PolyPublie
Polytechnique Montréal

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL
UNIVERSITÉ D'INGÉNIERIE

Titre: Title:	Modélisation et analyse du fonctionnement d'un système de stockage intégré au réseau électrique
Auteur: Author:	Xiaoxi Xu
Date:	2013
Type:	Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis
Référence: Citation:	Xu, X. (2013). Modélisation et analyse du fonctionnement d'un système de stockage intégré au réseau électrique [Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie. https://publications.polymtl.ca/1244/

Document en libre accès dans PolyPublie
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: PolyPublie URL:	https://publications.polymtl.ca/1244/
Directeurs de recherche: Advisors:	Miguel F. Anjos, & Gilles Savard
Programme: Program:	Génie industriel

Ce fichier a été téléchargé à partir de PolyPublie, le dépôt institutionnel de Polytechnique Montréal
This file has been downloaded from PolyPublie, the institutional repository of Polytechnique Montréal

https://publications.polymtl.ca

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

MODÉLISATION ET ANALYSE DU FONCTIONNEMENT D'UN SYSTÈME DE STOCKAGE INTÉGRÉ AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

XIAOXI XU

DÉPARTEMENT DE MATHÉMATIQUES ET DE GÉNIE INDUSTRIEL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION

DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES

(GÉNIE INDUSTRIEL)

SEPTEMBRE 2013

© Xiaoxi Xu, 2013.

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

MODÉLISATION ET ANALYSE DU FONCTIONNEMENT D'UN SYSTÈME DE STOCKAGE INTÉGRÉ AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

présenté : XU Xiaoxi

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées

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

M. GAMACHE Michel, Ph.D, président

M. ANJOS Miguel F., Ph.D, membre et directeur de recherche

M. SAVARD Gilles, Ph.D, membre et codirecteur de recherche

M. DELORME Louis, Ph.D, membre

DÉDICACE

Pain is inevitable, suffering is optional

- Murakami Haruki

REMERCIEMENTS

Je tiens en premier lieu à remercier les professeurs Miguel F. Anjos et Gilles Savard pour avoir accepté de diriger ma maîtrise et pour leur aide et leur appui. Depuis le début de mon projet, ils m'ont toujours encouragée en me guidant à travers des chemins de recherche intéressants.

J'aimerais également souligner les appuis du Département de Mathématiques et Génie Industriel (MAGI), de M. Anjos et sa chaire de recherche du Canada en optimisation non-linéaire discrète en ingénierie (ONDI) et de M. Savard pour leurs soutiens financiers qui ont permis la réalisation de cette recherche.

Je remercie les membres du jury, pour leur consultation et leur intérêt pour ce projet.

Un remerciement spécial à M. Michel Gamache qui a accepté d'être le président du jury pour ma présentation. Il m'a aussi initié à la recherche opérationnelle par son cours.

Je remercie chaleureusement tous mes amis au GERAD, qui m'ont aidée tout au long de ma recherche et qui ont fait en sorte de rendre plus agréable mon travail.

Je remercie aussi tous ceux que j'aurais pu oublier et qui ont contribué de près ou de loin à cette maîtrise, en particulier tous les professeurs que j'ai eus et qui m'ont permis d'aller toujours plus loin dans les études.

Finalement, je voudrais exprimer ma gratitude à mes proches pour m'encourager à poursuivre mon chemin et pour leur appui inconditionnel.

RÉSUMÉ

Ce projet de recherche traite de la problématique suivante : comment déterminer la valeur ajoutée d'un système de stockage au réseau électrique, du point de vue de la gestion des ressources et de l'amélioration de l'efficacité énergétique ? Le cas considéré dans l'analyse est celui d'un système de stockage de batteries intégré au réseau électrique québécois. Dans le contexte de cette étude, les rôles du stockage sont les suivants : réserve de secours en cas d'urgence, lissage de la charge et exportation pour les périodes de pointe. L'objectif principal de ce travail de recherche est d'étudier le dimensionnement de ce système de stockage et comment un tel système de stockage affecte la stratégie de production et d'exportation d'électricité tout en maximisant le bénéfice apporté par ce système. Afin d'atteindre ces objectifs, deux modèles d'optimisation sont développés. De plus, nous étudions les impacts des principaux paramètres utilisés (demande prévisionnelle, coût d'investissement, prix d'exportation, etc.) pour ce calcul sur les résultats.

Le critère d'optimisation a conduit à privilégier l'utilisation de la programmation linéaire en nombres entiers. Ces modèles sont basés sur certaines des caractéristiques typiques des modèles d'optimisation du fonctionnement de la batterie et celles de la centrale électrique. Les variables de décision incluent le nombre de chaque type de batteries, la quantité d'électricité chargée et déchargée par les batteries à chaque instant, la quantité d'énergie totale dans les batteries à chaque instant et la quantité d'électricité produite et exportée en temps réel. La solution est limitée principalement par les contraintes de fonctionnement de la production (capacité installée, coût unitaire d'électricité), les caractéristiques techniques et économiques des batteries, la demande interne et externe. Les modèles ont été codés en AMPL et la résolution de ce programme a été réalisée avec le solveur CPLEX.

Suite à cette résolution, les résultats ont permis de constater que la valeur liée au système de stockage dépend de la capacité de la production installée, du coût unitaire d'électricité, de la demande interne et externe, du prix d'électricité, du prix d'exportation et de la politique d'exportation. Bien que les observations effectuées aient permis de calculer les bénéfices d'un système de stockage de façon détaillée et d'en tirer des conclusions importantes concernant les

paramètres d'entrée, leurs impacts et leurs interactions, une évaluation à la fois technique et économique plus détaillée sur un tel projet d'investissement s'avère nécessaire.

ABSTRACT

This research addresses the following problem: How to determine the added value of a storage system to the grid, in terms of resource management and improvement of energy efficiency?

The case considered in this analysis is a battery storage system integrated into the Quebec power grid. In this study, the functions of storage are: reserves back-up in case of emergency, load leveling to reduce the fluctuation of power generation and stocking the production excess to export. The main objective of this research is to study the capacity design of the storage system and how such storage system could affect the strategy of electricity production and exportation, while maximizing the profit brought by the storage system. To achieve these objectives, two optimization models were developed. In addition, we investigate the effect of key parameters used (demand forecasting, cost of investment, export prices, etc.) on the results.

The optimization method tends to favor the use of mixed integer linear programming (MILP). Both models are based on some of the typical characteristics of optimization models for batteries and those of the power plant. The decision variables include the number of each type of batteries, the level of electricity charged and discharged by the batteries at a given time set the amount of electricity produced and exported, etc. The solution is largely limited by the constraints of production (maximum capacity, cost of production), the technical and economic characteristics of the batteries, internal and external demand. The models were coded in AMPL and solving this program was achieved with the CPLEX solver.

Following this resolution, the results have shown that the values related to the storage system depends on the installed production capacity, the cost of electricity, the internal and external demand, the electricity prices, the export policy, etc. Although observations have allowed to calculate the benefits of a storage system in a detailed way and to draw important conclusions about the input parameters, their impacts and their interactions, a further study both technical and economic on such project to evaluate the investment decision is definitely needed.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE III

REMERCIEMENTS IV

RÉSUMÉ V

ABSTRACT VII

TABLE DES MATIÈRES VIII

LISTE DES TABLEAUX XI

LISTE DES FIGURES XIII

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS XIV

LISTE DES ANNEXES XV

INTRODUCTION 1

CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE 5

1.1 Le défi énergétique 5

1.2 Modélisation du système énergétique 7

1.2.1 MARKAL 7

1.2.2 Autres modèles 8

1.3 Modélisation des systèmes de stockage 9

1.3.1 Modélisation pour diverses technologies de stockage 10

1.3.2 Optimisation dans le cas du BESS (Battery Energy Storage System) 14

CHAPITRE 2 REVUE TECHNOLOGIQUE 18

2.1 Pompage-Turbinage 18

2.2 Air comprimé 20

2.3 Stockage via l'hydrogène 21

2.4 Volants d'inertie 22

2.5 SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) 23
2.6 Autres technologies innovantes 23
2.6.1 Gravité 23
2.6.2 Houlomotrice 24
2.6.3 Ressorts en nanotubes 24
2.7 Les batteries 24
2.7.1 Batteries sodium-soufre (NaS) 25
2.7.2 Batteries lithium-ion (Li) 26
2.7.3 Batteries Nickel-cadmiums (NiCd) 28
2.7.4 Autres 30
2.8 Choix de la technologie de stockage 30
2.8.1 Justification du choix 30
2.8.2 Données caractéristiques 32
CHAPITRE 3 MODÉLISATION 35
3.1 Approche générale 35
3.2 Programmation linéaire en nombres entiers (PLNE) – modèle A 38
3.2.1 Ensembles 38
3.2.2 Paramètres 39
3.2.3 Variables 47
3.2.4 Contraintes 48
3.2.5 Fonction-objectif 54
3.3 Programmation linéaire en nombres entiers (PLNE) – modèle B 54
CHAPITRE 4 RÉSULTATS ET ANALYSES 58
4.1 Scénarios 58

4.1.1 Taux de variation annuel de la demande interne 59
4.1.2 Taux de variation annuel de la demande externe 60
4.1.3 Prix d'exportation 61
4.1.4 Subvention 61
4.2 Présentation et analyse des résultats 62
4.2.1 Paramètres des modèles et leurs impacts 63
4.2.2 Effet de lissage 72
4.2.3 Analyse économique 78
4.3 Évaluation des modèles 79
CONCLUSION 81
RÉFÉRENCES 83
ANNEXES 91

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2-1 : Contraintes des technologies de stockage 31

Tableau 2-2 : Informations de quelques systèmes de stockage de batterie existants 32

Tableau 2-3 : Valeurs des paramètres d'entrée des batteries 33

Tableau 3-1 : Les ensembles du modèle A 38

Tableau 3-2 : Les paramètres du modèle A 39

Tableau 3-3 : Équipements de production d'Hydro-Québec, au 31 décembre 2010 43

Tableau 3-4 : Autres sources d'approvisionnement disposées ou accessibles par Hydro-Québec 43

Tableau 3-5 : Les 3 intervalles de puissance de production et coût de production 44

Tableau 3-6 : Prix d'électricité de chaque secteur au Québec 46

Tableau 3-7 : Les variables du modèle A 47

Tableau 3-8 : Les ensembles ajoutés du modèle B 55

Tableau 3-9 : Les paramètres ajoutés du modèle B 55

Tableau 3-10 : Les variables ajoutés du modèle B 55

Tableau 3-11 : Nombres de chaque type de jours 56

Tableau 4-1 : Scénarios considérés et les paramètres correspondants 58

Tableau 4-2 : Paramètres fixes pour tous les scénarios 59

Tableau 4-3 : Taux de variation de la consommation annuelle par secteur des différentes périodes 60

Tableau 4-4 : Taux de variation de l'exportation annuelle des différentes périodes 61

Tableau 4-5 : Prix d'exportation 61

Tableau 4-6 : Scénarios de la subvention 62

Tableau 4-7 : Résultat obtenu dans le cas extrême pour les 2 modèles 64

Tableau 4-8 : Impact de Δ [Industriel] sur le dimensionnement de stockage – modèle A 65

Tableau 4-9 : Impact de Δ_{int} sur le dimensionnement de stockage – modèle B 65

Tableau 4-10 : Nouveaux scénario pour la variation de la demande interne 66

Tableau 4-11 : Impact du taux de variation annuel de la demande externe sur le dimensionnement de stockage – modèle A 67

Tableau 4-12 : Impact du taux de variation annuel de la demande externe sur le dimensionnement de stockage – modèle B 68

Tableau 4-13 : Impact du prix d'exportation sur le dimensionnement de stockage – modèle A ... 68

Tableau 4-14 : Impact du prix d'exportation sur le dimensionnement de stockage – modèle B ... 69

Tableau 4-15 : Intervalles de coût de production d'électricité 69

Tableau 4-16 : Quantité de l'exportation totale selon les prix d'exportation – modèle A 70

Tableau 4-17 : Quantité de l'exportation totale selon les prix d'exportation – modèle B 70

Tableau 4-18 : Impact de la subvention sur le dimensionnement de stockage – modèle A 71

Tableau 4-19 : Impact de la subvention sur le dimensionnement de stockage – modèle B 72

Tableau 4-20 : Dimensionnement du stockage en augmentant Δ [Industriel] à 9% - modèle A ... 73

Tableau 4-21 : Dimensionnement du stockage – modèle B 76

Tableau 4-22 : Bénéfices lié au système de stockage sous les différentes conditions – modèle A 78

Tableau 4-23 : Bénéfices lié au système de stockage sous les différentes conditions – modèle B 79

LISTE DES FIGURES

Figure 1-1: Représentation schématique de ce système hybride.....11

Figure 3-1 : Configuration du système étudié dans ce mémoire.....36

Figure 3-2 : Schémas qui montrent visuellement l'effet de lissage de la charge.....36

Figure 3-3 : Les paliers de production et les coûts de production associés.....42

Figure 3-4 : Évolution de la demande interne quotidienne pour l'année de référence.....45

Figure 3-5 : Illustration schématique d'un exemple pour les calculs de la puissance de production et du coût total de la production à $[d^*, y^*]$.....52

Figure 4-1 : Évolution de la consommation d'électricité annuelle par secteur au Québec.....59

Figure 4-2 : Production et charge satisfaite quotidiennes pour l'année 0.....73

Figure 4-3 : Production et charge satisfaite quotidiennes pour le mois de janvier de l'année 0.....74

Figure 4-4 : Production et charge satisfaite quotidiennes pour le mois d'août de l'année 0.....75

Figure 4-5 : Production et charge satisfaite quotidiennes pour l'année 3.....75

Figure 4-6 : Production et charge satisfaite quotidiennes pour le mois de janvier de l'année 3.....76

Figure 4-7 : Production et charge satisfaite par heure pour une journée du type « faible demande ».....77

Figure 4-8 : Production et charge satisfaite par heure pour une journée du type « forte demande ».....77

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

AIE	Agence Internationale de l'Énergie
BTU	British Thermal Unit
CIRED	Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement
EIA	Energy Information Administration
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Program
HOMER	Hybrid Optimization Model for Electric Renewables
MRN	Ministère des ressources naturelles du Québec
NREL	National Renewable Energy Lab
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
PLNE	Programmation Linéaire en Nombres Entiers
REM	Représentation Énergétique Macroscopique
TEP	Tonnes d'équivalent pétrole

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 – RÉSUMÉ DU MODÈLE A 91

ANNEXE 2 – RÉSUMÉ DU MODÈLE B 96

INTRODUCTION

La consommation énergétique mondiale n'a cessé de croître de manière exponentielle depuis le 19e siècle. Une grande partie de l'énergie est consommée sous forme d'électricité. Depuis le début des années 70, la croissance de la consommation d'électricité est importante et quasi continue, notamment à cause de la croissance démographique, de l'utilisation des nouveaux appareils électriques et de l'automatisation de l'industrie ("Key World Energy Statistics," 2012).

Le Québec est l'un des endroits au monde où la consommation d'électricité par habitant est la plus importante (Ministère des Ressources Naturelles du Québec). Cela est principalement dû au chauffage électrique largement répandu dans le secteur résidentiel et à la présence d'industries qui consomment énormément d'électricité tel que les alumineries. Actuellement, l'approvisionnement en électricité est suffisant. Cependant, le développement des technologies permettant d'améliorer l'efficacité énergétique dans tous les secteurs est nécessaire pour finalement parvenir à une croissance compétitive et durable.

L'un des moyens d'améliorer l'efficacité énergétique consiste à optimiser la production tout en optimisant les facteurs d'utilisation, d'où la mise en place des réseaux électriques intelligents. En intégrant les technologies de communications et de contrôle dans le réseau, les sociétés électriques auront accès à beaucoup plus d'information sur la consommation des clients. De cette façon, l'électricité sera fournie exactement au moment et à l'endroit où elle est nécessaire à moindre coût. De plus, les sociétés électriques peuvent établir les factures en fonction de l'heure de consommation, ce qui aura pour effet de réduire la demande de pointe sur le réseau et de faire face aux périodes de pointe sans avoir à augmenter la capacité du réseau.

Une autre possibilité pour améliorer l'efficacité énergétique est de mettre en place un système de stockage d'électricité qui permettrait de mieux gérer les ressources de production en stockant les surplus durant les périodes hors pointe; la quantité stockée pourrait être reinjectée dans le réseau durant les périodes de pointe lorsque l'électricité coûte plus cher sur le marché. Cet effet de

lissage serait particulièrement intéressant lorsque la puissance installée ne pourrait pas satisfaire la demande.

A priori, les contributions principales qu'un tel système pourrait apporter à la gestion énergétique du Québec sont les suivantes :

- Le premier intérêt d'un système de stockage d'électricité est d'éviter les inconvénients liés à une coupure d'alimentation. Cette dernière peut provenir d'un déficit momentané de production ou une panne d'électricité imprévue. Si pour les particuliers, une coupure de courant n'entraîne que des désagréments temporaires, les conséquences peuvent être beaucoup plus sérieuses pour des services publics et des entreprises, surtout des compagnies manufacturières. Dans ce cas, le système de stockage peut servir de stockage de secours; il doit être capable de se substituer au réseau instantanément et être d'une grande fiabilité.

- Ensuite, un système de stockage d'électricité permettrait de lisser la charge en stockant l'électricité durant les heures hors pointe, lorsque la demande en électricité est relativement faible, et en la réinjectant dans le réseau durant les heures de pointe, quand la demande est forte. En effet, la capacité de production d'Hydro-Québec lui permet de disposer des surplus dans la plupart du temps, mais pas en période de pointe. Cela correspond notamment aux périodes de grand froid, lorsque le chauffage des maisons impose une charge importante sur le réseau.

  Selon Hydro-Québec, les besoins en électricité ont atteint une valeur proche de 39 120 MW, le soir du mercredi 23 janvier 2013, soit un nouveau record historique depuis le 24 janvier 2011. Cette forte consommation, en plus de mettre une pression intense sur le réseau, a obligé la société d'État à acheter de l'électricité de l'Ontario et des États-Unis, ce qui a coûté très cher. De plus, 20 000 abonnés étaient privés d'électricité dans la province, lorsque la température extérieure était de -24 degrés Celsius en moyenne (Couture, 2013). Un système de stockage aurait-il pu éviter cette situation ?

- Par ailleurs, un système de stockage permet Hydro-Québec de stocker ses surplus d'électricité pour accroître l'exportation. Cette dernière représente une bonne partie du bénéfice net de l'entreprise. L'exportation des surplus contribue aussi à la préservation de l'environnement mondial car ces exportations remplacent une production locale d'origine principalement thermique. Entre 2008 et 2011, les exportations d'Hydro-Québec ont permis d'éviter l'émission de 53 millions de tonnes de gaz à effet de serre (Hydro-Québec, 2011)

  Malgré le fait que l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis et la politique de l'indépendance énergétique conduit à la réduction de leur demande en électricité québécoise, un projet d'exportation d'électricité québécoise vers l'état de New York vient d'être lancé officiellement en janvier 2013. Il s'agit de construire une ligne de transport souterraine et sous-marine entre les deux territoires (Transmission development Inc.).

  De plus, l'Ontario, un autre voisin du Québec, n'est pas au bout de ses peines en matière énergétique. En effet, presque la moitié de son électricité provient de centrales nucléaires, parmi celles-ci, les 6 réacteurs de la centrale de Pickering doivent être mis hors service d'ici 2020, les 4 réacteurs de la centrale de Darlington et 6 autres de la centrale de Bruce, devront être restaurés si on veut qu'ils produisent encore de l'électricité en 2020 ("Énergie électrique : les défis de 2020 - Les stratégies des provinces," 2011). Cela pourrait très probablement augmenter sa demande en électricité québécoise. Par ailleurs, la catastrophe de Fukushima a relancé le débat sur la sûreté des centrales nucléaires dans le monde. Si une transition de l'énergie nucléaire vers de l'énergie propre était mise en place chez notre voisin, le marché d'exportation d'Hydro-Québec connaîtrait une augmentation encore plus importante.

Nous constatons donc qu'un système de stockage d'électricité pourrait jouer un rôle important dans la stratégie énergétique du Québec à moyen ou long terme.

Dans ce projet de recherche, nous nous intéressons à l'étude de la technologie de stockage et le fonctionnement d'un système de stockage intégré au réseau électrique. Nous posons certaines questions d'étude : 1). quelle technologie choisir pour Québec? 2). quelle est la configuration

optimale du système pour satisfaire la demande intérieure et maximiser l'exportation vers les marchés extérieurs?

