1547.2-2008*, pp. 1 –207, 15 2009.
- [60] N. Troy, E. Denny, et M. O’Malley, “Base-load cycling on a system with significant wind penetration,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 25, no. 2, pp. 1088 –1097, may 2010.
- [61] (2010, nov) Tarifs résidentiels et factures. [En ligne]. Disponible : <http://www.hydroquebec.com/affaires/typique/tarif-residentiel.html> [Consulté le : 4 août 2011]
- [62] A. M. Syed, “Electric thermal storage (ets) option by nova scotia power : Case study of a statistically representative nova scotia house,” in *World Energy Engineering Congress*, dec 2010.
- [63] (2010) Ieso - independent electricity system operator, wind power in ontario. [En ligne]. Disponible : <http://www.ieso.ca/imoweb/marketdata/windpower.asp> [Consulté le : 4 août 2011]

ANNEXE A

Preuve du modèle pour le calcul des pertes de la ligne uniformément distribuée

Le premier calcul est pour le modèle 1/3 - 2/3 tiré de [42]. On suppose que le courant est le même pour chacune des charges, nous négligeons donc la chute de tension.

$$P = \frac{R}{4} \times I^2 + \frac{3R}{4} \times \left(\frac{I}{3}\right)^2 \quad (\text{A.1})$$

Où P représente les pertes totales sur la ligne, R est la résistance totale de la ligne et I le courant total tiré par les charges.

$$P = \frac{R}{4} \left(I^2 + \frac{I^2}{3} \right) \quad (\text{A.2})$$

$$P = \frac{RI^2}{3} \quad (\text{A.3})$$

Le second calcul est pour une ligne uniformément distribuée. La figure A.1 présente le schéma de cette ligne.

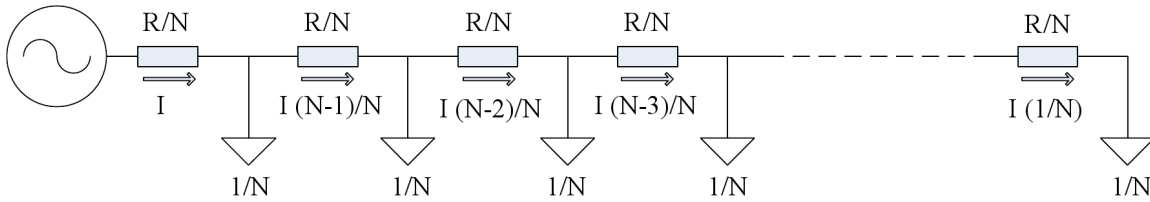


Figure A.1 Schéma de la ligne uniformément distribuée

$$P = \frac{R}{N} \sum_{i=1}^N \left[I \left(\frac{i}{N} \right) \right]^2 \quad (\text{A.4})$$

$$P = RI^2 \sum_{i=1}^N \left(\frac{i^2}{N^3} \right) \quad (\text{A.5})$$

Or, lorsque $i \rightarrow \infty$ nous avons que :

$$\sum_{i=1}^N \left(\frac{i^2}{N^3} \right) = 1/3 \quad (\text{A.6})$$

On aura donc, lorsque l'on fait tendre la somme vers l'infini (i.e. lorsqu'il y a une infinité de charges), le même résultat que pour le modèle simplifié.

$$P = \frac{RI^2}{3} \quad (\text{A.7})$$

Les deux résultats sont identiques. Les pertes sur une ligne uniformément distribuée sont à peu près égales au tiers de la résistance totale de la ligne multipliée par le courant total au carré.

ANNEXE B

Preuve du modèle pour le calcul des pertes de la ligne uniformément distribuée avec production en bout de ligne

Le premier calcul est pour le modèle 1/3 - 2/3 avec production en bout de ligne. Tout comme dans le cas précédent, nous négligeons la chute de tension dans la ligne.

$$P = \frac{RL}{4} [(1-k)I]^2 + \frac{3RL}{4} \left[\left(\frac{1}{3} - k \right) I \right]^2 \quad (\text{B.1})$$