Trois objectifs fondamentaux sont poursuivis :

1. Réaliser un inventaire des technologies de stockage et justifier notre choix.

2. Développer deux modèles d'optimisation ayant pour objectif la maximisation des bénéfices de la société d'état.

3. Analyser les résultats obtenus avec ces modèles suivant les différents scenarios.

Ce mémoire est formé des chapitres décrits comme suit. À la suite de ce chapitre d'introduction, une revue de littérature et une revue technologique sont réalisées afin d'analyser le développement scientifique dans les domaines de recherche pertinentes pour ce projet et de décrire la situation actuelle de la technologie du stockage d'énergie à grande échelle. Puis, la méthodologie de modélisation utilisée est présentée dans le chapitre 3, qui vise à définir le problème et à présenter l'approche de modélisation. Il décrit les modèles mathématiques de programmation linéaire en nombres entiers développés pour trouver de bonnes solutions optimales tout en incluant les hypothèses envisagées pour la construction des modèles et leur programmation. Par la suite, les résultats obtenus avec les modèles d'optimisation sont présentés dans le chapitre 4, une analyse fondamentale de résultats est effectuée pour identifier la meilleure configuration pour chaque scénario. Enfin, le dernier chapitre du mémoire conclut sur les contributions du projet tout en ouvrant la voie vers de nouveaux axes de recherche.

CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE

La revue de littérature se divise en trois parties. Dans un premier temps, un bref rappel du contexte global des questions énergétiques permet d'identifier le défi auquel nous devons faire face, et permet de mieux comprendre l'importance des enjeux de sa gestion. Ensuite, nous allons présenter quelques modèles mathématiques du système énergétique utilisés pour faire les choix énergétiques et technologiques en mesure de répondre aux différents besoins. Enfin, nous allons faire un tour d'horizon des différentes recherches sur les modélisations des systèmes de stockage d'énergie intégrés aux réseaux électriques en montrant où se situe notre projet par rapport à ce qui a été fait.

1.1 Le défi énergétique

Le mode de vie et de production contemporains nécessitent de plus en plus d'énergie. Cette industrie a donc une place prédominante dans l'économie mondiale. Nous pouvons constater une corrélation forte entre croissance de la consommation d'énergie et croissance économique.

La consommation d'énergie croît continuellement depuis les trois dernières décennies. Malgré un léger déclin de 1% en 2009 s'expliquant par la crise économique, la consommation d'énergie mondiale a augmenté de 5.5 % en 2010, ce qui s'est traduit par une croissance de près de 6 % des émissions de CO2, 30.6 gigatonnes, ce qui constitue un niveau record historique. Les pays émergents contribuent pour 66.7% à cette augmentation globale. Selon BP Statistical Review of World Energy 2012 (BP Statistical, 2012), la consommation d'énergie primaire mondiale a encore augmenté de 2.5% en 2011, soit 296.8 million tep (Tonnes d'équivalent pétrole). U.S. Energy Information Administration (EIA) prévoit également que la consommation totale d'énergie dans le monde augmentera de 53% entre 2008 et 2035. Plus précisément, la consommation d'énergie dans les pays hors OCDE (Organisation de coopération et de développement économiques) augmentera de 85% dans les deux prochaines décennies, en comparaison d'une augmentation de 18% pour les pays de l'OCDE (U.S. Energy Information Administration, 2011).

La hausse de la consommation d'énergie s'explique par la croissance économique, mais en même temps elle fait apparaître des problèmes inquiétants : émissions de gaz à effet de serre, changements climatiques, épuisement des ressources naturelles, etc.

En effet, la quasi-totalité de nos émissions de CO2, qui présente une bonne partie (77%) des émissions des gaz à effet de serre, est issue de notre consommation énergétique (International Energy Agency, 2012). De plus, un récent rapport publié par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) donne des tendances inquiétantes ; il prévoit une augmentation mondiale annuelle d'environ 2,6% de la consommation de charbon pour les six années à venir surtout due aux deux géants asiatiques (l'Inde et la Chine).

En outre, la consommation accrue d'énergie fossile nous dirige irréversiblement vers une diminution des ressources d'énergie primaire non-renouvelables. En 2009, l'exploitation des ressources énergétiques naturelles s'est contractée en raison de la récession mondiale, après avoir connu une croissance constante de 2003 à 2008. Mais, l'accroissement de la consommation a été rétabli rapidement avec la reprise de l'industrie en 2010 (BP Statistical, 2012).

Étant donné les problèmes auxquels la société est confrontée, au cours de la dernière décennie, de nombreuses politiques ont été mises en place dans le but d'encourager la recherche et le développement de nouvelles technologies ou de procédés innovants en efficacité énergétique ou pour trouver de nouvelles énergies. Outre les économies pouvant être réalisées grâce à une meilleure gestion des stratégies énergétiques, il est aussi fortement désirable d'utiliser de l'énergie plus responsable dans une perspective de protection de l'environnement et de développement social durable.

1.2 Modélisation du système énergétique

Pour faire face à ce défi majeur du 21ème siècle et éclairer les choix de politiques énergétiques appropriées, les modèles énergétiques prospectifs suscitent de plus en plus d'intérêt. Ils constituent une aide précieuse d'aide à la décision concernant les règlementations énergétiques. Il faut noter que ces modèles ne font pas de prédictions mais permettent notamment d'évaluer sur le long terme plusieurs scénarios possibles d'évolution du système énergétique, d'anticiper les évolutions et les impacts des prix de l'énergie à moyen et long terme et d'estimer les émissions de polluants.

1.2.1 MARKAL

Parmi toutes les approches envisageables, les modèles de type MARKAL sont les plus connus car ils répondent à presque toutes les attentes. MARKAL a été développé dans un projet de coopération internationale sur une période de près de 20 ans par Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP) de l'AIE. Aujourd'hui, le modèle est utilisé et adapté par près de 77 institutions dans 37 pays, ce qui permet les comparaisons au sein d'une large communauté internationale d'utilisateurs.

MARKAL est un modèle intégré de programmation mathématique dont la résolution mène à un équilibre social. Le choix de modélisation est de type « bottom-up », c'est-à-dire que le modèle exige une description détaillée des sources d'énergie, des technologies actuelles et futures et des demandes pour une région donnée du monde. Le modèle choisit une combinaison de technologies qui répond à un critère d'optimalité spécifique : minimiser le coût total du système énergétique, les émissions de gaz à effet de serre, maximiser le surplus social net, etc.

Voici les principales utilisations de MARKAL :

- Identifier les systèmes d'énergie au moindre coût.

- Identifier les systèmes d'énergie présentant les meilleurs rapports coût/efficacité des restrictions sur les émissions.
- Effectuer une analyse prospective de la demande d'énergie à long terme selon les différents scénarios.
- Évaluer les nouvelles technologies et identifier les priorités de recherche et développement.
- Évaluer les effets de la règlementation, des taxes et des subventions dans le cadre d'études d'impacts économiques.
- Estimer la valeur de la coopération régionale.

MARKAL Canadien est un modèle de programmation mathématique linéaire. Nous trouverons une version complète du modèle dans la documentation pour les familles de modèles MARKAL (Loulou et al. 2004).

1.2.2 Autres modèles

Il existe également d'autres modèles prospectifs de long terme qui permettent d'évaluer des impacts technologiques ou économiques de diverses politiques énergétiques par l'étude de scénarios faisant intervenir diverses hypothèses et contraintes. Nous allons en présenter quelques-uns ici.

Le modèle IMACLIM-S, un modèle d'équilibre général, développé au Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED) depuis les années 1990 sous la direction scientifique de Jean-Charles Hourcade, permet notamment d'évaluer les impacts macroéconomiques d'une contrainte carbone (taxes, quotas) selon diverses modalités d'application (recyclage des recettes, réforme fiscale verte). Mais ce modèle est techniquement imprécis puisque les analyses se fondent sur la statistique historique à un horizon donné, les dynamiques représentant l'évolution des techniques sont donc incomplètes. (CIRED)

Le modèle POLES, développé par la société française Enerdata, simule la demande énergétique et l'approvisionnement à long terme pour 32 pays et 18 régions du monde. Il couvre 15 secteurs de demande énergétique et une quarantaine de technologies de production d'électricité. Pour la demande, les équations comportementales tiennent compte de la combinaison des effets de prix, des revenus, des contraintes technico-économiques et de l'évolution technologique.

Le modèle RETScreen, développé par Ressources Naturelles Canada, est un outil logiciel d'analyse de projets d'énergies propres. Il fonctionne sur Excel et aide les décideurs à déterminer rapidement et à peu de frais si un projet d'énergie renouvelable, d'efficacité énergétique et de cogénération est financièrement et techniquement viable.

Nous trouvons plus de discussions conduites à partir des modèles MARKAL et EFOM (Energy Flow Optimization Model) sur la programmation mathématique et modélisation énergétique dans le travail réalisé par Jacqueline Boucher et Yves Smeers en 1985 (Boucher & Smeers, 1985). Aujourd'hui, avec une mise en œuvre plus formalisée et plus systématique, la réalisation de ce genre d'outil a conduit à une pénétration plus profonde de la programmation mathématique dans la modélisation énergétique.

1.3 Modélisation des systèmes de stockage

Dans notre projet, nous cherchons spécifiquement à évaluer la valeur ajoutée d'un système de stockage intégré au réseau électrique québécois. Afin de faire une étude quantitative, il est nécessaire de développer un modèle d'optimisation. Dans cette section, nous allons présenter quelques méthodes d'optimisation utilisées pour modéliser les systèmes de stockage.

Les systèmes de stockage pour la production d'énergie renouvelable sont largement étudiés (Converse 2012). Une étude sur les options de technologies de stockage d'énergie à grande échelle en associant les énergies renouvelables intermittentes est fournie dans Davidson et al. 1980. Quelques études ont été publiées récemment sur les systèmes électriques d'Irlande (Tuohy

& O'Malley, 2011), de la Turquie (Dursun & Alboyaci, 2010 ; Dursun et al. 2011), et de l'Alberta, Canada (Benitez et al. 2006), et elles ont montré l'importance et la nécessité d'intégrer les systèmes de stockage de pompage-turbinage afin de soutenir l'énergie éolienne qui est maintenant à haute pénétration et afin de réduire la production de centrales à combustibles fossiles durant les périodes de pointe.

Anagnostopoulos et Papantonis (2012) ont étudié la performance d'un système hybride éolien – stockage pompage-turbinage intégré dans une centrale hydroélectrique conventionnelle en Grèce. Un algorithme d'optimisation a été développé pour simuler le fonctionnement de ce système hybride sur une période d'un an avec incréments d'une heure, afin de trouver la meilleure stratégie de production et la taille optimale du système de stockage. Ils ont montré que les installations des systèmes de stockage doivent se répartir sur plusieurs sites hydroélectriques, afin de maximiser les efficacités énergétique et économique de l'exploitation de l'énergie en excès.

Dans notre projet, les systèmes d'énergies renouvelables n'interviennent pas directement, le système de stockage étant couplé directement avec les centrales électriques afin de mieux gérer les ressources, de lisser la charge pour les périodes de pointe et d'accroître l'exportation.

1.3.1 Modélisation pour diverses technologies de stockage

1.3.1.1 Modélisation par REM (Représentation énergétique macroscopique)

Agbli et al. (2011) ont modélisé un système hybride par la méthode Représentation énergétique macroscopique afin de dimensionner un système de piles à combustible. Un système de piles à combustible est couplé avec un système photovoltaïque, où trois systèmes de stockage sont mis en place pour stocker l'énergie solaire : hydrogène comprimé, batterie au plomb et super-condensateur. Dans ce système hybride, l'énergie stockée sous forme d'hydrogène est utilisée pour satisfaire la charge, la batterie est utilisée lorsqu'il y a un manque d'énergie et le super-condensateur est utilisé dans la phase de démarrage pendant les heures de pointe.

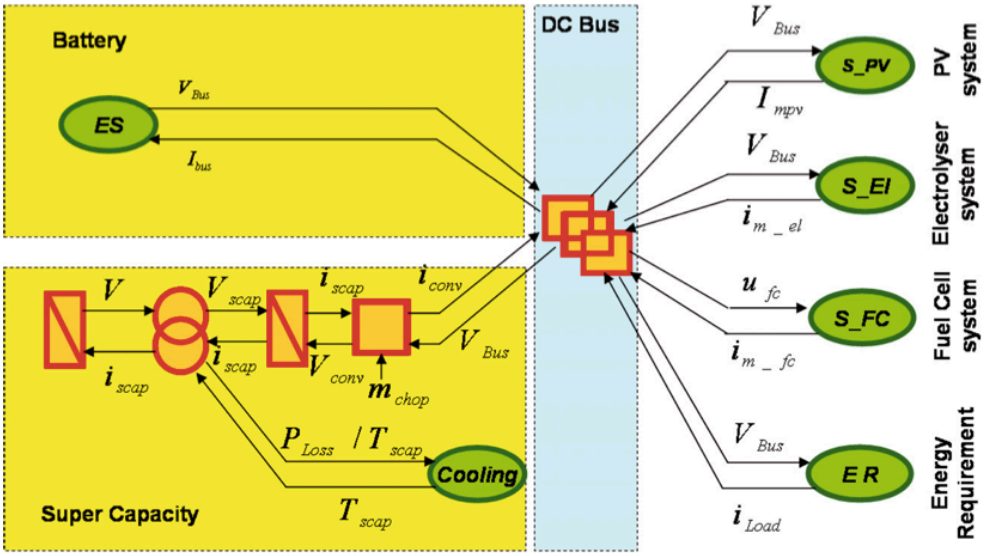


Figure 1-1: Représentation schématique de ce système hybride

(Agbli et al. 2011).

La méthode REM permet de modéliser et proposer une structure de commande de systèmes avec un certain nombre de composants de puissance. Cette méthode est très utile lorsque le système devient complexe avec un nombre de composants supérieur à quatre, car elle permet de modéliser chaque composant et les combiner à la fin. Une fois le formalisme REM développé, il suffit d'implanter ce dernier directement dans Matlab Simulink par une transposition des blocs REM en sous-systèmes Simulink. La simulation d'une commande ou d'une optimisation des dispositifs énergétiques permet donc d'envisager la validation expérimentale d'un système complet (Agbli et al. 2011). Cette méthode de modélisation est très fiable pour la gestion de l'énergie en temps réel du système énergétique du point de vue macroscopique.

1.3.1.2 Modélisation par optimisation non-linéaire mixte en nombres entiers

Une optimisation non-linéaire mixte en nombres entiers est développée par Abbaspour et al. (2013) pour optimiser les opérations d'une centrale thermique au gaz naturel en comparant son fonctionnement conventionnel à son fonctionnement avec de l'énergie éolienne et un système de stockage d'énergie à air comprimé (CAES). Ce modèle optimise les opérations d'une journée sur les incréments d'une heure, les données sont obtenues par une moyenne annuelle. Ce problème d'optimisation est résolu par le logiciel GAMS (Generalised Algebraic Modelling Systems) et le

solveur SBB (the SBB Mixed Integer Non-Linear Programming solver) (Brooke et al. 1998 ; Bussieck MR, 2001)

Deux scénarios sont étudiés dans cette recherche :

- Dans le premier scénario, le marché énergétique est pur et parfait, la centrale thermique au gaz naturel concernée est un preneur de prix. Dans ce cas-là, il n'existe pas de contrainte sur la demande d'énergie minimale à satisfaire, la centrale cherche à maximiser son profit.
- Dans le deuxième scénario, la centrale doit fournir assez d'énergie pour un micro-grid, donc il faut satisfaire une charge spécifique. Dans ce cas-là, la fonction objectif minimise le coût total.

Dans ces deux scénarios, les solutions optimales trouvées par la modélisation du système central thermique au gaz naturel – éolien – stockage CAES sont comparées à celle du système thermique au gaz naturel seul. Les résultats des simulations montrent que dans le scénario de maximisation du profit, en utilisant l'énergie éolienne intégrée avec le système de stockage CAES, le bénéfice augmente de 43%. L'intégration du système éolien – stockage CAES entraîne également dans le scénario de minimisation des coûts une réduction du coût total de 6.7%.

1.3.1.3 Modélisation par programmation dynamique

Loisel (2012) étudie le fonctionnement du système électrique français d'ici 2030 selon deux scénarios de développement de deux technologies, nucléaire et éolien, qui ont des impacts importants sur le marché électrique français. Un scénario est documenté par la Commission européenne, l'autre par le Gestionnaire de réseau de transport. Les résultats de deux scénarios ont montré la nécessité d'installation de systèmes de stockage.

Un modèle de programmation dynamique est développé pour estimer la part de marché que le stockage pourrait atteindre avec l'augmentation de l'énergie éolienne. Le résultat montre qu'une augmentation d'environ 5.5 TWh de la capacité du système de stockage d'énergie est requise pour assurer le fonctionnement du système électrique français. En effet, la croissance d'énergies renouvelables intermittentes a relancé l'intérêt pour le développement du stockage d'énergie qui

est une technologie-clé pour la propagation des ressources énergétiques renouvelables. Le Plan technologique stratégique européenne (SET-plan) a entrepris plusieurs activités visant à acquérir une connaissance plus approfondie sur les avantages spécifiques des systèmes de stockage d'énergie (European Commission 2011). Dans ce cadre, plusieurs études ont été menées pour évaluer les technologies de stockage et les facteurs de marché et règlementations qui permettraient d'améliorer leur développement et leur déploiement à grande échelle (Loisel et al. 2011 ; Loisel et al. 2010).

1.3.1.4 Modélisation par programmation linéaire

À nouveau, Loisel vient à la conclusion de la nécessité du développement des systèmes de stockage avec la croissance d'énergie éolienne (Loisel 2012). Il étudie ensuite la rentabilité d'un nouveau projet d'investissement intégrant un système de stockage CAES à la centrale éolienne. Un modèle de programmation linéaire est développé avec le logiciel GAMS pour trouver la meilleure combinaison de technologies de production en 2030. Le fonctionnement du système hybride génération – éolien – stockage CAES est modélisé sur les incréments d'une demi-heure sur une année. L'objectif est de trouver la meilleure stratégie de production d'électricité tout en satisfaisant la demande totale (nationale et exportation) et en minimisant les coûts variables annuels.

Le modèle est construit de telle sorte que l'objectif est d'assurer l'utilisation optimale des ressources, donc la meilleure stratégie pour le système hybride au niveau global. Du point de vue du système de stockage, il s'agit de stocker lorsque l'électricité est en excès et de décharger durant les périodes de pointe. Par conséquent, le système de stockage ne participe pas aux activités d'achat et de vente d'électricité dans le but de maximiser le profit. De ce fait, la rentabilité du projet stockage CAES reste négative, environ -70 €/MWh malgré le bénéfice social et les avantages du système hybride que le projet pourrait rapporter.

Gendreau et Hébert (1998) ont développé un modèle déterministe pour le problème de planification de la capacité de génération des firmes de production d'énergie hydroélectrique. Les

centrales hydroélectriques ont intégré des systèmes de stockage d'hydrogène. La méthode de résolution retenue se fonde sur l'approche par décomposition de Bender. (McDaniel & Devine 1977; Geoffrion & Graves 2010). La décomposition mène à la résolution de deux programmes :

- un programme linéaire en nombres entiers qui permet de trouver des plans d'expansion du parc d'équipement
- un sous-problème linéaire qui permet de définir une politique de production et de stockage de l'énergie pour chaque plan d'investissement.

1.3.2 Optimisation dans le cas du BESS (Battery Energy Storage System)

Le système de stockage par batterie est l'une des technologies clés pour les réseaux intelligents et lisser la charge est l'une des fonctions fondamentales du système de stockage. Un système de stockage à grande échelle peut lisser la charge en stockant l'électricité durant les périodes hors pointe et en déchargeant durant les périodes de pointe. Dans les réseaux électriques, il est toujours intéressant de lisser la charge quotidienne autant que possible et d'accorder la stratégie de lissage au fonctionnement optimal des capacités installées pour minimiser les coûts. Le lissage de la charge favorise une meilleure qualité de production d'électricité et un coût de production moins élevé. Pour les entreprises productrices d'électricité, lisser la charge quotidienne permet d'augmenter le facteur d'utilisation des centrales, d'éviter d'ajouter de nouvelles capacités de production et d'économiser les frais de renouvellement. Pour les clients et selon certains marchés, lisser la charge leur apporte des avantages économiques à cause de la différence des prix d'électricité entre les périodes de pointe et les périodes hors pointe.

Les systèmes de stockage de batterie avec une puissance nominale de plusieurs dizaines de MW sont utilisés à travers le monde (Walker 1990 ; Parker 2001). Un système composé de batteries au plomb et d'un convertisseur de transistor bipolaire à grille isolée (IGBT) est installé à l'usine de batterie TAB Mezica en Slovénie (Papic et al. 1999). Ce système a bien fonctionné depuis sa mise en service en 1998.

Le comportement d'une cellule de batterie pendant le processus de charge/décharge peut être décrit par des modèles mathématiques différents, basés sur certains paramètres qui doivent être déterminées expérimentalement (Casacca & Salameh, 1992 ; Salameh et al. 1992).

Une étude par Bao et al. (2012) a montré que la performance du lissage pour un système de stockage de batterie donné est déterminée par le niveau de précision de la prévision de la charge et par la méthode d'optimisation.

La précision de la prévision de la charge est très importante pour concevoir la stratégie de contrôle (Hida et al. 2010). Les méthodes de prévision de la charge peuvent être divisées en deux catégories:

- Les méthodes de prévision traditionnelles : la méthode des séries temporelles, l'analyse par régression, l'extrapolation des tendances et les calculs d'élasticité, etc.

- Les méthodes d'intelligence artificielle : systèmes experts, les méthodes de la logique floue, réseaux de neurones, etc. (Dongxiao et al. 2010).

Les algorithmes d'optimisation pour trouver la meilleure stratégie de contrôle du système de stockage d'énergie peuvent être divisés en deux catégories : algorithmes intelligents et algorithmes classiques.

- Des algorithmes intelligents sont utilisés dans les études, y compris des algorithmes évolutionnaires (MacGill & Kaye, 1999; Chacra et al. 2005), optimisation par essaims particulaires (Tsung & Ying, 2007) et la méthode de recuit simulé (MacGill & Kaye, 1999; Chacra et al. 2005). Les algorithmes intelligents permettent de résoudre des modèles avec des contraintes discontinues et non linéaires. Mais ils ne peuvent pas garantir la convergence vers la solution optimale globale. De plus, les paramètres sont difficiles à choisir.

- Algorithmes d'optimisation classiques incluent les algorithmes utilisant la méthode du gradient et la programmation dynamique. Les algorithmes utilisant le gradient sont très

sensibles au point de départ et n'ont aucun moyen de gérer les contraintes discontinues (Weihao et al. 2010; Xiaohong et al. 1994). Par contre, la programmation dynamique peut résoudre des problèmes avec des contraintes discontinues et non linéaires. Le problème de contrôle pour lisser la charge peut être résolu en programmation dynamique, comme montré dans les études de Maly & Kwan (1995) et Oudalov et al. (2007).

Plusieurs systèmes de stockage de batterie ont été mis en place dans les parcs éoliens et les parcs photovoltaïques de grande échelle (Kobayashi et al. 2012). L'État de Californie a fixé un objectif de portefeuille d'énergie renouvelable ambitieux qui prévoit 33% d'électricité renouvelable de la production totale d'ici 2020. Il a adopté une loi pour déterminer les cibles de l'approvisionnement d'énergie stockée pour les entreprises productrices d'électricités privées et publiques (Nottrott et al. 2013). De nombreux modèles mathématiques sont développés pour déterminer la stratégie optimale pour l'approvisionnement de l'énergie stockée. Les objectifs de ces modélisations peuvent être classés en deux catégories : les applications axées sur les services d'alimentation et les applications axées sur la demande (Divya & Østergaard, 2009). Ru et al. (2012) ont développé un modèle non-linéaire mixte en nombres entiers pour déterminer la capacité optimale de la batterie pour un système photovoltaïque – stockage batterie, et pour mettre en œuvre un objectif de réduction de la demande en période de pointe en supposant une connaissance parfaite de la demande nette. Le modèle le plus complet pour quantifier la valeur économique d'un système de stockage lié à l'énergie renouvelable parmi les applications axées sur la demande est le Distributed Energy Resources Customer Adoption Model (DER-CAM) (M et al. 2008). DER-CAM minimise les coûts d'exploitation de la production en prenant en compte les combinaisons de plusieurs technologies de production différentes, selon divers scénarios de demandes et prix de l'électricité.

Après avoir consulté de nombreuses études, nous pouvons déjà en déduire que la modélisation mathématique est un outil très efficace pour trouver des solutions optimales de fonctionnement pour un système de stockage d'énergie intégré dans le système électrique. Par contre, les choix des paramètres, des hypothèses adéquates et la précision des données sont critiques pour une

bonne modélisation. Par conséquent, avant de choisir la méthode de modélisation, nous allons d'abord sélectionner les technologies de stockage d'énergie les plus adaptées pour notre projet.

CHAPITRE 2 REVUE TECHNOLOGIQUE

Pour stocker l'électricité de façon significative, il faut d'abord la transformer en une autre forme d'énergie stockable, puis effectuer la transformation inverse lorsqu'on désire utiliser cette électricité. Il existe plusieurs technologies concurrentes aux propriétés différentes. Notre objectif est de déterminer la technologie de stockage d'électricité la plus adaptée au réseau québécois. Dans ce chapitre, nous allons présenter les différentes technologies de stockage d'énergie concurrentes, ainsi que leurs propriétés spécifiques. La technologie sélectionnée sera décrite en détail en fin de chapitre. Bien qu'il existe une multitude de méthodes de stockage de l'énergie, nous nous intéresserons ici uniquement aux moyens permettant une application à grande échelle.

2.1 Pompage-Turbinage

Actuellement et de manière répandue, l'électricité est stockée en masse grâce aux Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP). Celles-ci sont composées de deux bassins situés à différentes hauteurs, reliés par un système de canalisation qui achemine l'eau du bassin supérieur à un système de turbine situé en aval. L'électricité produite pendant les heures creuses sert à pomper de l'eau vers le haut pour remplir le réservoir d'accumulation, d'où la phase de pompage. L'eau stockée dans le réservoir d'accumulation est relâchée au fil des besoins du réseau électrique, principalement en périodes de forte demande. Durant la phase de turbinage, l'eau entraîne des turbines et produit de l'électricité.

Selon la taille des installations et des réservoirs, il est possible de stocker de l'énergie jusqu'à plusieurs jours et de la décharger en quelques minutes, avec une puissance allant de quelques dizaines de mégawatts à plusieurs gigawatts (Commission de Régulation de l'Énergie). Cependant, une STEP nécessite une configuration spécifique, qui peut compliquer son installation, car une pente doit exister sur le site d'installation. En fonction de cette configuration, le coût peut varier entre 500 à 2000 dollars par kW. Par exemple, pour un système de stockage en montagne, le rendement varie généralement de 65 à 75%, selon les équipements (Jacob, 1997).

Il existe actuellement dans le monde plus de 400 STEP en service ou en construction, opérant sous des chutes variant entre 80 m et 1 000 m, avec une moyenne de 300 m. En 2011, la capacité installée de STEP est de 150 GW dans le monde, soit près d'un tiers de la capacité de tous les systèmes de stockage d'énergie mondiaux (Lempérière, 2012). Le rôle des STEP pourrait changer dans le futur, avec l'augmentation de l'apport des sources intermittentes dans le mix énergétique, en particulier éolienne et solaire. Les pays montagneux ont un avantage de taille dans l'installation de ce type de système qui peut s'avérer très économique. Par exemple, l'Inde a réussi à identifier des sites pour une capacité d'environ 1000 MW et le Japon envisage d'augmenter prochainement sa capacité totale, qui est déjà assez élevée.

En Europe, presque tous les sites compatibles ont déjà été aménagés et les barrages fonctionnent presque uniquement aux heures de pointe. Ils sont surtout utilisés en complément des énergies renouvelables. Plus précisément, ils sont intégrés aux parcs éoliens et photovoltaïques. Par exemple, le Norvège, qui est traditionnellement un grand consommateur de ressources fossiles, s'est lentement restructurée autour de l'énergie hydraulique. Ses infrastructures et ses excellentes capacités de stockage hydraulique en font un joueur majeur. La Norvège, comme la Suisse, pourrait servir de réserve d'énergie pour l'Europe entière ("Pompage-Turbinage : la Commission européenne souhaite que la Norvège et la Suisse rejoignent le marché de l'électricité de l'UE," 2011).

Les STEP peuvent aussi être utilisées dans un environnement côtier, avec la mer en aval et une falaise où se situe le bassin d'eau. S'il existe à l'heure actuelle très peu de STEP marines, elles ouvrent des perspectives très intéressantes, vu le nombre actuellement limité de sites exploités en montagne. L'une des STEP marines les plus connues est installée sur l'île d'Okinawa, au Japon. En pompant l'eau de mer dans son bassin de 564 000 m^3, ce système peut décharger jusqu'à 30MW de puissance avec une capacité de stockage de 180MWh ("Hydroélectricité : stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)," 2013). La France envisage actuellement des projets pour ses départements insulaires (Corse, Antilles), afin de supporter les énergies éoliennes et solaires, malgré un coût élevé par kW (Lempérière, 2012).

2.2 Air comprimé

Le stockage par air comprimé (ou CAES pour Compressed Air Energy Storage) fonctionne par compression d'air dans une caverne située à une grande profondeur, par exemple, une mine abandonnée ou une ancienne caverne de gaz naturel. L'air est compressé par l'énergie électrique produite en périodes creuses, puis il est libéré à la demande pour faire fonctionner un système de turbines à la surface. L'air comprimé est réchauffé à l'aide d'un brûleur au gaz naturel, puis passe à travers la turbine.

Outre la nécessité d'un site compatible (vastes cavernes ou anciennes mines admettant une profondeur de plusieurs centaines de mètres), l'inconvénient principal de ce système demeure son faible rendement, à cause de la dissipation de la chaleur du gaz comprimé. Pour stocker 1kWh d'électricité, avec des technologies actuelles, il faut utiliser 0.75kWh d'électricité pour compresser l'air et du gaz naturel équivalant à 1.22kWh pour réchauffer l'air comprimé. La capacité d'un système de stockage CAES varie entre 100 et 1000 MW. Il est possible de stocker de l'énergie pour plusieurs heures. Si les systèmes CAES de première génération ont un coût d'investissement de 1000 à 1500 dollars par kW, les systèmes de secondes générations construits avec des matériaux adiabatiques auront un potentiel économique bien plus important (Drury et al. 2011).

La ville allemande Huntorf possède le plus puissant système CAES de première génération, avec une capacité de 290 MW. La centrale utilise l'énergie nucléaire pour charger le CAES, c'est-à-dire compresser l'air pendant la nuit, et le stockage injecte de l'électricité dans le réseau pendant la journée. Ce système est composé de deux anciennes cavernes de sel, avec une pression de compression s'élevant à 100 bars. La seconde caverne est une réserve de secours si un incident survient et la production de la centrale nucléaire est arrêtée (Fritz et al. 2001).

En Allemagne et aux États-Unis, des prototypes de deuxième génération seront évalués pendant les prochaines années. Le plus ambitieux projet se trouve dans la ville de Norton, près de Cleveland aux États-Unis, dans une ancienne mine de calcaire de 570 mètres en profondeur, et un

volume de 10 millions de m³. La capacité maximale de ce système CAES est estimée à 2700MW. D'autres projets sont aussi prévus autour du golfe du Mexique, où se trouvent beaucoup d'anciennes mines de sel (Dahraie et al. 2012 ; Nakhamkin, 2012).

2.3 Stockage via l'hydrogène

Considéré comme l'une des sources énergétiques les plus intéressantes dans le futur notamment à cause de l'abondance d'eau sur terre, le stockage d'énergie sous forme d'hydrogène n'est cependant pas encore faisable à grande échelle. Pour stocker de l'énergie, un électrolyseur intermittent convertit l'eau en hydrogène, lui-même compressé et liquéfié sous forme d'hydrure métallique. Lorsque survient le besoin en électricité, une pile à combustible reconvertit l'hydrogène en électricité. La chaleur produite pendant la combustion peut aussi être réutilisée.

La capacité de stockage dépend de la taille des réservoirs avec une puissance entre quelques dizaines de kW et plusieurs MW et la durée de stockage pouvant aller de plusieurs heures à plusieurs jours en fonction de l'application du système. Un des avantages de ce système est la flexibilité d'usage du vecteur qu'est l'hydrogène, ainsi que le « découplage énergie-puissance ». En effet, la capacité en puissance de charge ou décharge est dimensionnée par l'électrolyseur ou la pile à combustible. La capacité en énergie est dimensionnée par la taille des réservoirs. Cependant, le coût d'investissement est très élevé, de 4000 à 6000 dollars par kW actuellement, ce qui empêche son application à grande échelle (Jensen et al. 2007 ; Sarkar & Banerjee, 2005).

Dans le futur, avec des technologies plus avancées, l'eau de la terre pourra être massivement transformée en hydrogène par des énergies renouvelables, et l'hydrogène pourra être stocké dans les mines, comme pour l'air comprimé. Un projet innovant est actuellement en cours près de l'aéroport de Berlin. L'énergie produite dans un parc éolien à proximité est utilisée pour convertir de l'eau en hydrogène par un électrolyseur. Ce système de stockage d'hydrogène vise à alimenter une station service qui charge des véhicules électriques comme des navettes de l'aéroport ("Un stockage solide d'hydrogène pour le nouvel aéroport de Berlin," 2012).

2.4 Volants d'inertie

Un volant d'inertie moderne est composé d'une masse, anneau ou tube, entraîné par un moteur électrique. L'électricité permet de faire tourner la masse très rapidement et l'énergie est ainsi stockée dans le volant d'inertie sous forme d'énergie cinétique, car la masse continue de tourner même sans apport en électricité. L'énergie peut être restituée durant les périodes de pointe. Les systèmes modernes sont montés sur roulement magnétique pour limiter la friction et confinés sous vide afin d'optimiser le rendement du dispositif et prolonger la durée du stockage.

Les avantages principaux de la méthode des volants d'inertie sont :

- un rendement relativement grand : 80% de l'énergie absorbée peut être restituée dans le système électrique,
- le temps de charge et décharge peut être très court, ce qui est idéal pour une réserve de secours,
- les systèmes modernes ne sont pas polluants et nécessitent peu d'entretien.

Cependant, la durée de stockage est limitée à quelques minutes ou à quelques heures, avec des puissances allant de 10 kW à 20 MW. Le coût d'investissement est aussi assez cher, soit de 4000 à 14 000 dollars par kW (Werfel et al. 2010).

Le système électrique de la ville de New York possède un système de stockage aux volants d'inertie. Construit par l'industrie américaine Beacon Power, le système d'une capacité de 20MW fonctionne en continu en stockant et en restituant de l'énergie avec 200 volants inertiels. Il peut ainsi réagir très rapidement et couvrir 10% des services de régulation de la ville. Avec ce type de système, il est très facile d'ajouter des volants d'inertie pour accroître la capacité. Par ailleurs, en France, le Métro de Rennes est équipé d'un système centralisé de récupération de l'énergie de freinage. Grâce à un volant d'inertie avec une masse tournante de 2.5 tonnes installé sur chacune des 24 voitures du métro, il est possible de récupérer 230 000 kWh par an, soit 11 jours de consommation électrique du métro. Le système a coûté 260 000€ HT à Rennes Métropole et permet d'économiser environ 25 000€ HT (hors taxes) d'électricité par an (Ecosources Info).

2.5 SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)

Dans un système SMES, l'énergie électrique est envoyée dans une bobine de fil supraconducteur refroidie. Quand la bobine est court-circuitée, le courant reste dans la bobine et circule presque indéfiniment car il y a peu de perte. L'énergie stockée peut ainsi être injectée dans le réseau en déchargeant la bobine.

Le système SMES bénéficie d'un rendement élevé, de 75% à plus de 90%, avec un temps de réponse très court et une durée de stockage assez longue. Ainsi, il devrait être un choix idéal pour le stockage à grande échelle. Cependant, le coût des matériaux supraconducteurs et la nécessité de maintenir une température très basse rendent toute application difficile (Jisung et al. 2011). À ce jour, il n'est utilisé que pour un stockage à très court terme et des applications en haute-technologie. Les plus puissants systèmes peuvent fournir une puissance de 40 MW pendant 30 minutes (Shi et al. 2008).

Le département américain de l'énergie a accordé $4.2 millions dollars à la firme suisse ABB pour démontrer que les systèmes SMES ont une application potentielle dans le stockage d'électricité. ABB envisage de construire un prototype de SMES de 3.3kWh, afin d'étudier la possibilité d'adapter le SMES à la capacité plus grande, par exemple quelques MWh (Clay, 2011). Aussi dans une usine de papier située à Stanger, en Afrique du Sud, l'installation d'un système SMES a pu compenser 72 baisses de tension électrique sur une période de 11 mois (American Superconductor, 2001).

2.6 Autres technologies innovantes

2.6.1 Gravité

La firme Gravitypower a récemment développé un système similaire au STEP, qui permet de générer de l'énergie par la force de gravité. Utilisant deux tuyaux, le réservoir et le canal d'alimentation, l'eau est pompée dans le bas du réservoir, et pousse une masse vers le haut. Pendant le déchargement, la masse descend, compresse l'eau et permet de transformer l'énergie

potentielle en énergie électrique avec un système de turbine. Ce système a une faible empreinte écologique, un bon rendement et il peut générer 1600 MW pendant 4 heures (Gravity Power).

2.6.2 Houlomotrice

Plusieurs recherches s'intéressent à la récupération de l'énergie des mouvements des vagues. Développé en Suède, le Wavetube est une bouée remplie d'eau et contient 5 turbines hydroélectriques. La vague fait bouger la bouée, ce qui active les turbines. L'eau est ensuite projetée vers la partie inférieure du Wavetube. Pour produire une puissance de 300 kW, le Wavetube doit mesurer 24 mètres de long, 23 mètres de large et pèse 150 tonnes à vide ("Une nouvelle technologie pour le stockage de l'énergie houlomotrice," 2012).

2.6.3 Ressorts en nanotubes

Des chercheurs du MIT ont démontré que des nanotubes de carbone construits en forme de ressorts pouvaient stocker de l'énergie avec un meilleur rendement que les plus puissantes batteries lithium-ion. En effet, ce système permet de libérer très rapidement l'énergie stockée, avec une période de stockage courte et une perte d'énergie très faible. Ils ont aussi l'avantage de pouvoir être chargés mécaniquement, sans énergie électrique. Même si la technologie n'est pas encore opérationnelle, elle a un potentiel comme réserve de secours intégrée au réseau électrique (Carol, 2009).

2.7 Les batteries

Nous utilisons les batteries depuis très longtemps (les plus anciennes auraient été inventées dans l'Antiquité) et leur fonctionnement n'a pas beaucoup changé. Le fonctionnement d'une batterie, qu'elle soit au plomb ou au lithium, repose sur l'utilisation de couples de métaux capables d'échanger des électrons. C'est en effet une réaction d'oxydo-réduction se produisant entre deux substances qui permettent de transformer l'énergie chimique en énergie électrique.

Parce que très bien maîtrisées, les batteries sont utilisées depuis longtemps pour stocker les surplus d'électricité, stabiliser les réseaux électriques et réguler la fréquence des réseaux. Aujourd'hui, il existe beaucoup de parcs de batteries, dont plusieurs sont en construction. Leur grande capacité de stockage fait qu'elles sont fréquemment utilisées avec les énergies intermittentes (éolienne, solaire, marémotrice), pour stocker de l'énergie produite en période de faible demande.

2.7.1 Batteries sodium-soufre (NaS)

Construites à partir de sodium et de soufre liquide, ces batteries sont produites à partir de matériaux abordables et font partie de la catégorie des batteries thermiques.

Ces batteries offrent une grande densité de stockage, une très bonne efficacité de charge/décharge (89-92%), une durée de vie relativement longue et leur temps de charge/décharge est d'environ 8 heures. Cependant, la température de fonctionnement de la batterie avoisine 300 à 350 °C et le polysulfure de sodium est hautement corrosif. Le 21 septembre 2011, une installation de 2MW située à Tsukuba et conçu par la firme NGK a pris feu. L'incident a créé une controverse sur l'utilisation des batteries au sodium-soufre et NGK a suspendu sa production quelques mois. De plus, ces batteries sont uniquement utilisables pour des applications à grande échelle non-mobiles, comme le stockage d'énergie pour les systèmes d'alimentation électrique (Tokyo Electric Power Company, 2012).