Où P représente les pertes totales, R la résistance de la ligne en Ω/km , L la longueur de la ligne en km, I le courant total tiré par les charges et k la proportion de ce courant total fournie par la production en bout de ligne. Lorsque k vaut 0, la production décentralisée est nulle. Lorsque k vaut 1, la production décentralisée fournit entièrement la charge. Lorsque k est plus grand que 1, la production en bout de ligne est plus grande que la charge et donc la ligne de distribution envoie de l'énergie au poste.

$$P = \frac{RLI^2}{4} \left[(1-k)^2 + 3 \left(\frac{1}{3} - k \right)^2 \right] \quad (\text{B.2})$$

$$P = \frac{RLI^2}{4} \left(\frac{4}{3} - 4k + 4k^2 \right) \quad (\text{B.3})$$

$$P = RLI^2 \left[\frac{1}{3} - k(1-k) \right] \quad (\text{B.4})$$

Le second calcul est pour une ligne uniformément distribuée avec production en bout de ligne. La figure B.1 présente le schéma utilisé. Pour résoudre ce problème, on fait la somme des pertes pour des éléments infinitésimaux de distance dx de la ligne à l'aide d'une intégrale sur la longueur totale de la ligne L .

$$P = \int_0^L I_L(x)^2 dx \quad (\text{B.5})$$

Où I_L est le courant de la ligne à la position x et vaut :

$$I_L(x) = I \left(1 - k + \frac{x}{L} \right) \quad (\text{B.6})$$

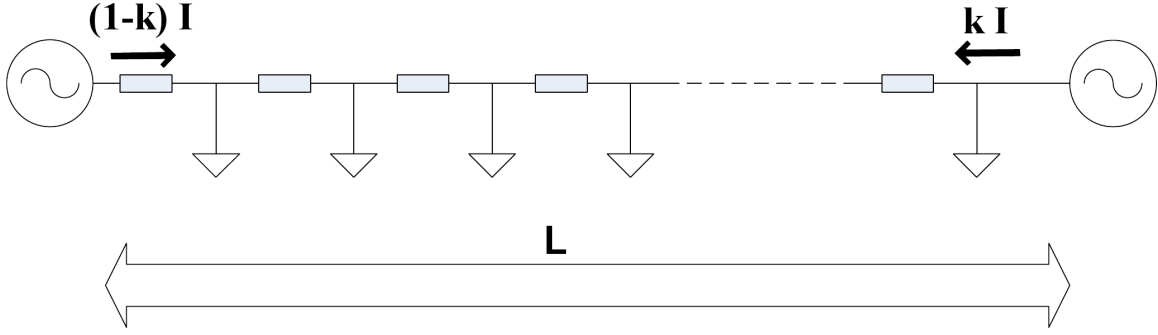


Figure B.1 Schéma de la ligne uniformément distribuée avec production en bout de ligne

En remplaçant dans l'équation B.5, on trouve :

$$P = \int_0^L I^2 \left(1 - k - \frac{x}{L}\right)^2 dx \quad (\text{B.7})$$

Le résultat de cette intégrale est le même que celui trouvé précédemment pour le modèle 1/3 - 2/3.

$$P = RLI^2 \left[\frac{1}{3} - k(1 - k) \right] \quad (\text{B.8})$$

La figure B.2 présente les pertes normalisées en fonction de la production en bout de ligne. Lorsque k vaut 0, c'est-à-dire que la production en bout de ligne est nulle, on retrouve le résultat trouvé à l'Annexe A. La valeur des pertes sur la ligne à ce moment est de $\frac{RLI^2}{3}$. On retrouve la même valeur de pertes lorsque k vaut 1. À ce moment, toute la charge de ligne est fournie par la production décentralisée. Lorsque k est plus grand que 1, la production décentralisée envoie son surplus de production au réseau et donc les pertes sont plus élevées. Les pertes sont les plus faibles lorsque la production décentralisée et le réseau fournissent chacun la moitié de la charge. Les pertes sont à ce moment 4 fois plus faibles par rapport au cas sans production en bout de ligne : $\frac{RLI^2}{12}$.

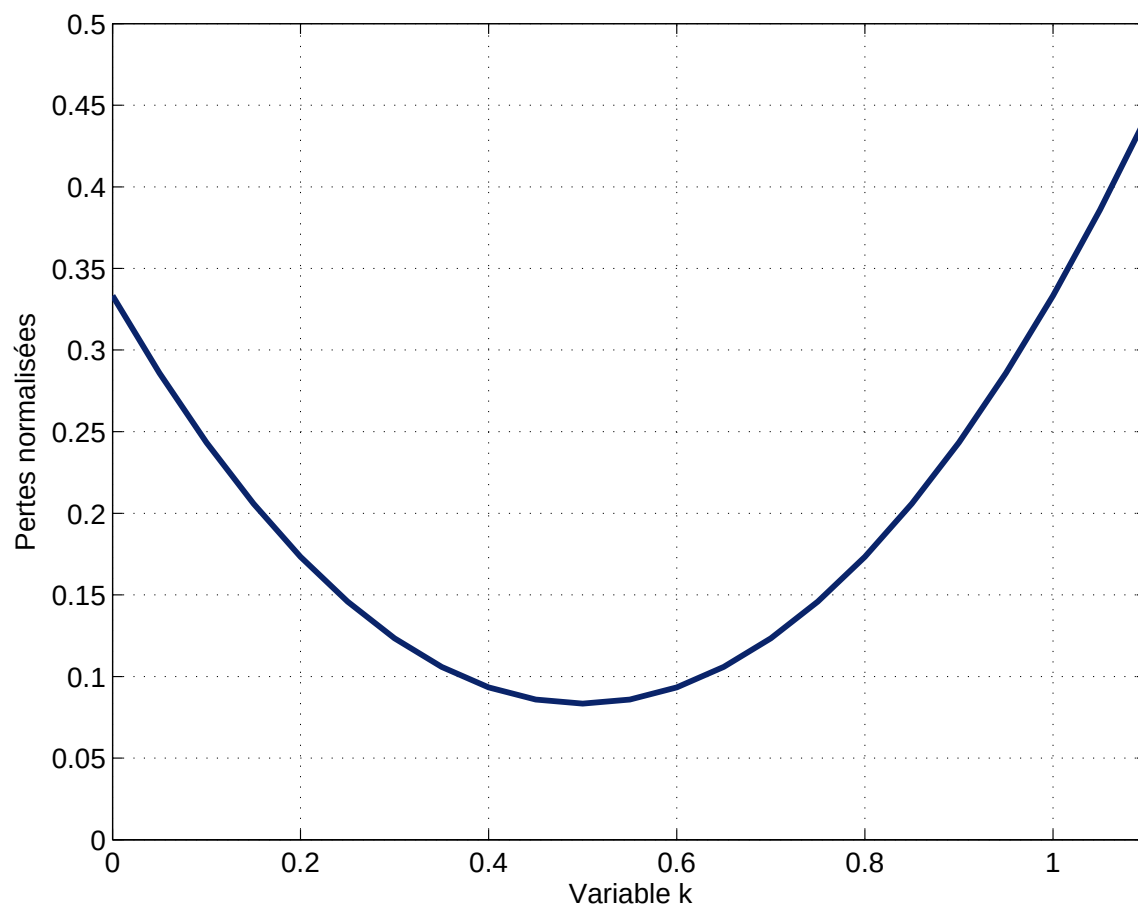


Figure B.2 Pertes sur la ligne de distribution en fonction de la production en bout de ligne

ANNEXE C

Exemple de code avec OpenDSS

Tel que mentionné précédemment, OpenDSS peut être utilisé dans son propre environnement ou avec des logiciels comme Matlab ou Excel. Dans cette annexe, nous présentons un exemple avec son exécutable et un exemple avec Matlab. Premièrement, avec l'exécutable, il faut tout d'abord créer notre circuit (ici appelé « reseau ») :

```
new circuit.reseau
```

Ensuite, on charge les données de charge. Ces données proviennent d'un fichier CSV, c'est-à-dire une suite de nombre séparé par des virgules. Il y a une donnée pour chaque heure de l'année, i.e. 8760 données. Il faut charger ces données dans un objet « loadshape » auquel on lui donne un nom au préalable, ici « essaiA ». Il faut aussi spécifier que les valeurs changent à chaque heure :

```
new loadshape.essaiA Npts=8760 Csvfile=Donnees0A.csv hour=1
new loadshape.essaiB Npts=8760 Csvfile=Donnees0B.csv hour=1
new loadshape.essaiC Npts=8760 Csvfile=Donnees0C.csv hour=1
new loadshape.essai2A Npts=8760 Csvfile=Donnees1A.csv hour=1
new loadshape.essai2B Npts=8760 Csvfile=Donnees1B.csv hour=1
new loadshape.essai2C Npts=8760 Csvfile=Donnees1C.csv hour=1
```