Le Japon est le leader dans cette technologie, et les batteries NaS ont déjà démontré leur efficacité dans plus de 190 sites au Japon, pour 270 MW de puissance totale sur les 190 sites (Electricity Storage Association, 2011). Celle-ci permet de lisser la charge pendant les périodes de pointe, et à améliorer l'efficacité de la production électrique des éoliennes (Japan for Sustainability, 2007). Le Japon a choisi les NaS parce que tous les éléments principaux de la fabrication se trouvent en abondance au Japon. En mai 2008, Japan Wind Development a inauguré dans la ville d'Aomori un parc éolien de 51 MW couplé avec un parc de batteries de 34MW, soit le parc le plus puissant sur le territoire japonais. Ce parc de batteries sert à soutenir le

réseau électrique lorsqu'il y a une baisse de la production d'énergie éolienne. En mars 2011, Sumitomo Electric Industries et l'Université de Kyoto ont annoncé qu'ils avaient développé une batterie NaS fonctionnant à une température inférieure à 100°C. Cette nouvelle technologie de batterie, dont la production devrait démarrer en 2015, aura une densité en énergie deux fois plus grande qu'une batterie lithium-ion et un coût considérablement moindre.

Dans la ville de Presidio, au Texas, nous trouvons le plus grand parc de batteries NaS aux États-Unis, qui permet d'alimenter la ville lors des pannes de courant. Ce projet a coûté 25 millions de dollars et ce parc de batteries permet de fournir 4 MW pendant 8 heures, ce qui est suffisant pour alimenter une ville de 4000 habitants (Hsu, 2010). Si le Japon domine mondialement avec l'utilisation de la batterie NaS, des chercheurs américains sont actuellement en train de développer une nouvelle génération de ce type de batterie. La nouvelle conception aura une densité énergétique 30% supérieure à celle de la batterie actuelle, un design « planar-shaped » (de forme plane) permettant une fabrication à grande échelle. Si les batteries NaS actuelles coûtent entre 500 et 600 dollars par kW, cette nouvelle technologie pourrait faire baisser ce coût à 200 dollars par kW (Fehrenbacher, 2010).

Modèle potentiel

Les systèmes de batteries NaS développés par la firme japonaise NGK Insulators Ltd représentent une idée intéressante pour le réseau québécois. Ces batteries sont très efficaces et déjà beaucoup utilisées au Japon pour lisser la charge durant les périodes de pointe. Après avoir contacté la firme NGK, nous apprenons qu'une cellule de batterie de capacité 6MWh peut générer une puissance maximale de 1MW et il est facile d'augmenter sa capacité en ajoutant des cellules. Le temps de chargement est entre 9 et 10 heures et la durée de vie estimée est de 15 ans.

2.7.2 Batteries lithium-ion (Li)

Les batteries Lithium-ion sont largement utilisées dans les appareils électroniques et sont les batteries rechargeables les plus communes dans l'électronique portable. Leurs applications

potentielles touchent l'automobile, l'aérospatial, le militaire et l'alimentation des réseaux électriques qui utilisent des énergies intermittentes.

La batterie Lithium-ion peut être produite en plusieurs formes et tailles, elle est plus légère que les autres types batteries pour la même capacité. Son taux d'auto-déchargement est de seulement 5-10% par mois. La densité énergétique de la batterie Lithium-ion s'élève à 300-400 kWh/m^3, avec une efficacité de charge/décharge à peu près de 100% et une longue durée de vie, soit 3000 cycles à 80% de chargement. Le chargement peut se faire très rapidement, soit en moins de 45 minutes. Cependant, le rechargement cause des dépôts sur l'électrolyte qui inhibe le transport des ions. Les vieilles batteries se chargent moins bien que les batteries neuves. En outre, si la batterie est trop chargée, cela peut causer une rupture de courant. Dans des cas extrêmes, cela peut entraîner une combustion. Enfin, le coût de ces batteries est très élevé (Chet & Haresh, 2009).

Dans les prochaines années, on estime que la recherche et le développement sur l'application de la technologie aux véhicules électriques pourront faire baisser significativement le coût des batteries Lithium-ion. Actuellement, Mitsubishi Heavy Industries fait des essais sur un parc de batteries Lithium-ion de 12 mètres de long et composé de 2 000 cellules rechargeables. Il possède une capacité de 408kWh et sa fonction est de stabiliser le réseau électrique japonais dans les endroits où la tension n'est pas stable (House, 2007).

Un des plus grands systèmes de batteries Lithium-ion est situé à Laurel Mountain, en Virginie aux États-Unis. Intégré à un parc éolien et avec une capacité de stockage de 32 MW, le système peut facilement alimenter le réseau électrique durant les périodes de pointe. Si l'installation de Laurel Mountain est un succès, cela pourrait accroître l'intérêt pour la batterie Lithium-ion comme système de stockage d'énergie pour la production d'énergie renouvelable (Wang, 2011). Un autre projet est actuellement en développement avec la compagnie Southern California Edison, dans la région de Tehachapi, au nord de Los Angeles. Il est prévu de construire un système de batteries Lithium-Ion avec une capacité de 32 MW pour soutenir un parc éolien.

Le plus grand parc de batteries du monde est située dans la province de Hebei, en Chine. Intégré dans un parc éolien d'une capacité de 100 MW et d'un parc photovoltaïque de 40 MW, ce parc de stockage a une capacité de 36 MWh. Il est destiné à alimenter le réseau électrique lors que la production n'arrive pas à satisfaire la demande. Composée des batteries lithium-fer-phosphate, ce projet a coûté 500 millions de dollars, avec une durée de vie de vingt ans. Il fait partie du projet d'énergie renouvelable Golden Sun. Ce système permet d'augmenter le facteur d'utilisation des parcs des énergies renouvelables de 5 à 10% (Dillow, 2012).

Modèle potentiel

Les technologies de la batterie lithium-ion sont intéressantes pour le Québec. La firme Altairnano a récemment été mandatée pour un projet d'un système de batterie lithium-titanate de 1.2 MW intégré dans un parc éolien au Danemark, géré par Vestas Wind Systems, un leader mondial de l'énergie éolienne. Plusieurs projets utilisent actuellement la technologie de stockage électrique développée par Altairnano. La batterie au lithium de Altairnano est très performante, avec des temps de charge/décharge très rapides et un design très sécuritaire (considérant les risques des batteries au lithium). Les premiers résultats confirment que la batterie aura une durée de vie anticipée de 20 ans. Cette technologie peut fonctionner dans divers environnements et tolérer le mouvement physique, la corrosion et des températures extrêmes (Bradford & Chet, 2012).

2.7.3 Batteries Nickel-cadmiums (NiCd)

Ce type de batterie était standard pour l'industrie de l'électronique portable, avant que les batteries Lithium-ion deviennent moins chères. Elles étaient beaucoup utilisées dans les outils électriques et l'équipement photographique. Elles sont aujourd'hui remplacées par les batteries de type nickel-hydrure métallique, moins coûteuses à produire.

Le rendement de la batterie NiCd varie de 70-90%, avec un taux d'auto-déchargement de 10% par mois. Pour les avantages, les batteries NiCd ont une vitesse de charge/décharge rapide (jusqu'à moins de 15 minutes). Elles sont peu dispendieuses, elles tolèrent des températures

élevées et ont des durées de vie de plus de 500 cycles. Mais cette technologie comporte également des inconvénients : l'« effet de mémoire », c'est-à-dire que la performance de la batterie est dégradée si la batterie n'est pas complètement déchargée avant d'être rechargée. Ces batteries peuvent être endommagées par surcharge et la densité par masse de la batterie NiCd est plus petite que celle des batteries Lithium-ion. Enfin, le cadmium est un métal lourd et sa production endommage beaucoup l'environnement.

L'une des plus puissantes batteries fonctionnant au Nickel-Cadmium est utilisée par la Golden Valley Electrical Association, à la ville de Fairbanks, Alaska. Cette communauté de 90 000 habitants, étendue sur un grand territoire, doit vivre parfois avec des températures de -50 degrés Celsius. Elle a besoin donc d'une source d'énergie disponible en permanence, en cas de panne de courant. Développée par la compagnie Saft, ce parc de batteries de 1300 tonnes et de la taille d'un terrain de football, permet d'alimenter le système électrique en cas d'urgence, ainsi que de stabiliser le réseau électrique local. Le système permet de produire 27MW pendant 15 minutes : assez de temps pour démarrer le système électrique d'urgence. De ce fait, le design de la batterie a été spécifiquement fait pour alimenter le système pendant 15 minutes. Le système a une durée de vie prévue de 20 ans, mais peut être prolongée davantage si on ajoute de nouveau « blocs » de batteries. La Golden Valley Electrial Association détient un Guiness World Record pour la plus puissance batterie au monde, permettant de produire 46 MW pendant 5 minutes (DeVries et al. 2004).

Modèle potentiel

Un modèle comme le système développé par Saft en Alaska serait possible pour le réseau du Québec. Ce type de système peut produire 27MW (maximum de 46MW pour quelques minutes) avec un rendement variant de 70% à 90%, et un taux d'auto-déchargement de 3% par mois. Ce type de batterie a un bon cycle de vie et une forte densité, elle fonctionne à température sûr (-20 à 45 degré Celsius), tolère les charges/décharges rapides, et les batteries Ni-Cd fermées n'ont pas besoin d'entretien. Cependant, le coût des matériaux est plus cher que celui des batteries NaS (Saft Battery).

2.7.4 Autres

Il existe également d'autres types de batteries, mais les trois familles les plus performantes pour le stockage à grande échelle sont décrites ci-dessus. Toutefois, les recherches sur de nouvelles batteries plus performantes et moins coûteuses continuent. Il existe d'autres choix potentiels, par exemple, la batterie Nickel-Lithium (Ni-Li). Il s'agit d'une batterie expérimentale développée par la National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST) qui utilise le nickel et le lithium, deux métaux qui ne peuvent normalement être utilisés ensemble pour une batterie, parce qu'il n'y a pas d'électrodes compatibles. La Ni-Li utilise un verre poreux pour séparer les électrolytes. La batterie pourrait être trois ou quatre fois plus puissances que la batterie Li (935 Wh/Kg). Cependant, la Ni-Li pourrait être très compliquée à manufacturer et avoir des problèmes de durabilité (Li et al. 2009).

Afin de faciliter le choix de la technologie de stockage pour le réseau québécois, nous avons étudié les différentes technologies de stockage les plus utilisées dans le monde, avec leurs caractéristiques spécifiques et leurs applications dans le domaine. Finalement, notre choix s'est arrêté sur les batteries, la justification du choix survient dans la section suivante.

2.8 Choix de la technologie de stockage

2.8.1 Justification du choix

Nous avons listé une multitude de technologies de stockage de l'énergie qui pourraient être applicables à un système électrique dans les sections précédentes :

- Pompage-turbinage
- Air comprimé
- Hydrogène
- Volant d'inertie
- SMES (Stockage d'énergie magnétique supraconductrice)
- Batteries

Parmi ces six grandes familles, notre choix s'est arrêté sur les batteries. La justification du choix est la suivante :

- Les installations de systèmes pompage-turbinage nécessitent deux bassins situés à des hauteurs très différentes, et une importante ressource en eau. Malheureusement, il n'existe pas de tels sites exploitables à Montréal.
- Le système de stockage par air comprimé (CAES) nécessite une certaine configuration géologique c'est-à-dire des vastes cavernes ou anciennes mines avec une forte profondeur. De plus, le rendement du système CAES est faible, à cause de la dissipation de la chaleur du gaz comprimé.
- Le stockage par hydrogène n'est pour le moment pas économiquement viable à cause du coût des différents composants comme l'électrolyseur ou la pile à combustible mais aussi à cause de la faible efficacité de la conversion électricité - hydrogène - électricité.
- Le système de stockage par volant d'inertie est une technologie de stockage davantage utilisé à court terme (de quelques minutes à quelques heures) pour stabiliser le réseau.
- Le système SMES n'est utilisé à ce jour que pour des stockages à très court terme et des applications en hautes-technologies, à cause du coût onéreux des matériaux supraconducteurs et de la nécessité de maintenir une température de fonctionnement très basse.

Nous pouvons classifier les contraintes d'applications des technologies de stockage alternatives aux batteries dans le tableau suivant :

Tableau 2-1 : Contraintes des technologies de stockage

	Contrainte géographique	**Contrainte technique**	**Contrainte économique**
Pompage-turbinage	☑		
Air-comprimé	☑	☑	
Hydrogène		☑	☑
Volant d'inertie		☑	
SMES		☑	☑

Ainsi, la technologie de la batterie est une option de choix pour le stockage d'énergie du réseau électrique québécois, là où d'autres options de stockage ne sont pas réalisables ou fiables en raison de contraintes géographiques, techniques ou économiques.

2.8.2 Données caractéristiques

Nous avons également arrêté notre choix sur les trois types de batteries mentionnées dans la section **2.7**. Ces technologies sont parfaitement adaptées aux stockages d'énergie à grande échelle pour lisser la charge. D'autre part, il existe en ce moment des projets en Chine, au Japon et aux États-Unis utilisant ces technologies pour stocker de l'énergie.

Ce tableau résume quelques projets importants qui utilisent les batteries Li-ion, NaS et NiCd pour le stockage massif :

Tableau 2-2 : Informations de quelques systèmes de stockage de batterie existants (suite)

(Sandia National Laboratories)

	Location	Constructeur	Puissance/Capacité	Coût (M$)
Li-ion	Hebei, Chine	BYD	- /36MWh	500
	PA	Altairnano	1MW/250kWh	0.5
	Union, NY	Altairnano	20MW/ -	22.3
	Chile	A123Systems	16MW/ -	-
	Tehachapi, CA	A123Systems	8MW/32MWh	50
NaS	Ohito, Japon	NGK	6 MW/48 MWh	-
	Garden City, NT	NGK	1.2 MW/7.2 MWh	4.3
	Aomori, Japon	NGK	34MW/ -	-

Tableau 2-2 : Informations de quelques systèmes de stockage de batterie existants (suite et fin)

(Sandia National Laboratories)

NaS	Presido, TX	NGK	4MW/32MWh	25
NiCd	Fairbanks, AK	Saft	27 MW/6.75MWh	35
	Fairbanks, AK	Saft	46 MW/3.83MWh	35

« - » : informations non disponibles.

Grace aux informations que nous avons obtenues de ces projets existants et les informations que nous avons consultées auprès de leurs constructeurs respectifs, nous aurons un aperçu des données caractéristiques liées à chaque type de batterie.

Tableau 2-3 : Valeurs des paramètres d'entrée des batteries (suite)

	Li-ion	NaS	NiCd
Autodécharge par jour (%)	0.2%	0.2%	0.1%
Efficacité charge/décharge (%)	98%	90%	80%
Puissance maximale de charge (MW)	15	5	30
Puissance maximale de décharge (MW)	10	6	20
Énergie maximale (MWh)	35	50	10
Pourcentage d'énergie initiale (%)	95%	90%	90%
Temps de charge/décharge (heure)	2-3	9-10	0.25
Durée de vie (année)	20	15	20

Tableau 2-3 : Valeurs des paramètres d'entrée des batteries (suite et fin)

Coût d'investissement (M$)	50	40	45
Coût d'O&M annuel (M$)	0.5	0.8	0.3

Les prix des batteries sont confidentiels. Nous avons tenté de contacter les constructeurs, mais ceux-ci refusent de fournir un prix dans un contexte de recherche académique : les prix ne sont accessibles que dans le cas de projets réels. Ainsi, les seules données accessibles liées au prix sont issues d'estimations.

CHAPITRE 3 MODÉLISATION

Ce chapitre présente les deux modèles linéaires d'optimisation développés pour répondre à notre problème. L'objectif de chaque modèle est de fournir une solution optimale et de bonne qualité. Il est nécessaire de s'interroger au sujet d'un projet d'investissement : est-t-il pertinent et rentable de construire des parcs de stockage de batteries pour lisser la charge durant les périodes de pointe au Québec ? Notre investigation montre qu'en ce moment la production d'électricité permet de satisfaire la demande à plupart du temps au Québec. Il n'est donc pas pertinent d'investir des millions de dollars dans un système de stockage que nous n'utiliserons que rarement. Par conséquent, la réflexion consiste à chercher une solution permettant d'exporter les surplus vers d'autres marchés et en même temps de faire face aux 5 % des cas où la production ne permet pas de satisfaire la demande. La solution optimale de chaque modèle linéaire servira alors à déterminer la taille du système de stockage en maximisant le bénéfice généré par l'exportation grâce à ce système. En supposant que la consommation d'électricité s'accroît continuellement et que la capacité de production n'augmente pas, ce système pourrait jouer un rôle de plus en plus important pour lisser la charge durant les heures de pointe.

3.1 Approche générale

Nous cherchons maintenant à représenter le problème grâce à un modèle mathématique. Le système considéré dans ce projet est composé des centrales de production d'électricité et d'un système de stockage par batterie. Les marchés concernés incluent le marché intérieur, le Québec, et les marchés extérieurs, c'est-à-dire les voisins comme l'Ontario, le Nouveau-Brunswick, l'état de New York, le Vermont, etc. Le postulat de départ est que la demande intérieure du Québec doit être satisfaite à tout moment, c'est la quantité d'exportation qui jouera le rôle de tampon. Nous allons maximiser le profit par l'exportation tout en minimisant le coût total associé au système de stockage de la batterie.

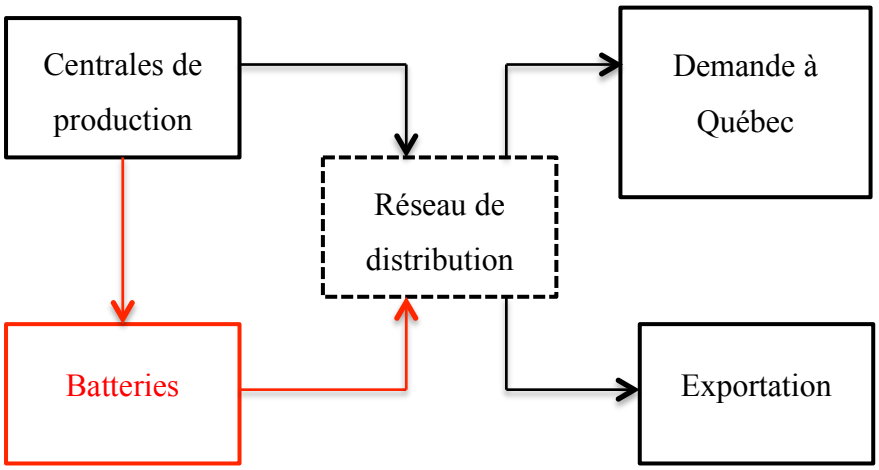


Figure 3-1 : Configuration du système étudié dans ce mémoire

Les surplus d'électricité stockés pendant les périodes hors pointe seront injectés dans le réseau de distribution pendant les périodes de pointe, soit pour satisfaire la demande intérieure (la consommation québécoise), soit pour être exportés vers les marchés extérieurs. Quelle que soit la façon d'utiliser la quantité stockée, cela permettra de diminuer la production durant les périodes de pointe et surtout de réduire la variation de la production. Cet effet de lissage pourrait justifier la stratégie de stockage de l'énergie. Les problématiques techniques posées par le système retenu ci-dessus ne seront pas abordées. Nous nous intéressons uniquement à l'évaluation de ce qu'un tel système de stockage pourrait apporter à la société d'état, car cette dimension reste prépondérante dans la décision finale.

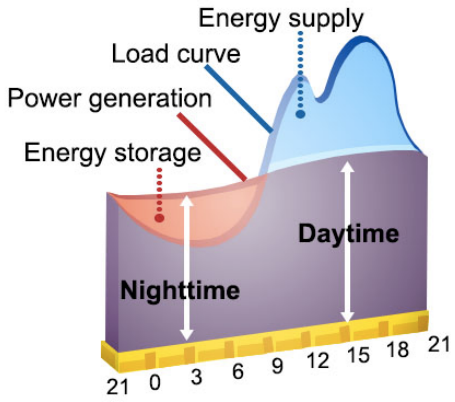


Figure 3-2 : Schémas qui montrent visuellement l'effet de lissage de la charge

(Figure extraite du site internet de NGK Insulators, Ltd.)

Les objectifs de ce modèle sont multiples. D'une part, il détermine la taille optimale du système de stockage en respectant toutes les contraintes. D'autre part, la simulation du fonctionnement du système génération – stockage nous permet d'effectuer des analyses prospectives à long terme. C'est-à-dire que les résultats obtenus présentent un outil d'aide à décision pour la planification de la production d'électricité.

Afin de réduire le temps de résolution du modèle linéaire d'optimisation, nous allons introduire des hypothèses au fur et à mesure. De plus, des approximations ou relaxations des contraintes complexes seront appliquées au modèle pour simplifier le problème.

Une des parties les plus difficiles du problème consiste à recueillir les données nécessaires pour la résolution du modèle (à part celles de sources gouvernementales disponibles au public, comme la capacité de production). Il reste une quantité importante d'informations confidentielles inaccessibles, par exemple, les contrats fermes d'exportation d'énergie, le prix de la batterie, etc. Certaines données peuvent être estimées en consultant le rapport annuel d'Hydro-Québec et des articles de presse, comme le coût unitaire d'électricité et le prix moyen de vente d'électricité aux marchés extérieurs. En outre, nous devons faire une prévision de la demande énergétique basée sur des données historiques. Nous allons tester le modèle en variant des paramètres importants et prendre en compte divers scénarios pour recueillir des analyses plus complètes.

Par la suite, nous allons décrire les principaux éléments du problème, suivi de la formulation mathématique détaillée. Finalement, les résultats des différentes simulations seront présentés au chapitre 4.

3.2 Programmation linéaire en nombres entiers (PLNE) – modèle A

3.2.1 Ensembles

Tableau 3-1 : Les ensembles du modèle A

Ensemble	Description	Taille
B	Différents type de batterie {Li, NaS, NiCd}	3
S	Quatre secteurs {Industriel, Commercial, Résidentiel, Transports}	4
D	Nombre de jours par an {1, 2, .., 365}	365
Y	Nombre d'années de projet {0, 1, .., 5}	6
U	Indice {1, 2, 3}	3

L'ensemble B présente l'ensemble des trois types de batterie, avec Li pour la batterie Lithium-ion, NaS pour la batterie Sodium-soufre et NiCd pour la batterie Nickel-Cadmium. La solution optimale consiste donc ici à choisir la meilleure stratégie de combinaison de batteries.

Nous décidons de diviser la demande d'électricité et le prix d'électricité du Québec en quatre secteurs, d'où l'ensemble S = {Industriel, Commercial, Résidentiel, Transports}.

Nous avons $d \in D = \{1, 2, 3, .., 365\}$ l'ensemble des jours, et $y \in Y = \{0, 1, .., n\}$ l'ensemble des années. À noter que nous supposons que l'année de déclenchement du projet est l'année 0. Chaque instant correspond à un couple [d, y], qui signifie donc le $d^{ème}$ jour de l'année y. Nous considérons les variables et paramètres comme constants à chaque instant.

Les contraintes dans le modèle doivent être respectées à chaque instant, donc à un couple [d, y] associé. Les variables et paramètres représentent des valeurs moyennes de la journée « d » et de

l'année « y ». Le nombre de variables, paramètres, contraintes et par conséquent la taille du modèle est donc proportionnelle au nombre d'instants, donc le produit de « d » et « y ».

Notre choix de la valeur quotidienne pour les variables et paramètres vient du fait que le modèle développé dans notre projet est plutôt un modèle stratégique qu'un modèle opérationnel. Ce n'est donc pas la peine d'entrer dans des intervalles de temps plus petits, par exemple, heure par heure. En plus, pour un modèle stratégique, il faut que l'horizon du modèle soit assez long, mais pas trop long non plus car le développement technologique est tellement rapide que la technologie utilisée dans ce modèle sera certainement désuète dans quelques années. Le choix judicieux nous paraît donc de 5 à 10 ans. Cela nous donne alors 1825 (365*5) instants au moins et avec la présence de variables binaires, les calculs deviennent lourds. Nous notons que des incréments de temps de grande durée (24 heures) peuvent absorber des variations importantes de demande d'électricité dans la journée, mais nous avons choisi de prioriser le rapport précision du modèle et temps de résolution pour ce modèle. Par contre, le modèle B simule le fonctionnement du système heure par heure au cours d'une journée. Nous allons le détailler dans la section **3.3**.

3.2.2 Paramètres

Tableau 3-2 : Les paramètres du modèle A (suite)

Type	Symbole	Description	Unité
Batteries	auto[b]	Taux d'autodécharge	%
	e[b]	Efficacité de charge/décharge	%
	Pmc[b]	Puissance maximale de charge	MW
	Pmd[b]	Puissance maximale de décharge	MW
	Em[b]	Énergie maximale dans la batterie	MWh
	ei[b]	Pourcentage d'énergie initiale	%
	ddv[b]	Durée de vie de la batterie b	an

Tableau 3-2 : Les paramètres du modèle A (suite)

Batteries	ca[b]	Coût d'achat/cellule	$
	co[b]	Coût d'opération et maintenance/cellule/an	$
	Ci[b]	Coût d'investissement total	$
	Co[b]	Coût d'opération et maintenance total	$
	1-α	Pourcentage de subvention d'investissement	%
	1-β	Pourcentage de subvention/an	%
Production	Ppm	Puissance de production moyenne	MW
	Cp_{hydro}	Capacité maximale d'hydroélectrique	MW
	Cp_{max}	Capacité maximale totale	MW
	cp1	Coût de production unitaire d'électricité palier 1	$/MWh
	cp2	Coût de production unitaire d'électricité palier 2	$/MWh
	cp3	Coût de production unitaire d'électricité palier 3	$/MWh
	cost [d, y]	Coût total de la production à [d, y]	$
	Ct	Coût total de production d'électricité actualisé	$
Demande	Qds [d, s]	Demande en électricité du jour d de secteur s	MWh
	Δ[s]	Taux de variation annuel de la demande de secteur s	%
	Qd [d, y]	Demande d'électricité québécoise à [d, y]	MWh
	pd[s]	Prix de vente au Québec de secteur s	$/MWh
	rd [d, y]	Revenu de vente d'électricité au Québec à [d, y]	$
	Rd	Revenu total de vente du Québec actualisé	$
	r	Coefficient de réserve de secours	%
	Qr [d, y]	Réserve de secours	MWh
Exportation	Qd_{ext}[d]	Demande externe d'électricité du jour d	MWh

Tableau 3-2 : Les paramètres du modèle A (suite et fin)

Exportation	Δ_{ext}	Taux de variation annuel de la demande externe	%
	pe	Prix de vente aux marchés extérieurs	$/MWh
	re [d, y]	Revenu par l'exportation à [d, y]	$
	Re	Revenu total actualisé lié à l'exportation	$
Autres	i	Taux d'actualisation	%
	T	Incrément horaire	Heure

3.2.2.1 Batteries

Lorsque nous décrivons une batterie, il faut prendre en compte deux types de grandeurs : technique et économique. Les données économiques incluent le coût d'investissement, le coût d'opération et la maintenance, alors que les données techniques incluent les caractéristiques techniques présentées dans le Tableau 2-3.

Puisque notre projet s'inscrit dans l'optimisation du système électrique et qu'il vise par ailleurs à augmenter les profits de la société d'État, il serait très probable qu'il obtienne une aide financière sous forme de subvention, de crédit d'impôt ou de prêt sans intérêt, par ailleurs essentielle à la réalisation de ce projet coûteux, mais pouvant générer d'importants bénéfices. Si toutes les subventions sont similaires, dans la mesure où elles représentent un afflux de ressources financières dans une entreprise, il importe de les distinguer selon qu'elle s'applique au niveau de l'investissement initial (en début de projet) ou qu'elle est offerte sur une base annuelle et vise à assurer le service. Nous introduisons ainsi deux types de subventions : (1-α) la subvention d'investissement initial et (1-β) la subvention annuelle.

3.2.2.2 Production

Pour approximer le coût unitaire de production d'Hydro-Québec, qui est relatif à la quantité de production, nous avons introduit trois intervalles de la puissance de production: [0, Ppm], [Ppm, Cp_hydro] et [Cp_hydro, Cp_max]. Un coût unitaire de production est associé à chaque intervalle.

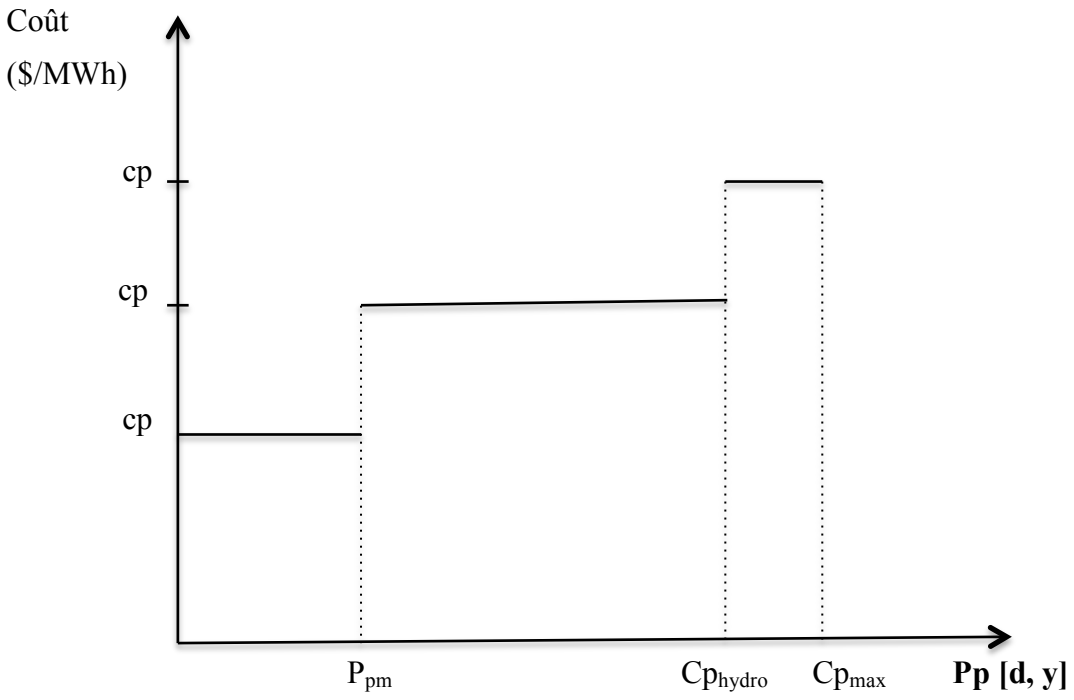


Figure 3-3 : Les paliers de production et les coûts de production associés

Pour l'intervalle [0, Ppm], la puissance de la production moyenne quotidienne Ppm est basée sur le chiffre réel de la production totale d'électricité de 2010, donc 188 TWh, divisé par 365 jours et 24 heures.

Pour l'intervalle [Cp_hydro, Cp_max], nous avons utilisé les données d'Hydro-Québec que nous avons obtenues en date du 31 décembre 2010.

Tableau 3-3 : Équipements de production d'Hydro-Québec, au 31 décembre 2010

Centrales hydroélectriques (60)	34 499 MW
~~Centrale nucléaire (1)~~	~~675 MW~~
Centrales thermiques (28)	1506 MW

( ) : Entre parenthèses, les nombres de centrales correspondantes.

N.B : Il est à noter que la centrale nucléaire Gentilly-2 a été mise hors service le 28 décembre 2012.

Tableau 3-4 : Autres sources d'approvisionnement disposées ou accessibles par Hydro-Québec

Centrale de la chute Churchill	5 428 MW
Neuf parcs éoliens appartenant à des producteurs privés	659 MW
Autres fournisseurs privés	1 277 MW

Cp_hydro représente les puissances hydroélectriques, nous avons considéré toutes les centrales hydroélectriques d'Hydro-Québec et la centrale de la chute Churchill.

Cp_max représente la puissance électrique totale, tous les équipements de production d'Hydro-Québec et toutes autres sources d'approvisionnement disposées ou accessibles par Hydro-Québec sont pris en compte.

Nous avons décidé de multiplier la puissance hydroélectrique par un coefficient de 0.9 pour avoir la puissance maximale continue. Nous expliquons ainsi notre choix car nous ne nous intéressons pas aux valeurs maximales qu'elles peuvent atteindre, mais plutôt aux capacités continues, qui peuvent être maintenues dans une durée relativement longue. Par contre, la puissance totale n'est

pas ajustée, car nous allons voir dans la suite qu'à cette puissance de production, l'électricité est vendue à perte. Le modèle évitera donc d'utiliser cette puissance.

Les calculs détaillés sont présentés ci-dessous :

- Cp_hydro = (34 499 + 5 428) x 0.9 = 35 934 MW
- Cp_max = (34 499 + 1506) + (5 428 + 659 + 1 277) = 43 369 MW

Nous pouvons traduire la Figure 3-3 par le tableau suivant :

Tableau 3-5 : Les 3 intervalles de puissance de production et coût de production

	Puissance de production (MW)	Coût unitaire de production ($/MWh)
Intervalle 1.	0 - 21 400	24
Intervalle 2.	21 401 - 35 934	40
Intervalle 3.	35 935 – 43 369	200

Ce sont des coûts approximatifs fournis par l'IREQ. Le coût de l'intervalle 3 est beaucoup plus élevé car il correspond à un coût d'opportunité lorsque nous ne pouvons pas vendre tout ce que l'on souhaiterait sur les marchés. Il est valable peu d'heures par an.

3.2.2.3 Demande

Le paramètre de la demande québécoise Qds [d, s], exprimée en MWh, correspond à la quantité d'électricité à fournir au secteur s du $d^{ème}$ jour de l'année 0. Les données de l'année 0 sont calibrées et peuvent être utilisées comme référence.

Les valeurs de Qds [d, s] a été déterminée à partir des données du logiciel HOMER qui est un logiciel développé par National Renewable Energy Lab (NREL) visant à évaluer la rentabilité de projet avec énergies renouvelables (HOMER Energy). Grâce aux données du Ministère des ressources naturelles du Québec (MRN), nous connaissons la consommation annuelle de chaque secteur. Nous avons donc distribué la valeur annuelle sur 365 jours suivant une courbe de la consommation annuelle fournie par HOMER. Cette courbe est légèrement modifiée pour qu'elle puisse correspondre plus aux variations saisonnières québécoises. Nous obtenons ainsi les valeurs moyennes de la demande quotidienne observée.

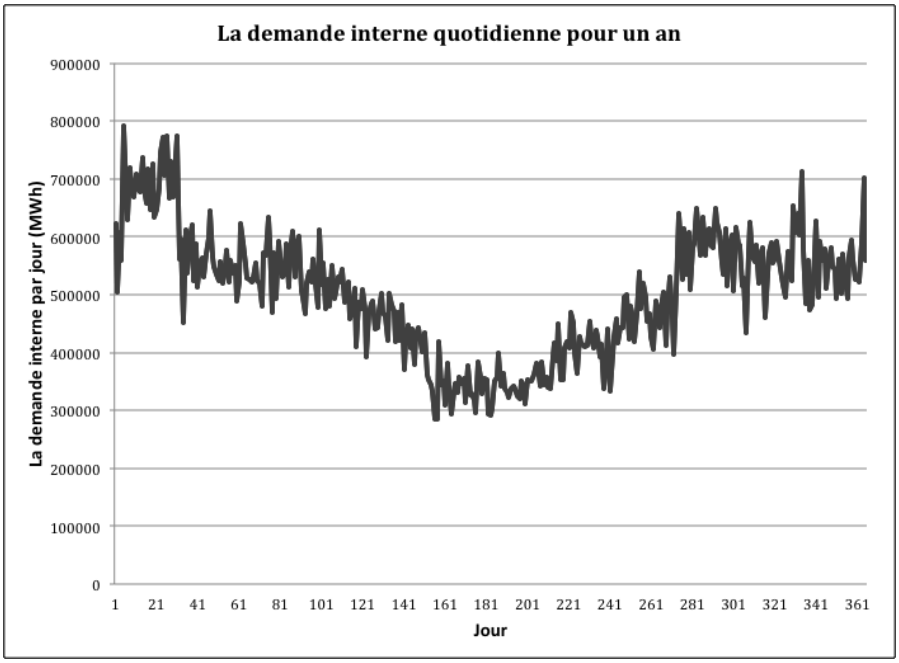


Figure 3-4 : Évolution de la demande interne quotidienne pour l'année de référence

En prenant compte du taux de variation annuels de la consommation Δ [s] associés à chaque secteur, nous constatons que la demande prévisionnelle d'électricité québécoise au d^{ème} jour de l'année y est la suivante:

$$\forall d \in D, \forall y \in Y, \quad Qd[d,y] = \sum_{s \in S} Qds[d,s] \times (1 + \Delta[s])^{y}$$

Le revenu issu de la vente d'électricité au Québec au d^{ème} jour de l'année y s'écrit alors:

$$\forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad rd[d,y] = \sum_{s \epsilon S} pd[s] \times Qds[d,s] \times \left(1 + \Delta[s]\right]^{y}$$

Les prix de vente d'électricité pd[s] sont déterminés à partir de rapport annuel d'Hydro-Québec 2012. Nous avons divisé les produits des ventes d'électricité par les quantités des ventes d'électricité.

Tableau 3-6 : Prix d'électricité de chaque secteur au Québec

	pd [s] ($/MWh)
Résidentiel	72
Commercial	78
Industriel	46
Transports	53

Définissons ensuite un coefficient de réserve r, qui représente un pourcentage de la demande dont on doit toujours disposer pour les cas d'urgence. Nous retrouvons ici donc un des rôles importants de ce système de stockage : la réserve de secours. Ce taux peut être calculé à partir des besoins électriques pour maintenir en place les services publics (feux rouges, pompiers, hôpitaux, etc.), et tient compte de la capacité de production des génératrices d'urgence qui alimentent ces services. Nous le situons à 2% de la consommation totale.

$$\forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad Qr[d,y] = r \times Qd[d,y]$$

3.2.2.4 Exportation

Les surplus d'électricité du Québec sont destinés à l'exportation. Notons Qd_{ext} [d] la quantité totale de demande externe d'électricité (les marchés voisins du Québec) du $d^{ème}$ jour de l'année 0,

exprimée en MWh. En combinant la quantité d'électricité totale exportée aux États-Unis et vers les autres provinces canadiennes en 2009, cela nous permet d'obtenir une idée générale de la quantité minimale de la demande externe.

Nous connaissons la quantité d'électricité exportée par an depuis 1984 grâce aux données fournies par le Ministère des ressources naturelles, cela nous permet de déterminer le taux de variation annuel de la demande externe Δext.

Bien que notre modèle d'optimisation soit adapté aux variations périodiques de la demande, le paramètre d'entrée concernant le prix de vente d'électricité exportée a été considéré constant pour tous les marchés voisins qui importent notre électricité à n'importe quelle période.

3.2.2.5 Autres

T représente l'incrément horaire, qui est par définition l'intervalle de temps entre deux instants successifs, donc une journée, soit 24 heures.

Pour calculer les différents coûts et termes économiques qui apparaîtront dans le modèle, nous avons besoin d'introduire le taux d'actualisation, que nous notons « i », soit 3%.

3.2.3 Variables

Tableau 3-7 : Les variables du modèle A (suite)

Type	Symbole	Description	Type	Unité
Batteries	Pc [b, d, y]	Puissance de charge des batteries b à [d, y]	cont	MW
	Pd [b, d, y]	Puissance de décharge des batteries b à [d, y]	cont	MW
	E [b, d, y]	Énergie totale dans les batteries b à [d, y]	cont	MWh
	N[b]	Nombre de cellules de la batterie b	ent	1

Tableau 3-7 : Les variables du modèle A (suite et fin)

Production	Pp [d, y]	Puissance de production à [d, y]	cont	MW
	p [u, d, y]	Coefficient de la combinaison linéaire	cont	%
	bi [u, d, y]	Puissance de production sur palier u = 1 sinon = 0	bin	1
Exportation	Exp [d, y]	Électricité exportée à [d, y]	cont	MWh

Nous pouvons distinguer deux types de variables ici :

- Variable de dimensionnement : nombre de cellules de chaque type de batterie
- Variables de stratégie : les quantités de stockage, de production et d'exportation

3.2.4 Contraintes

Notation : Les variables sont notées en **gras** tandis que les paramètres sont notés en police normale.

B01-B02. Coûts d'investissement et d'opération et maintenance (O&M) des batteries :

$$\forall b \in B, \qquad Ci[b] \geq \sum_{y \in Y} \mathbf{N}[\mathbf{b}] \times \frac{ca[b]}{ddv[b]} \times \frac{1}{(1+i)^y} \qquad \textbf{(3.1)}$$

$$\forall b \in B, \qquad Co[b] \geq \sum_{y \in Y} \frac{\mathbf{N}[\mathbf{b}] \times co[b]}{(1+i)^y} \qquad \textbf{(3.2)}$$

Comme la fonction objectif consiste à maximiser le profit, le modèle cherche donc à minimiser les coûts, nous pouvons remplacer " ≥ " par " = " dans les équations **(3.1)** et **(3.2)**.