On fait de même pour les valeurs de production de vent :

```
new loadshape.vent Npts=8760 Csvfile=testvent.csv hour=1
```

Ensuite, il s'agit de créer les différents éléments du réseau. Premièrement, on crée les sources via un objet « vsource » que l'on nomme à notre guise. Dans ce cas, on suppose un circuit triphasé déséquilibré, d'où l'utilisation de trois sources et du choix du paramètre Phases=1. Les objets « vsource » sont connectés à la terre ainsi qu'à une barre (Bus). Le nom du Bus doit donc être spécifié. Il faut aussi donner la tension nominale, ici 14,43 kV (25 kV de tension de ligne) :

```
new vsource.source Bus1=B2A Phases=1 basekv=14.43 pu=1
new vsource.sourceB Bus1=B2B Phases=1 basekv=14.43 pu=1
new vsource.sourceC Bus1=B2C Phases=1 basekv=14.43 pu=1
```

Deuxièmement, on crée les lignes via l'objet « Line ». Un objet Line est connecté entre deux Bus que l'utilisateur doit spécifier. Finalement, l'utilisateur entre les paramètres électriques R1 et X1 de la ligne :

```
new Line.L1A Bus1=B2A Bus2=B3A Phases=1 R1=0.29 X1=0.9875
new Line.L1B Bus1=B2B Bus2=B3B Phases=1 R1=0.29 X1=0.9875
new Line.L1C Bus1=B2C Bus2=B3C Phases=1 R1=0.29 X1=0.9875

new Line.L2A Bus1=B3A Bus2=B4A Phases=1 R1=0.87 X1=2.9625
new Line.L2B Bus1=B3B Bus2=B4B Phases=1 R1=0.87 X1=2.9625
new Line.L2C Bus1=B3C Bus2=B4C Phases=1 R1=0.87 X1=2.9625
```

Les derniers objets à créer sont les charges via l'objet « Load ». Comme les sources, cet objet est connecté entre la terre et une barre (Bus). Il faut spécifier la tension nominale, la puissance nominale, le facteur de puissance et le type de charge (puissance constante, courant constant, résistance constante, etc.). Dans notre cas, comme l'on veut faire une simulation annuelle, on se sert du paramètre « Yearly » pour spécifier les valeurs annuelles. Dans ce cas, le paramètre « Yearly » est égal à `essaiA`, qui est un objet de type « Loadshape », spécifié précédemment qui contient les valeurs annuelles de la charge :

```
new Load.C1A Bus1=B3A Phases=1 Kv=14.43 Kw=10000 Pf=1 Model=6
Yearly=essaiA
new Load.C1B Bus1=B3B Phases=1 Kv=14.43 Kw=10000 Pf=1 Model=6
Yearly=essaiB
new Load.C1C Bus1=B3C Phases=1 Kv=14.43 Kw=10000 Pf=1 Model=6
Yearly=essaiC

new Load.C2A Bus1=B4A Phases=1 Kv=14.43 Kw=10000 Pf=1 Model=6
Yearly=essai2A
new Load.C2B Bus1=B4B Phases=1 Kv=14.43 Kw=10000 Pf=1 Model=6
Yearly=essai2B
new Load.C2C Bus1=B4C Phases=1 Kv=14.43 Kw=10000 Pf=1 Model=6
Yearly=essai2C
```

De la même façon, on peut spécifier les valeurs annuelles de production éolienne avec l'objet « Generator » :

```
new Generator.G1A Bus1=B4A Phases=1 Kv=14.43 Kw=10000 Pf=1 Model=1 Yearly=vent
new Generator.G1B Bus1=B4B Phases=1 Kv=14.43 Kw=10000 Pf=1 Model=1 Yearly=vent
new Generator.G1C Bus1=B4C Phases=1 Kv=14.43 Kw=10000 Pf=1 Model=1 Yearly=vent
```