Nous avons décidé que le coût d'investissement d'une cellule de batterie correspond à son coût amorti sur la durée de projet. Le coût d'O&M de batteries est un coût annuel à travers les années du projet. Le coût unitaire multiplié par le nombre de batteries et puis actualisé avec le taux d'actualisation « i » donne donc le coût total actualisé **(3.1)** et **(3.2)**.

Nous ne considérons pas la valeur résiduelle de batteries dans ce projet, car les batteries construites pour le stockage à grande échelle sont normalement non mobiles et il n'est pas évident de revendre ces batteries à la fin du projet. Pourtant, la durée de ce projet est inférieure aux durées de vie des batteries, ces dernières pourraient être réutilisées pour d'autres activités. Il existe également d'autres termes économiques, ils ne sont pas pris en compte afin de simplifier le problème. Par exemple, le coût de démantèlement, le coût de remplacement des batteries, etc.

B03-B06. Caractéristiques des batteries :

$$\forall b \in B, \forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad \mathbf{E}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \leq \mathbf{N}[\mathbf{b}] \times \mathrm{Em}[b] \tag{3.3}$$

$$\forall b \in B, \forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad \mathbf{Pc}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \leq \mathbf{N}[\mathbf{b}] \times \mathrm{Pmc}[b] \tag{3.4}$$

$$\forall b \in B, \forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad \mathbf{Pd}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \leq \mathbf{N}[\mathbf{b}] \times \mathrm{Pmd}[b] \tag{3.5}$$

$$\forall b \in B, \forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad \mathbf{Pd}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \times T \leq \mathbf{E}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \tag{3.6}$$

La quantité d'énergie disponible dans les batteries **(3.3)** et les puissances de charge **(3.4)** /décharge **(3.5)** ne peuvent jamais dépasser leurs valeurs maximales. En outre, la puissance de décharge quotidienne fois 24 heures ne peut jamais dépasser la quantité d'énergie disponible à ce jour **(3.6)**.

B07-B09. Conservation de l'énergie des batteries :

$$\forall b \in B, \forall d \in D\backslash\{365\}, \forall y \in Y,$$

$$\mathbf{E}[\mathbf{b}, \mathbf{d}+\mathbf{1}, \mathbf{y}] = \mathbf{E}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \times \text{auto}[b] + \mathbf{Pc}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \times e[b] \times T - \mathbf{Pd}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \times e[b] \times T \quad \textbf{(3.7)}$$

$$\forall b \in B, \quad \mathbf{E}[\mathbf{b}, \mathbf{1}, \mathbf{0}] = ei[b] \times Em[b] \times \mathbf{N}[\mathbf{b}] \quad \textbf{(3.8)}$$

$$\forall b \in B, \forall y \in Y\backslash\{n\}, \quad \mathbf{E}[\mathbf{b}, \mathbf{1}, \mathbf{y}+\mathbf{1}] = \mathbf{E}[\mathbf{b}, \mathbf{365}, \mathbf{y}] \quad \textbf{(3.9)}$$

Enfin, pour assurer la conservation de l'énergie dans le système, nous supposons que la quantité d'énergie dans le système du jour « d+1 » doit être identique à celle du jour « d », en ajoutant la quantité d'énergie chargée et enlevant la quantité d'énergie déchargée.

En complétant par **(3.8)** et **(3.9)**, une condition initiale pour fixer le point de départ et une contrainte qui assure la continuité lors des changements d'années, la conservation de l'énergie est assurée.

P01-P04. Puissance de production :

$$\forall d \in D, \forall y \in Y, \quad \sum_{u \in U} \mathbf{bi}[\mathbf{u}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] = 1 \quad \textbf{(3.10)}$$

$$\forall u \in U, \forall d \in D, \forall y \in Y, \ 0 \leq \mathbf{p}[\mathbf{u}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \leq \mathbf{bi}[\mathbf{u}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \quad \textbf{(3.11)}$$

$\forall d \in D, \forall y \in Y,$

$$\mathbf{Pp}[\mathbf{d},\mathbf{y}] = P_{pm} \times \mathbf{p}[\mathbf{1},\mathbf{d},\mathbf{y}] + \left(P_{pm} \times \mathbf{bi}[\mathbf{2},\mathbf{d},\mathbf{y}] + \left(Cp_{hydro} - P_{pm}\right) \times \mathbf{p}[\mathbf{2},\mathbf{d},\mathbf{y}]\right) + (Cp_{hydro} \times \mathbf{bi}[\mathbf{3},\mathbf{d},\mathbf{y}] + (Cp_{max} - Cp_{hydro}) \times \mathbf{p}[\mathbf{3},\mathbf{d},\mathbf{y}] \quad \textbf{(3.12)}$$

$$\forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad 0 \leq \mathbf{Pp}[\mathbf{d},\mathbf{y}] \leq Cp_{max} \quad \textbf{(3.13)}$$

Pp [d, y] ne peut correspondre qu'à un seul intervalle de puissance de production, **bi [u*, d, y]** =1 si et seulement si **Pp [d, y]** se trouve sur l'intervalle u* **(3.10)**. Le coefficient de la puissance de production associé à chaque intervalle **p [u, d, y]** est non nulle si et seulement si la variable **bi [i, d, y]** associée au même intervalle vaut 1 **(3.11)**. De plus, la puissance de production est limitée par la puissance totale installée **(3.13)**.

P05-P06. Coût de production d'électricité :

$\forall d \in D, \forall y \in Y,$

$$\text{cost}[d,y] = T \times \{P_{pm} \times cp1 \times \mathbf{p}[\mathbf{1},\mathbf{d},\mathbf{y}] + \left(P_{pm} \times cp1 \times \mathbf{bi}[\mathbf{2},\mathbf{d},\mathbf{y}] + \left(Cp_{hydro} - P_{pm}\right) \times cp2 \times \mathbf{p}[\mathbf{2},\mathbf{d},\mathbf{y}]\right) + \left(\left(P_{pm} \times cp1 + \left(Cp_{hydro} - P_{pm}\right) \times cp2\right) \times \mathbf{bi}[\mathbf{3},\mathbf{d},\mathbf{y}] + \left(Cp_{max} - Cp_{hydro}\right) \times cp3 \times \mathbf{p}[\mathbf{3},\mathbf{d},\mathbf{y}]\right)\} \quad \textbf{(3.14)}$$

$$Ct = \sum_{y \in Y} \sum_{d \in D} \frac{\text{cost}[d,y]}{(1+i)^y} \quad \textbf{(3.15)}$$

Concernant le coût total de la production de la journée, il se traduit par l'aire comprise entre les paliers de coût unitaire de production et la puissance moyenne de production de la journée multipliée par le nombre d'heures de la journée T **(3.14)**. Le coût total de production d'électricité actualisé tout au long de la vie du projet **(3.15)**.

Expliquons cette modélisation par un exemple :

Supposons qu'à $[d^*, y^*]$, nous avons $P_{pm} \leq \mathbf{Pp}\,[\mathbf{d}^*, \mathbf{y}^*] \leq Cp_{hydro}$.

Alors $\mathbf{b}\,[\mathbf{2}, \mathbf{d}^*, \mathbf{y}^*]=1$ et $\mathbf{b}\,[\mathbf{1}, \mathbf{d}^*, \mathbf{y}^*] = \mathbf{b}\,[\mathbf{3}, \mathbf{d}^*, \mathbf{y}^*]=0$.

Cela nous donne $0 \leq \mathbf{p}\,[\mathbf{2}, \mathbf{d}^*, \mathbf{y}^*] \leq 1$ et $\mathbf{p}\,[\mathbf{1}, \mathbf{d}^*, \mathbf{y}^*] = \mathbf{p}\,[\mathbf{3}, \mathbf{d}^*, \mathbf{y}^*]=0$.

Avec $\mathbf{Pp}\,[\mathbf{d}^*, \mathbf{y}^*] = P_{pm} + \mathbf{p}[\mathbf{2}, \mathbf{d}^*, \mathbf{y}^*] \times (Cp_{hydro} - P_{pm})$, nous pouvons calculer le coût total de production de cette journée :

$cost[d^*, y^*] = P_{pm} \times cp1 + (Cp_{hydro} - P_{pm}) \times \mathbf{p}[\mathbf{2}, \mathbf{d}^*, \mathbf{y}^*] \times cp2$.

L'aire hachurée dans la figure suivante présente ce coût.

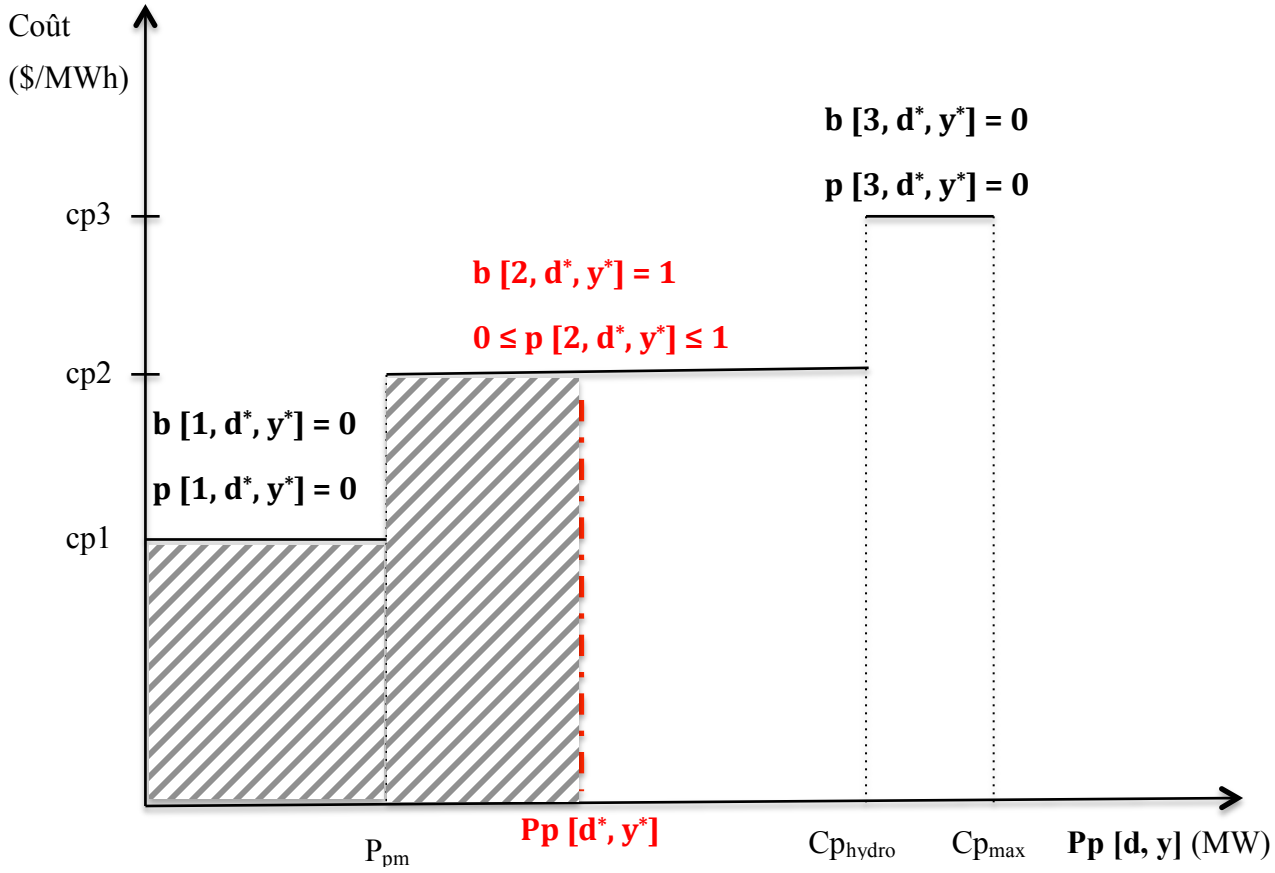


Figure 3-5 : Illustration schématique d'un exemple pour les calculs de la puissance de production et du coût total de la production à $[d^*, y^*]$

E01-E03. Exportation et revenu :

$$\forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad \mathbf{Exp}[\mathbf{d}, \mathbf{y}] \leq Qd_{ext}[d] \times (1 + \Delta_{ext})^{y} \tag{3.16}$$

$$\forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad re[d, y] = pe \times \mathbf{Exp}[\mathbf{d}, \mathbf{y}] \tag{3.17}$$

$$Re = \sum_{\mathbf{y} \epsilon \mathbf{Y}} \sum_{\mathbf{d} \epsilon \mathbf{D}} \frac{re[d, y]}{(1 + i)^{y}} \tag{3.18}$$

La quantité d'électricité exportée à [d, y] est bornée par la quantité de la demande totale des marchés voisins du Québec **(3.16)**. Avec le revenu généré par l'exportation à [d, y] **(3.17)**, nous trouvons le revenu total actualisé issu de l'exportation **(3.18)**.

D01. Réponse à la charge :

$$\forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad \sum_{b \in B} e[b] \times \mathbf{Pd}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \times T + \left(\mathbf{Pp}[\mathbf{d}, \mathbf{y}] - \sum_{b \in B} \mathbf{Pc}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \right) \times T \geq Qd[d, y] + Qr[d, y] + \mathbf{Exp}[\mathbf{d}, \mathbf{y}] \tag{3.19}$$

À tout instant [d, y], la quantité totale de la demande du Québec, la réserve disponible et l'exportation doit être satisfaites par les deux sources suivantes :

- La quantité d'électricité totale disponible dans le système de stockage, incluant toutes les batteries.
- La quantité d'électricité produite dans la journée en enlevant la partie utilisée pour charger les batteries.

Contrairement aux quantités de demande et de réserve imposées par les données prévisionnelles, la quantité d'exportation représente plus de liberté. Ainsi, le modèle peut choisir la quantité d'électricité à exporter en cherchant la meilleure stratégie d'approvisionnement, pour éventuellement combler le manque ou le surplus d'électricité dans l'équation de la réponse **(3.19)**. Ce choix se fait dans le but de maximiser le bénéfice lié à ce système que nous allons décrire dans la section suivante.

3.2.5 Fonction-objectif

La fonction objectif consiste alors à maximiser des bénéfices générés par la vente d'électricité au Québec et l'exportation en présence d'un système de stockage de batteries.

$$\max\left(\mathrm{Re}+\mathrm{Rd}-\mathrm{Ct}-\sum_{b\in B}(\alpha\times \mathrm{Ci}[b]+\beta\times \mathrm{Co}[b])\right) \qquad \textbf{(3.20)}$$

Le revenu issu de la vente d'électricité au Québec est dicté par la quantité de la demande et le prix de vente au Québec qui sont des paramètres d'entrée, donc ce revenu ne dépend pas de la solution du modèle. Nous l'avons pris en compte dans la fonction objectif, car le coût de production d'électricité inclut la quantité d'électricité exportée et celle vendue au Québec. Il nous paraît donc plus judicieux de tenir compte des revenus générés par ces deux marchés, intérieur et extérieur.

3.3 Programmation linéaire en nombres entiers (PLNE) – modèle B

Afin de prendre en compte les temps de charge/décharge des batteries, nous avons introduit une deuxième modélisation et l'avons comparée avec le modèle précédent. Ce nouveau modèle simule le fonctionnement du réseau électrique et le système de stockage au cours d'une journée. Il tient compte des propriétés respectives de chaque batterie, en particulier de la vitesse de réaction.

Dans ce modèle, l'idée générale demeure identique, mais certains changements ont été apportés. Nous allons présenter uniquement les variations par la suite. Un récapitulatif de chaque modèle est proposé en Annexe.

Tableau 3-8 : Les ensembles ajoutés du modèle B

Ensemble	Description	Taille
H	24 heures par jour {0, 1, …,23}	24
J	3 types de journée au niveau de la demande {forte, moyenne, faible}	3

Tableau 3-9 : Les paramètres ajoutés du modèle B

Symbole	Description	Unité
T_j	Nombre de jours du type j	jour
M	Un grand nombre pour les calculs	1

Tableau 3-10 : Les variables ajoutés du modèle B

Symbole	Description	Type	Unité
b_{syn} [b, h, j, y]	Variable binaire interdisant les batteries de charger et décharger en même temps	bin	1

- L'incrément horaire est de 1 heure
- L'année se divise en 3 types de journée :
  - Forte consommation, qui représente la saison hivernale et de basses températures ;
  - Moyenne consommation, qui correspond à la saison estivale avec l'utilisation des climatiseurs et la saison hivernale normale ;
  - Faible consommation, qui coïncide avec les journées de printemps et d'automne.

De plus, chaque type de journée est associé à un nombre de jours Tj.

Tableau 3-11 : Nombres de chaque type de jours

T_{forte}	$T_{moyenne}$	T_{faible}
55	180	130

- Chaque instant de l'année correspond à un triple [h, j, y], « h » signifiant l'heure de la journée, « j » le type de journée, et « y » l'année du projet.
- Les variables et paramètres tels que les puissances de charge/décharge, la puissance de production, la demande, la quantité d'exportation, etc., représentent les valeurs moyenne horaire à l'heure « h », et non pas les valeurs moyennes quotidiennes.

Les contraintes sur les batteries, la production, la demande et l'exportation se répètent pour le modèle B. Sauf que nous imposons deux nouvelles contraintes aux batteries, en leur interdisant de charger et décharger au même moment :

$$\forall b \in B, \forall h \in H, \forall j \in J, \forall y \in Y, \qquad \mathbf{Pd'[b,h,j,y]} \leq \mathbf{b_{syn}[b,h,j,y]} \times M \qquad \textbf{(3.21)}$$

$$\forall b \in B, \forall h \in H, \forall j \in J, \forall y \in Y, \qquad \mathbf{Pc'[b,h,j,y]} \leq (1 - \mathbf{b_{syn}[b,h,j,y]}) \times M \qquad \textbf{(3.22)}$$

Nous signifions ainsi que si la batterie « b » est en train de décharger à [h, j, y], elle ne peut pas être en charge à cet instant, et vice-versa.

Une fois déterminé le coût de production, les revenus issus du marché québécois et de l'exportation d'un jour du type « j » de l'année « y », nous les multiplions par le nombre du jour type « j », c'est-à-dire Tj. En sommant les trois types du jour, nous obtenons le coût et les

revenus de l'année « y ». En actualisant ces chiffres et sommant sur toute la durée du projet, nous obtenons ainsi le coût de production d'électricité total et les revenus totaux comme dans le modèle A. Ces calculs nous permettent d'évaluer la fonction objectif du modèle B, qui consiste aussi à maximiser des bénéfices générés par la vente d'électricité au Québec et l'exportation en présence d'un système de stockage de batteries.

En effet, au lieu d'utiliser uniquement le modèle A qui simule le problème avec les données moyenne quotidienne ou le modèle B qui simule le problème heure par heure dans une journée, nous choisissons de comparer les résultats obtenus par les deux modèles ensemble.

CHAPITRE 4 RÉSULTATS ET ANALYSES

Nous avons modélisé le problème dans le chapitre 3 et au cours du chapitre qui suit, nous allons d'abord présenter les scénarios considérés. Ensuite, nous présentons et analysons les résultats obtenus dans le cadre des scénarios réalisés : les impacts des différents paramètres, leurs influences sur le dimensionnent du système de stockage et les stratégies de stockage, de production et d'exportation d'électricité, et l'aspect économique du projet. La fin du chapitre sera consacrée à la discussion sur l'évaluation du modèle.

4.1 Scénarios

Notre modèle prend en compte 4 types de scénarios :

Tableau 4-1 : Scénarios considérés et les paramètres correspondants

Type de scénarios	Paramètres concernés
Consommation	Δ[s], taux de variation annuel de la demande du secteur « s »
Exportation	Δ_{ext}, taux de variation annuel de la demande externe
	pe, prix d'exportation
Subvention	1-α et 1-β, pourcentage de subvention d'investissement et d'O&M

En modifiant les paramètres concernés, nous évaluons leurs impacts sur les résultats.