Le modèle étant construit, il faut spécifier les paramètres que l'on veut enregistrer. On utilise l'objet « energymeter », auquel on spécifie l'objet dont on veut mesurer les paramètres :

```
new energymeter.m3A Line.L1A LocalOnly=yes
new energymeter.m4A Line.L2A LocalOnly=yes
new energymeter.m3B Line.L1B LocalOnly=yes
new energymeter.m4B Line.L2B LocalOnly=yes
new energymeter.m3C Line.L1C LocalOnly=yes
new energymeter.m4C Line.L2C LocalOnly=yes
```

Il faut spécifier les paramètres de simulation :

```
set mode=yearly
set casename= essainumero1
set year=1
set demandinterval=true
Set overloadreport=true
```

Pour terminer, il ne reste plus qu'à lancer la simulation et sauvegarder les résultats :

```
solve
edit energymeter.m3A action=save
edit energymeter.m4A action=save
edit energymeter.m3B action=save
edit energymeter.m4B action=save
edit energymeter.m3C action=save
edit energymeter.m4C action=save
```

Les résultats de la simulation seront enregistrés dans un le fichier `essainumero1.csv`, tel que spécifié dans les paramètres de simulation. Le cas présenté précédemment se résous facilement avec OpenDSS. Cependant, le problème se situe au niveau de la préparation des données (pre-processing) et de l'analyse des résultats après la simulation (post-processing). C'est dans le but de faciliter la réalisation de ces deux étapes, que les simulations ont été effectuées avec Matlab.

ANNEXE D

Exemple de code avec Matlab et OPENDSS

Il faut tout d'abord lancer OpenDSS via Matlab via cette commande :

```
[DSSStartOK, DSSObj, DSSText] = DSSStartup;
```

La fonction DSSStartup est la suivante :

```
function [Start,Obj,Text] = DSSStartup
% Function for starting up the DSS
%instantiate the DSS Object
Obj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');
%Start the DSS. Only needs to be executed the first time w/in a
%Matlab session
Start = Obj.Start(0);
% Define the text interface
Text = Obj.Text;
```

Par la suite, on charge le circuit déjà défini dans OpenDSS. Ce fichier (cir1.dss) contient les sources, les lignes, les charges, mais ne contient pas les « loadshape » :

```
DSSText.command='Compile (C:\Users\cir1.dss)';
```

Il faut ensuite préparer les variables de l'interface :

```
DSSCircuit=DSSObj.ActiveCircuit;
DSSSolution=DSSCircuit.Solution;
```

Par la suite, le calcul des pertes à toutes les heures de l'année se fait simplement avec un for. On suppose ici que les différents vecteurs Charge contiennent les valeurs de charge à tout moment dans l'année :

```

for i = 1:8760
DSSText.command=['Edit Load.C1A Kw=' num2str(ChargeA1(i))];
DSSText.command=['Edit Load.C1B Kw=' num2str(ChargeB1(i))];
DSSText.command=['Edit Load.C1C Kw=' num2str(ChargeC1(i))];
DSSText.command=['Edit Load.C2A Kw=' num2str(ChargeA2(i))];
DSSText.command=['Edit Load.C2B Kw=' num2str(ChargeB2(i))];
DSSText.command=['Edit Load.C2C Kw=' num2str(ChargeC2(i))];
DSSSolution.Solve;
A = DSSCircuit.LineLosses;
Pertes = [Pertes A(1)*1000];
end

```

La fonction LineLosses permet de calculer les pertes de tous les objets Line du circuit. Le vecteur Pertes contient les valeurs de pertes de ligne à toutes les heures d'une année. L'environnement Matlab permet par la suite de facilement analyser et traiter ces données ainsi que de tracer facilement des graphiques.

ANNEXE E

Exemple de code GridLAB-D

Tout d’abord, pour effectuer des simulations avec GridLAB-D, il faut créer des fichiers textes ayant comme extension `.glm` (GridLAB-D model). Ensuite, il faut exécuter ce fichier à l’aide d’une fenêtre de commande avec le texte suivant en prenant soin d’être dans le répertoire du programme GridLAB-D :

```
gridlabd nomdufichier.glm
```

La base de l’utilisation de ce logiciel est l’écriture de fichiers textes. Pour s’assurer de la syntaxe, on peut utiliser le wiki ou les exemples disponibles en ligne. Un exemple de code est présenté ci-dessous. Pour débiter, il faut charger les modules dont nous avons besoin. Dans ce cas, comme nous effectuons un écoulement de puissance, il faut charger le module « powerflow ». Pour enregistrer ou charger des données, il faut utiliser le module « tape » :

```
module powerflow;
module tape;
```

Ensuite, il faut établir les paramètres de temps de la simulation. Dans ce cas, comme il s’agit d’une simulation annuelle, les temps de départ et de fin sont séparés d’une année :

```
clock {
  timezone EST+5EDT;
  starttime '2000-01-01 0:00:00';
  stoptime '2001-01-01 0:00:00';
}
```

La prochaine étape est de définir les paramètres électriques. En premier lieu, on mentionne les types de conducteur :

```

object overhead_line_conductor {
name OH100;
geometric_mean_radius 0.0244;
resistance 0.306; //Ohm par mile
}

object overhead_line_conductor {
name OH101;
geometric_mean_radius 0.00814;
resistance 0.306;
}

```

Ensuite l'espacement entre les conducteurs :

```

object line_spacing {
name LS200;
distance_AB 5.0;
distance_BC 5.0;
distance_AC 5.0;
distance_AN 5.0;
distance_BN 5.0;
distance_CN 5.0;
}

```

Avec les paramètres précédents, on peut spécifier la configuration des lignes :

```

object line_configuration {
name LC300;
conductor_A OH100;
conductor_B OH100;
conductor_C OH100;
conductor_N OH101;
spacing LS200;
}

```

Les nœuds sont par la suite définis. Dans notre cas, il y a trois nœuds, dont un d'équilibrage :

```

object node {
  name Node1;
  bustype SWING;
  phases ABC;
  nominal_voltage 25000.0;
}
object node {
  name Node2;
  phases ABC;
  nominal_voltage 25000.0;
}
object node {
  name Node3;
  phases ABC;
  nominal_voltage 25000.0;
}

```

Les lignes électriques reliant les nœuds sont par la suite définies :

```

object overhead_line {
  name Link12;
  phases A|B|C;
  from Node1;
  to Node2;
  length 8200;
  configuration LC300;
  nominal_voltage 25000.0;
}
object overhead_line {
  name Link23;
  phases A|B|C;
  from Node2;
  to Node3;
  length 24600;
  configuration LC300;
  nominal_voltage 25000.0;
}

```

L'étape suivante est de spécifier les charges à chaque heure de l'année. Pour ce faire, il faut utiliser l'objet « player » et charger les données d'un fichier CSV. Ces fichiers CSV prennent

la forme de deux colonnes, dont une contient des données temporelles, et l'autre les valeurs de charges à ce moment.

```
object load {
  name Load1;
  phases ABC;
  parent Node2;
  object player {
    property constant_power_A;
    file loadA1.csv;
  };
  object player {
    property constant_power_B;
    file loadB1.csv;
  };
  object player {
    property constant_power_C;
    file loadC1.csv;
  };
  nominal_voltage 25000.0;
}

object load {
  name Load2;
  parent Node3;
  phases ABC;
  object player {
    property constant_power_A;
    file loadA2.csv;
  };
  object player {
    property constant_power_B;
    file loadB2.csv;
  };
  object player {
    property constant_power_C;
    file loadC2.csv;
  };
  nominal_voltage 25000.0;
}
```

De la même façon, on peut charger les données de production éolienne étant donné qu'on la modélise par une charge PQ négative.

```
object load {
  name Load3;
  parent Node3;
  phases ABC;
  object player {
    property constant_power_A;
    file WindA.csv;
  };
  object player {
    property constant_power_B;
    file WindA.csv;
  };
  object player {
    property constant_power_C;
    file WindA.csv;
  };
  nominal_voltage 25000.0;
}
```

Il ne reste qu'à choisir les données que l'on veut enregistrer. Cela se fait avec un objet « recorder ». Dans le cas présent, on choisit d'enregistrer les pertes sur les lignes. Il faut spécifier dans quel fichier seront enregistrés les résultats.

```
object recorder{
  name MeterCorderXA;
  parent Link12;
  property power_losses, power_in, power_out;
  file pertes2A.csv;
}

object recorder{
  name MeterCorderXB;
  parent Link23;
  property power_losses;
  file pertes2B.csv;
}
```

La dernière étape consiste à exécuter ce fichier via la fenêtre de commande, tel que spécifier précédemment.