Nous présentons également les données d'entrée qui seront fixes tout le long de notre étude dans le tableau suivant :

Tableau 4-2 : Paramètres fixes pour tous les scénarios

Données d'entrée pour l'année de référence (année 0)		
Demande interne annuelle	La consommation totale de 2009	183.6 TWh
Demande externe annuelle	2 fois la quantité moyenne exportée de 10 dernières années	33.8 TWh
Réserve	2% de la demande interne	3.67 TWh

4.1.1 Taux de variation annuel de la demande interne

Le taux de variation annuel de la demande Δ[s] est utilisé afin de déterminer la quantité de demande de chaque secteur « s » pour une année quelconque à partir des données calibrées/références. Avec les données de la consommation finale d'électricité par secteur (1984-2009) fournies par MRN, nous avons tracé les courbes suivantes :

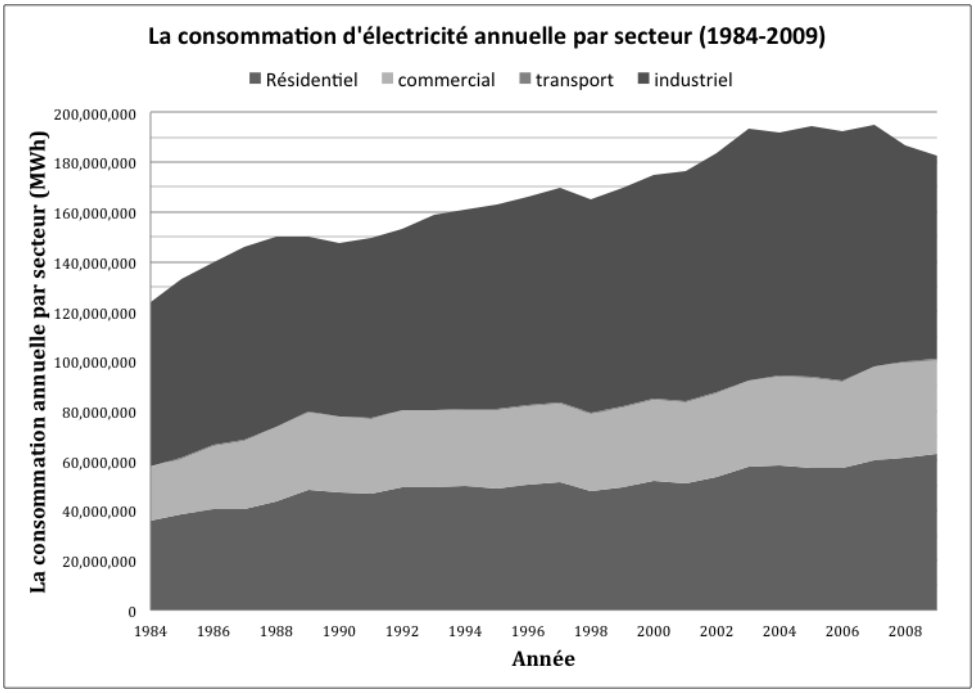


Figure 4-1 : Évolution de la consommation d'électricité annuelle par secteur au Québec

N.B : la consommation du secteur transport est faible devant celles des trois autres secteurs, de ce fait, nous n'observons pas la courbe de la consommation du secteur transport sur la figure au-dessus.

À partir de ces courbes, nous pouvons faire trois prévisions distinctes pour les années à venir, basées sur les données historiques des différents intervalles d'années. Avec une telle approche, la modélisation permet de déterminer la taille optimale du système de stockage, conformément à la demande future.

Tableau 4-3 : Taux de variation de la consommation annuelle par secteur des différentes périodes

Scénario demande interne	Industriel	Commercial	Résidentiel	Transports	Global
SD1. Croissance forte (1999-2007)	+ 1.4%	+ 2.1%	+ 2.7%	+ 1.8%	+ 1.9%
SD2. Croissance modérée (1989-1998)	+ 1.3%	+ 0.5%	+ 1%	- 2.1%	+ 1%
SD3. Décroissance (2008-2009)	- 8%	+ 0.4%	+ 2%	+ 4.8%	- 3.2%

4.1.2 Taux de variation annuel de la demande externe

De même que pour le scénario de consommation, la quantité d'électricité exportée dépend de la demande externe. Plus précisément, elle dépend de la politique énergétique des États-Unis et des autres provinces canadiennes, de leurs consommations et de leurs capacités respectives de production d'électricité et de ressources alternatives à bas prix (gaz naturel, par exemple). L'exportation comporte elle aussi deux scénarios possibles :

Tableau 4-4 : Taux de variation de l'exportation annuelle des différentes périodes

SE1. Croissance (2004-2009)	+ 17%
SE2. Décroissance (2000-2005)	- 9%

Ces taux sont basés sur des données historiques fournies par MRN.

4.1.3 Prix d'exportation

Sur les marchés hors Québec, les prix de l'électricité ont suivi ceux du gaz naturel, qui ont baissé ces dernières années sous l'effet de deux facteurs : la forte production de gaz de schiste aux États-Unis et la faiblesse relative de la croissance économique à l'échelle du continent.

Tableau 4-5 : Prix d'exportation

	$/MWh
SP1. Prix bas	60
SP2. Prix élevé	140
SP3. Prix très élevé	200

4.1.4 Subvention

Comme nous l'avons mis en évidence dans les chapitres précédents, les systèmes de stockage utilisant les batteries sont normalement très coûteux et nous avons d'ailleurs présenté ces coûts dans le Tableau 2-3. Puisque notre projet s'inscrit dans l'optimisation du système électrique et qu'il vise par ailleurs à augmenter les profits de la société d'État, il serait très probable qu'il obtienne une aide financière sous forme de subvention, de crédit d'impôt ou de prêt sans intérêt, par ailleurs essentiel à la réalisation de ce projet coûteux, mais pouvant générer d'importants bénéfices.

Nous rappelons que nous avons introduit deux types de subventions : (1-α) la subvention d'investissement initial et (1-β) la subvention annuelle pour assurer le service. Pourtant, la subvention annuelle a peu d'impact sur les résultats, car le coût d'O&M est relativement faible devant le coût d'investissement initial. Ainsi, nous avons supposé que (1-α) = (1-β) pour simplifier les calculs.

Définissons donc le 4ème scénario considéré dans notre modèle :

Tableau 4-6 : Scénarios de la subvention

SF1. Aucune subvention	0%
SF2. Subvention modérée	50%
SF3. Subvention importante	90%

4.2 Présentation et analyse des résultats

Une fois que le modèle a été développé et que toutes les données ont été exposées, nous pouvons procéder à la résolution du problème. Cette section présente les résultats obtenus grâce au modèle linéaire expliqué au chapitre 3. L'implémentation du modèle a été réalisée en AMPL, en utilisant la version 12.5.0.0 du solveur CPLEX développé par ILOG, pour résoudre le modèle linéaire.

Les résultats correspondant aux différents scénarios sont présentés dans cette section. Pour un projet d'une durée de 6 ans (année 0 à année 5), le modèle A contient 37 233 variables de décision, alors que le modèle B contient 8 211 variables de décision. Le temps de calculs du modèle A varie d'environ 30 à 200 secondes selon les différents scénarios. Celui du modèle B est autour de 10 secondes.

Les sections suivantes résument les informations les plus intéressantes dérivées de l'analyse de ces scénarios : le nombres de batteries, la production d'électricité, la quantité de stockage et

l'exportation. Finalement, une analyse des économies potentielles issues des projets à l'étude est présentée.

4.2.1 Paramètres des modèles et leurs impacts

L'objectif principal de ce modèle est de déterminer la taille optimale de notre système de stockage, c'est-à-dire le nombre de chaque type de batterie. Nous cherchons le dimensionnement de stockage nous permettant de maximiser le bénéfice généré, en considérant la capacité de production installée ; le but étant en même temps de maximiser l'exportation et de minimiser le coût de production, ainsi que les coûts d'investissement des batteries.

Avant de présenter le résultat, nous pouvons avancer quelques raisons principales pour lesquelles les modèles choisissent d'investir dans un système de stockage de batteries :

- La somme de la demande interne et la réserve est supérieure à la capacité de production maximale au bout d'un moment.

  Dans ce cas là, pour répondre à la croissance de la consommation, un système de stockage est obligatoire, puisque la contrainte **(3.19)** du modèle nous oblige à satisfaire la demande interne et la réserve à tout instant et nous avons supposé que la capacité de production reste inchangée.

- La somme de la demande interne et la réserve est supérieure à la capacité de production hydroélectrique.

  Un système de stockage est une option pour lisser la charge, car au-dessus de la capacité de production hydroélectrique, le coût de production est doublé. Néanmoins, il est question de faire le choix entre investir dans le stockage ou produire à un coût élevé. Ce choix dépend de la quantité d'électricité dépassant la capacité de production hydroélectrique, de la subvention d'investissement, etc.

- Stocker les surplus d'électricité pour l'exportation.

  Dans le contexte d'une demande interne modérée, lorsqu'il n'est pas nécessaire de lisser la charge, le stockage sert avant toute chose à pouvoir augmenter les exportations, qui sont une source très intéressante de revenu. Cependant, nous n'avons pas pris en compte le délai entre production et exportation dans notre modèle. Au lieu de produire, de stocker, et d'exporter, le modèle va choisir de produire et d'exporter directement, puisque les marchés de la demande externe sont toujours disponibles et le prix d'exportation est constant, c'est-à-dire que les surplus peuvent être exportés à tout moment au même prix.

4.2.1.1 Scénario de la demande interne

Dans un premier temps, nous faisons varier le taux de variation annuel de la demande interne en maintenant les autres paramètres constants. Nous avons trouvé qu'un système de stockage n'est pas requis, i.e. $\forall$ b, **N [b]** = 0, sauf si le taux de variation annuel de la demande interne est supérieur ou égal à une certaine valeur.

Même si dans le cas extrême, c'est-à-dire lorsque les demandes interne et externe montrent des croissances fortes dans les prochaines années, que l'électricité est exportée à un prix très élevé et que le projet est grandement subventionné, les nombres de batteries sont nuls.

Tableau 4-7 : Résultat obtenu dans le cas extrême pour les 2 modèles

SD1. Croissance forte (global)	+ 1.9%	**Li = 0** **NaS = 0** **NiCd = 0**
SE1. Croissance	+ 17%	
SP3. Prix très élevé ($/MWh)	200	
SF3. Subvention importante	90%	

Étant donné que dans le modèle A le secteur industriel représente la majorité de la consommation (44.8% en 2009), nous augmentons ainsi le taux de variation annuel de la demande du secteur

industriel en gardant ceux des trois autres secteurs inchangés. À partir de Δ [Industriel] = 8.3%, un système de stockage de batteries est nécessaire.

Tableau 4-8 : Impact de Δ [Industriel] sur le dimensionnement de stockage – modèle A

Paramètres fixes : SE1-Δ_{ext} = 17%, SF2-Subvention = 50%, SP1-pe= 60$/MWh					
Δ [Industriel]	8.2%	8.3%	8.4%	8.5%	9%
Résultats	Li = 0 NaS = 0 NiCd = 0	Li = 1 NaS = 24 NiCd = 0	Li = 0 NaS = 75 NiCd = 0	Li = 0 NaS = 125 NiCd = 0	Li = 2 NaS = 376 NiCd = 0

Pour le modèle B, nous augmentons le taux de variation annuel de la demande interne globale. À partir de Δ_{int} = 2.8%, un système de stockage de batteries est nécessaire.

Tableau 4-9 : Impact de Δ_{int} sur le dimensionnement de stockage – modèle B

Paramètres fixes : SE1-Δ_{ext} = 17%, SF2-Subvention = 50%, SP1-pe= 60$/MWh				
Δ_{int}	2.7%	2.8%	2.9%	3%
Résultats	Li = 0 NaS = 0 NiCd = 0	Li = 11 NaS = 0 NiCd = 0	Li = 31 NaS = 1 NiCd = 0	Li = 52 NaS = 0 NiCd = 1

N.B : les petits nombres de batteries (1 ou 2) proviennent des contraintes de nombre entiers sur les variables **N [b]**. Si nous relaxons les contraintes en passant **N [b]** entiers à des variables continues, sous les mêmes conditions, ces petits nombres de batteries deviendraient à zéro.

Ces résultats démontrent que la nécessité d'un système de stockage dépend beaucoup de la consommation interne, en particulier dans la mesure où Hydro-Québec est la plupart du temps en situation de surcapacité, ce qui permet de ne pas avoir à lisser la charge tous les jours. Il est donc important de se questionner sur la pertinence d'un système de stockage aussi coûteux dans le contexte d'une baisse de la demande (par exemple, dans l'hypothèse d'une crise économique). De plus, nous remarquons que le modèle A choisit la batterie NaS, qui a le meilleur rapport coût/capacité. Alors que le modèle B choisit la batterie Li, qui a le meilleur rapport capacité/temps de charge/décharge.

Dans cette section §4.2.1, Δ [Industriel] est fixé désormais à 8.3% pour le modèle A et Δ_{int} est fixé à 3% pour le modèle B, qui sont des prévisions très optimistes.

Tableau 4-10 : Nouveaux scénario pour la variation de la demande interne

Scénario demande interne	Industriel	Commercial	Résidentiel	Transports	Global
SD1*. Croissance très forte	+ 8.3%	+ 2.1%	+ 2.7%	+ 1.8%	+ 3%

4.2.1.2 Scénario de la demande externe

Dans un deuxième temps, nous faisons varier le taux de variation annuel de la demande externe en maintenant les autres paramètres constants. Nous constatons que la variation de la demande externe a peu d'impact sur la composition des batteries pour le modèle A. Ce résultat peut s'expliquer par les 2 raisons suivantes :

- Nous avons supposé que la demande externe de l'année 0 représente 2 fois la quantité moyenne exportée des 10 dernières années. Il est possible que le marché extérieur soit saturé à ce niveau. Avec une capacité de production limitée, nous ne pouvons pas satisfaire toutes les demandes sur les marchés extérieurs.
- Le profit d'exportation n'est pas comparable au coût d'investissement des batteries, le modèle ne choisit pas d'investir dans les batteries pour accroitre l'exportation.

Tableau 4-11 : Impact du taux de variation annuel de la demande externe sur le dimensionnement de stockage – modèle A

Paramètres fixes : SD1*-Δ [Industriel]= 8.3%, SP1- pe=60 $/MWh						
Subvention	0%		50%		90%	
Δ_{ext}	- 9%	17%	- 9%	17%	- 9%	17%
Résultats	Li = 0 NaS = 25 NiCd = 0	Li = 0 NaS = 25 NiCd = 0	Li = 0 NaS = 25 NiCd = 0	Li = 1 NaS = 24 NiCd = 0	Li = 0 NaS = 25 NiCd = 0	Li = 0 NaS = 25 NiCd = 0

Par contre, la variation de la demande externe a un impact léger sur la composition des batteries pour le modèle B :

- Lorsqu'il n'y a aucune subvention (SF1), la batterie Li est préférable à la batterie NiCd avec l'augmentation de la demande externe. Ceci s'explique par le fait que la croissance de la demande externe favorise l'exportation, ainsi la production et le stockage, et la batterie Li a une capacité plus grande que la batterie NiCd.
- Lorsqu'il y a une subvention modérée (SF2), la composition des batteries reste inchangée lorsque nous modifions le taux de variation de la demande externe. Seulement la batterie Li est choisie dans ce cas.
- Lorsqu'il y a une subvention importante (SF3), le modèle choisit d'acheter plus de batteries Li avec l'augmentation de la demande externe.

Tableau 4-12 : Impact du taux de variation annuel de la demande externe sur le dimensionnement de stockage – modèle B

Paramètres fixes : SD1*-Δ_{int} = 3%, SP1- pe=60 $/MWh						
Subvention	0%		50%		90%	
Δ_{ext}	- 9%	17%	- 9%	17%	- 9%	17%
Résultats	Li = 25 NaS = 0 NiCd = 28	Li = 35 NaS = 0 NiCd = 18	Li = 52 NaS = 0 NiCd = 1	Li = 52 NaS = 0 NiCd = 1	Li = 649 NaS = 445 NiCd = 100	Li = 675 NaS = 445 NiCd = 100

4.2.1.3 Scénario du prix d'exportation

Ensuite, nous faisons varier le prix d'exportation en maintenant les paramètres de la demande interne, externe et de la subvention constants. Nous observons que le prix d'exportation a peu d'impact sur la composition des batteries pour les deux modèles. Nous pouvons constater que le profit d'exportation est relativement faible devant le coût d'investissement des batteries moitié subventionné (SF2-subvention 50%), les modèles ne choisissent pas d'investir dans les batteries pour augmenter la quantité d'exportation.

Tableau 4-13 : Impact du prix d'exportation sur le dimensionnement de stockage – modèle A

Paramètres fixes : SD1*-Δ [Industriel]= 8.3%, SE1-Δ_{ext} = 17%, SF2-subvetion=50%			
Prix d'exportation ($/MWh)	60	140	200
Résultats	Li = 1 NaS = 24 NiCd = 0	Li = 1 NaS = 24 NiCd = 0	Li = 0 NaS = 25 NiCd = 0

Tableau 4-14 : Impact du prix d'exportation sur le dimensionnement de stockage – modèle B

Paramètres fixes : SD1*-Δ_{int} = 3%, SE1-Δ_{ext} = 17%, SF2-subvetion=50%			
Prix d'exportation ($/MWh)	60	140	200
Résultats	Li = 52 NaS = 0 NiCd = 1	Li = 52 NaS = 0 NiCd = 1	Li = 53 NaS = 0 NiCd = 0

Nous rappelons que les coûts de production correspondants aux trois intervalles sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 4-15 : Intervalles de coût de production d'électricité

Coût de production ($/MWh)	24	40	200

Nous remarquons que peu importe le scénario de prix d'exportation, l'exportation fait du profit avec les deux premiers intervalles de puissance de production, et l'électricité est exportée à perte avec la puissance de production de l'intervalle 3. De ce fait, la quantité d'électricité exportée ne devrait pas beaucoup changer avec l'augmentation du prix d'exportation. Cependant, le prix d'exportation a une influence sur le résultat économique associé. Même si les quantités d'exportation sont similaires, les revenus d'exportation augmenteraient considérablement avec le prix d'exportation.

Tableau 4-16 : Quantité de l'exportation totale selon les prix d'exportation – modèle A

Paramètres fixes : SD1*-Δ [Industriel]= 8.3%, SE1-Δ_{ext} = 17%, SF2-subvention=50%			
Prix d'exportation ($/MWh)	60	140	200
Exportation totale (TWh)	136.6	140.3	145.3
Revenu d'exportation total (M$)	8 196	19 642	29 060

Tableau 4-17 : Quantité de l'exportation totale selon les prix d'exportation – modèle B

Paramètres fixes : SD1*-Δ_{int} = 3%, SE1-Δ_{ext} = 17%, SF2-subvention=50%			
Prix d'exportation ($/MWh)	60	140	200
Exportation totale (TWh)	243.2	243.8	244.7
Revenu d'exportation total (M$)	14 592	34 132	48 940

4.2.1.4 Scénario de la subvention

Enfin, nous faisons varier le coefficient de subvention en maintenant les autres paramètres. Nous déduisons que la subvention a peu d'impact sur la composition des batteries pour le modèle A.

Tableau 4-18 : Impact de la subvention sur le dimensionnement de stockage – modèle A

Paramètres fixes : SD1*-Δ [Industriel] = 8.3%, SE1-Δ_{ext} = 17%, SF1-pe = 60$/MWh			
Subvention	0%	50%	90%
Résultats	Li = 0 NaS = 25 NiCd = 0	Li = 1 NaS = 24 NiCd = 0	Li = 0 NaS = 25 NiCd = 0
Paramètres fixes : SD1*-Δ [Industriel] = 8.3%, SE1-Δ_{ext} = 17%, SF2-pe = 140$/MWh			
Subvention	0%	50%	90%
Résultats	Li = 0 NaS = 25 NiCd = 0	Li = 1 NaS = 24 NiCd = 0	Li = 0 NaS = 25 NiCd = 0
Paramètres fixes : SD1*-Δ [Industriel] = 8.3%, SE1-Δ_{ext} = 17%, SF3-pe = 200$/MWh			
Subvention	0%	50%	90%
Résultats	Li = 0 NaS = 25 NiCd = 0	Li = 1 NaS = 24 NiCd = 0	Li = 0 NaS = 25 NiCd = 0

Par contre, la subvention a un impact relativement important sur la composition des batteries pour le modèle B. En particulier, si nous augmentons la subvention jusqu'à 90%, le modèle choisirait d'acheter beaucoup plus de batteries pour accroitre l'exportation. Ce résultat s'explique par le fait que le coût onéreux d'investissement des batteries est largement subventionné, il devient comparable avec le profit d'exportation dans ce modèle.