ANNEXE F

Exemple de code APREM

Le logiciel APREM fonctionne dans l'environnement Matlab et utilise les fonctionnalités de programmation orientée objet de Matlab. Une description du code utilisé pour résoudre la première étude de cas est présentée ci-dessous. C'est ce code que l'on doit utiliser dans un fichier m. Premièrement, il faut créer un circuit (en supposant qu'il se nomme « reseau ») :

```
reseau = cCircuit();
```

Ensuite, on doit créer la source du circuit. On lui donne le nom de « V1 ». Elle est branchée entre le nœud « B1 » et la terre (« 0 »). Sa tension est de 25 kV et son angle est de 0. Ce sera la barre d'équilibrage.

```
reseau.addVsrc('V1', {'B1', '0'}, 25000, 0);
```

La prochaine étape est la création des branches RL représentant les lignes. Les branches se nomment L1 et L2. Elles sont branchées entre les nœuds « B1 » et « B2 » et « B2 » et « B3 ». Les impédances des lignes valent $0,29 + j0,9875 \Omega$ et $0,87 + j2,9625 \Omega$, respectivement.

```
reseau.addImp('L1', {'B1', 'B2'}, 0.29 + 0.9875*1i);  
reseau.addImp('L2', {'B2', 'B3'}, 0.87 + 2.9625*1i);
```

Il faut ensuite créer les charges PQ1 et PQ2. La charge est de type PQ avec $Q = 0$ et les valeurs de puissance contenues dans les vecteurs Charge1 et Charge2 préalablement définies dans Matlab. La tension nominale est de 25 kV.

```
reseau.addPQ('PQ1', {'B2', '0'}, Charge1(1), 0, 25000);  
reseau.addPQ('PQ2', {'B3', '0'}, Charge2(1), 0, 25000);
```

Le calcul des pertes se fait à l'aide de la boucle suivante :

```

Pertes = [];
for i = 1:8760
    reseau.set('PQ1', 'P', Charge1(i)); % Modification de la charge
    reseau.set('PQ2', 'P', Charge2(i));
    reseau.solve(); % Résolution du circuit
    P1 = real(reseau.get('L1', 'S')); % Pertes de l'élément L1
    P2 = real(reseau.get('L2', 'S')); % Pertes de l'élément L2
    Pertes = [Pertes P1+P2]; % Enregistrement du calcul des pertes
end

```

Par la suite, il faut faire le même calcul, mais cette fois, avec l'ajout de la production décentralisée. Celle-ci est branchée entre le noeud « B3 » et la terre (« 0 »). Les puissances à toutes les heures de l'année sont pré-enregistrées dans le vecteur Puissance. On suppose que le facteur de puissance de la source est unitaire, et comme on envoie de l'électricité au réseau la puissance est négative. La tension est de 25 kV.

```

reseau.addPQ('Peol', {'B3', '0'}, -Puissance(1), 0, 25000);

```

Il faut par la suite refaire le calcul pour chaque heure de l'année. Cependant, cette fois, en plus de faire varier les charges, on fait varier la production éolienne.

```

Pertesdistribuees = [];
for i = 1:8760
    reseau.set('PQ1', 'P', Charge1(i)); % Modification de la charge
    reseau.set('PQ2', 'P', Charge2(i));
    reseau.set('Peol', 'P', -Puissance(i));
    reseau.solve(); % Résolution du circuit
    P1 = real(reseau.get('L1', 'S')); % Pertes de l'élément L1
    P2 = real(reseau.get('L2', 'S')); % Pertes de l'élément L2
    Pertesdistribuees = [Pertesdistribuees P1+P2]; % Enregistrement du
    calcul des pertes
end

```

Ensuite, l'utilisateur peut analyser les résultats et tracer les graphiques à l'aide des fonctionnalités de Matlab.