Tableau 4-19 : Impact de la subvention sur le dimensionnement de stockage – modèle B

Paramètres fixes : SD1*-Δ_{int}= 3%, SE1-Δ_{ext} = 17%, SF1-pe = 60$/MWh			
Subvention	0%	50%	90%
Résultats	Li = 35 NaS = 0 NiCd = 18	Li = 52 NaS = 0 NiCd = 1	Li = 690 NaS = 445 NiCd = 100
Paramètres fixes : SD1*-Δ_{int}= 3%, SE1-Δ_{ext} = 17%, SF2-pe = 140$/MWh			
Subvention	0%	50%	90%
Résultats	Li = 52 NaS = 0 NiCd = 1	Li = 52 NaS = 0 NiCd = 1	Li = 690 NaS = 445 NiCd = 100
Paramètres fixes : SD1*-Δ_{int}= 3%, SE1-Δ_{ext} = 17%, SF3-pe = 200$/MWh			
Subvention	0%	50%	90%
Résultats	Li = 52 NaS = 0 NiCd = 1	Li = 53 NaS = 0 NiCd = 0	Li = 690 NaS = 445 NiCd = 364

4.2.2 Effet de lissage

Nous avons étudié les impacts des taux de variation annuels des demandes interne et externe, du prix d'exportation et du coefficient de subvention sur les résultats dans la section précédente. Maintenant, nous nous intéressons plutôt à l'effet de lissage effectué par ce système de stockage.

Nous imposons maintenant Δ [Industriel] à 9% dans le modèle A, puisque le modèle est obligé d'acheter beaucoup plus de batteries avec une forte croissance de demande interne. Cela nous permet de disposer plus de capacité de stockage, d'amplifier l'effet de lissage, ainsi d'observer cet effet plus clairement.

Tableau 4-20 : Dimensionnement du stockage en augmentant Δ [Industriel] à 9% - modèle A

Δ [Industriel]	Δ_{ext}	Subvention	Prix d'exportation	Résultat	Capacité
9%	17%	50%	140 $/MWh	Li = 2 NaS = 376 NiCd = 0	18 870 MWh

Nous avons tracé les courbes de production, de la charge satisfaite et de l'électricité stockée dans les batteries dans un même graphe. Selon la définition de notre modèle, la charge satisfaite est la somme de la demande interne, de la réserve, et de l'exportation. Nous présentons ci-dessous la figure exprimant les quantités quotidiennes d'électricité produite, de la charge satisfaite et de l'électricité stockée dans les batteries pendant un an (l'année 0).

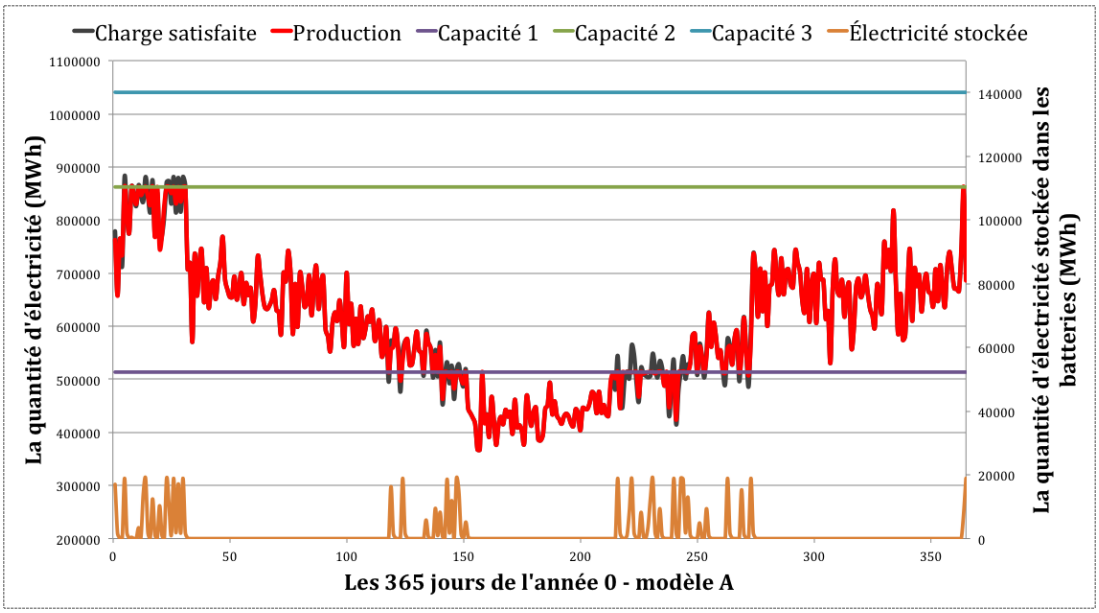


Figure 4-2 : Production et charge satisfaite quotidiennes pour l'année 0

Nous avons introduit un axe des ordonnées secondaire pour la quantité d'électricité stockée, sinon nous ne pourrait pas observer sa courbe dans la figure car cette quantité est très petite devant la quantité de production et celle de la charge satisfaite.

Il est intéressant de remarquer que le système de stockage effectue le lissage si et seulement si la charge se situe autour des capacités critiques (les frontières pour changer le coût de production).

Nous obtenons les courbes suivantes en détaillant le mois de janvier et le mois d'août de la courbe précédente :

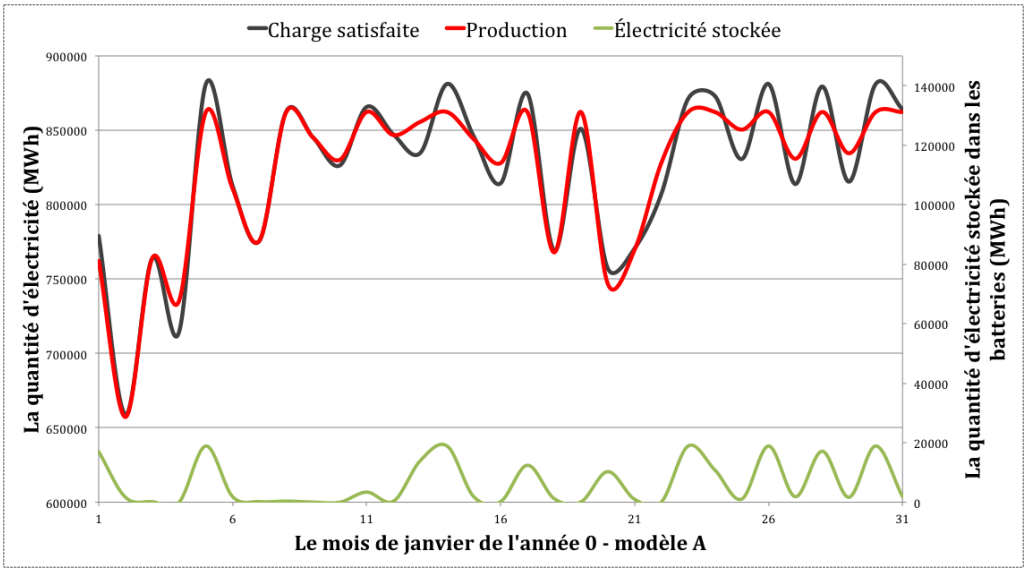


Figure 4-3 : Production et charge satisfaite quotidiennes pour le mois de janvier de l'année 0

Un effet de lissage est bien observé, et le modèle choisit de stocker juste la quantité d'électricité nécessaire pour ne pas passer la capacité critique (intervalle 2 ici).

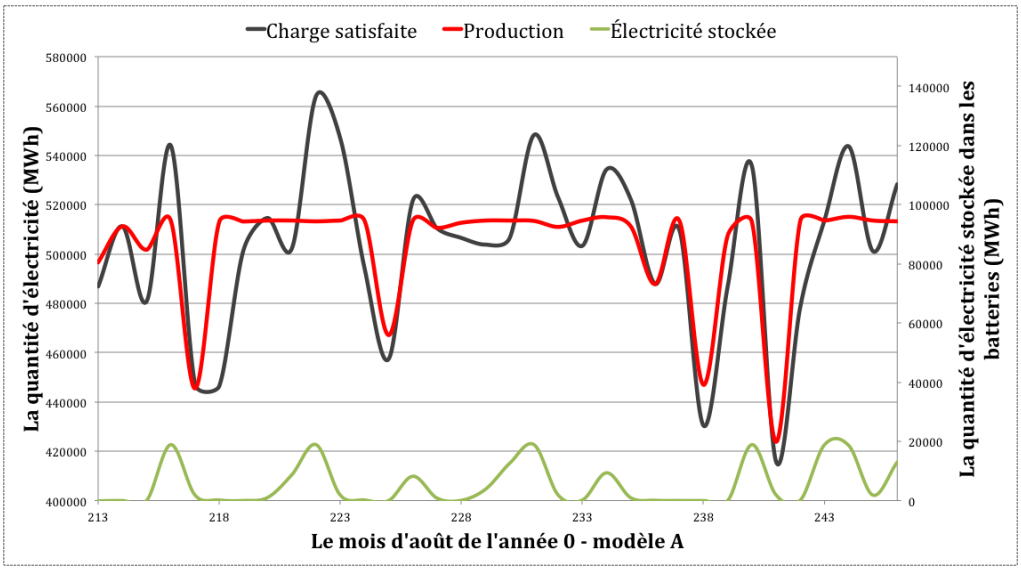


Figure 4-4 : Production et charge satisfaite quotidiennes pour le mois d'août de l'année 0

Malgré la variation importante de la quantité d'électricité distribuée, la production se maintient à un niveau inférieur à la capacité critique (intervalle 2 ici).

En faisant la même chose pour l'année 3, nous obtenons les courbes suivantes :

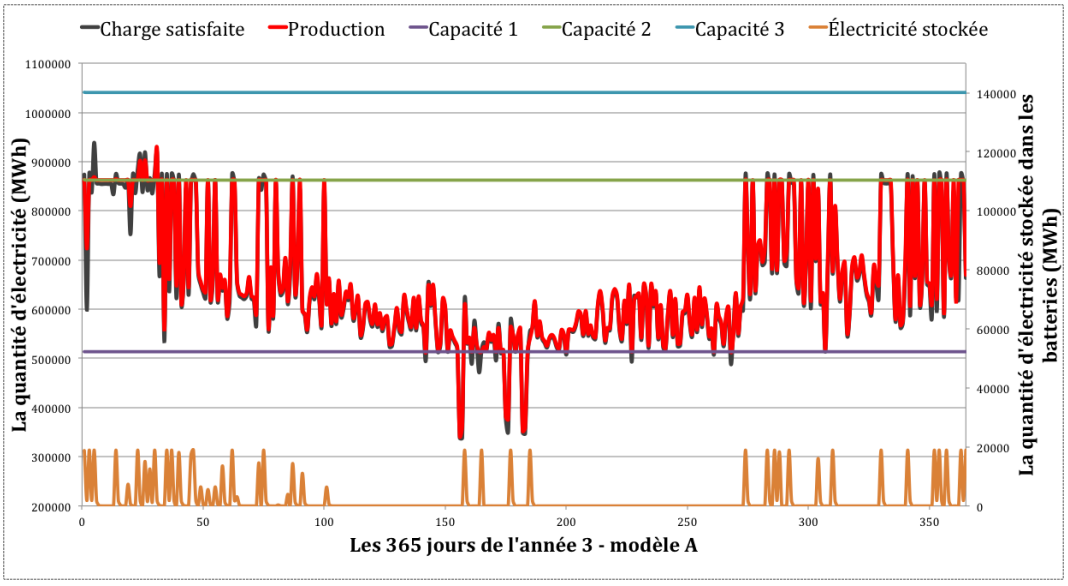


Figure 4-5 : Production et charge satisfaite quotidiennes pour l'année 3

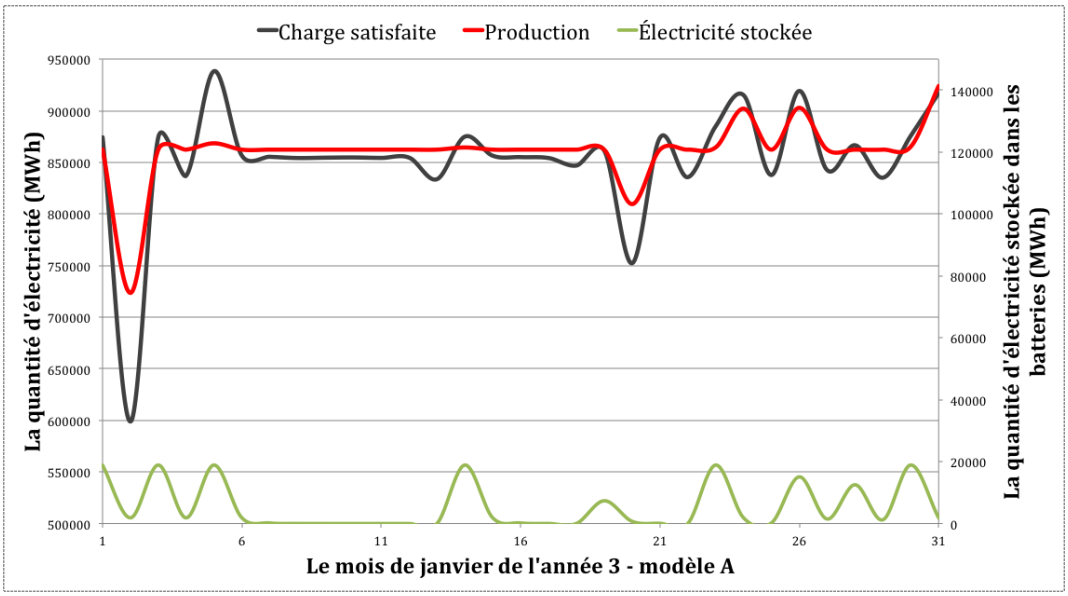


Figure 4-6 : Production et charge satisfaite quotidiennes pour le mois de janvier de l'année 3

Ces résultats montrent bien l'effet de lissage d'un système de stockage. L'électricité est stockée lorsque la demande est faible et réinjectée dans le réseau lorsque la demande est forte. Par contre, lorsque le stockage et une production douce (inférieure à la capacité critique) ne suffisent pas à satisfaire la demande en période de pointe, on doit de produire à un coût relativement plus élevé.

Il en est de même pour le modèle B :

Tableau 4-21 : Dimensionnement du stockage – modèle B

Δ_{int}	Δ_{ext}	Subvention	Prix d'exportation	Résultat	Capacité
3%	17%	50%	140 $/MWh	Li = 52 NaS = 0 NiCd = 1	1 830 MWh

Dans les deux cas suivants, nous remarquons que la production est supérieure à la charge satisfaite pendant les heures hors pointe et inférieure à la charge satisfaite pendant les heures de

pointe. Le système de stockage a bien lissé la charge en baissant la production en heures de pointe.

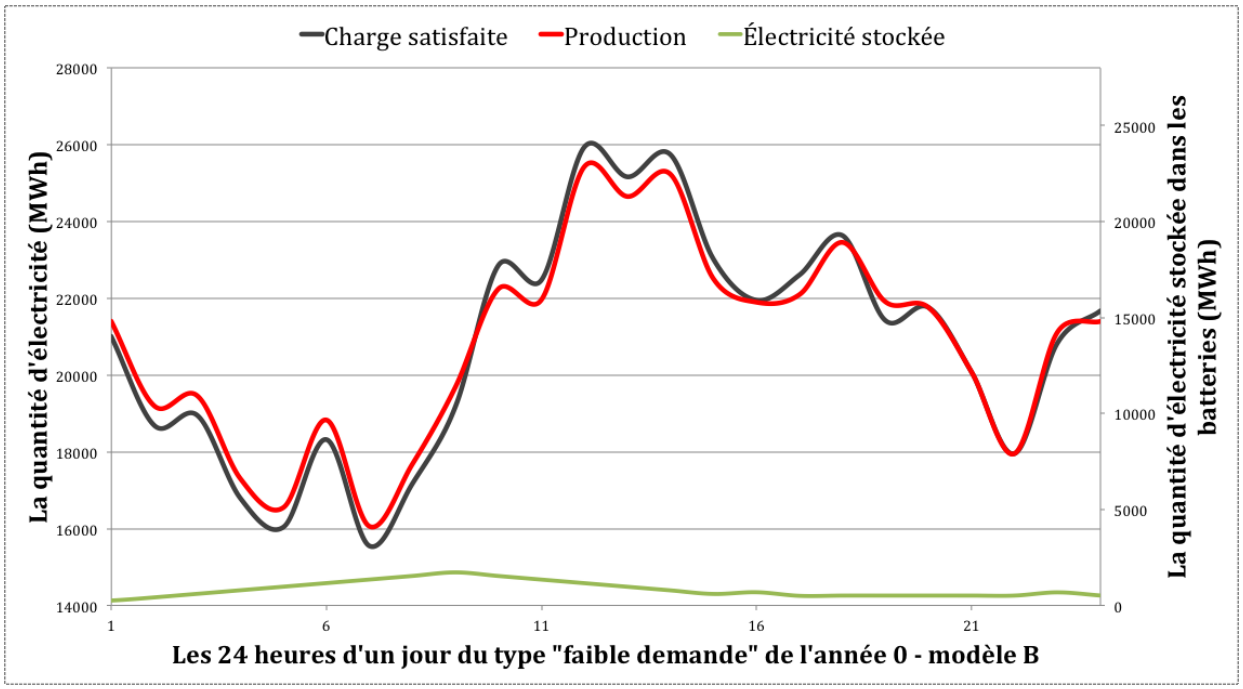


Figure 4-7 : Production et charge satisfaite par heure pour une journée du type « faible demande »

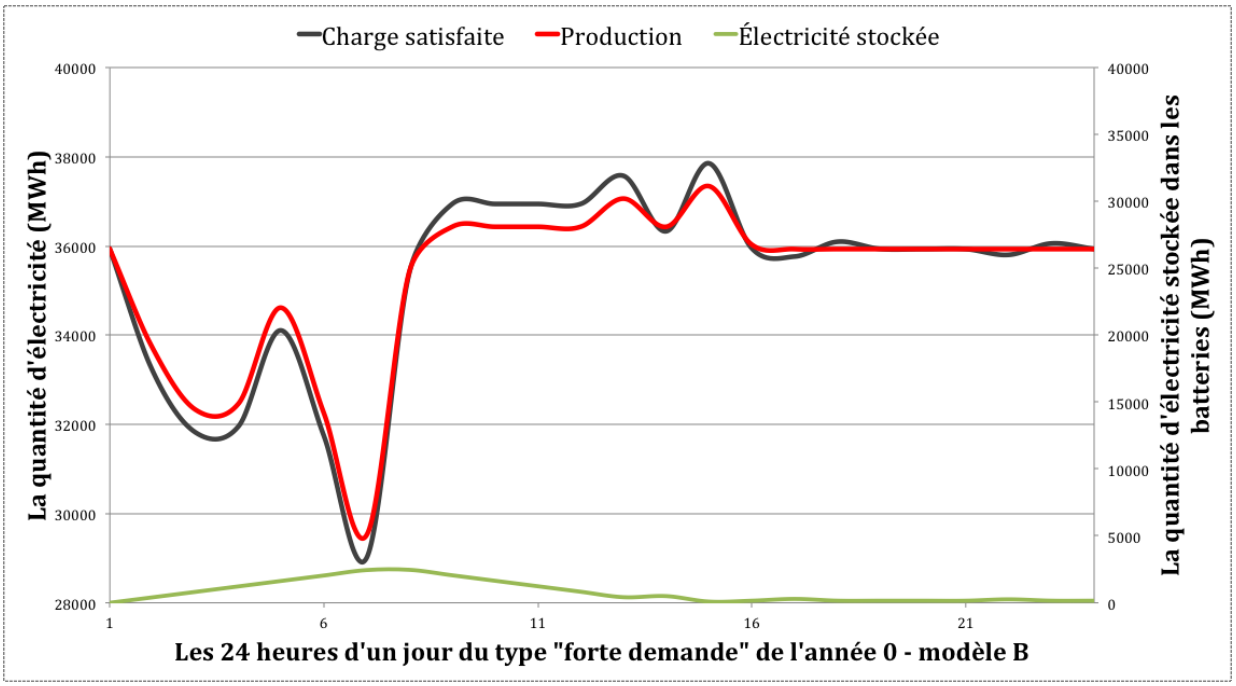


Figure 4-8 : Production et charge satisfaite par heure pour une journée du type « forte demande »

4.2.3 Analyse économique

Dans cette section, nous voulons analyser le bénéfice lié à la présence du système de stockage. Il faudrait donc connaître le bénéfice en l'absence d'un tel système sous exactement les mêmes conditions, qui sera une référence. Cependant, en fixant le nombre de batteries **N [b]** à zéro pour tout « b », les modèles ne sont plus fiables. Ils ne trouvent aucune solution, car à partir d'un certain moment, la demande interne se trouve au-dessus de la capacité maximale de production, la contrainte sur la demande ne pourrait pas être satisfaite.

Nous avons ainsi décidé de diminuer 0.1% le taux de variation annuel de la demande interne pour les deux modèles. Les conditions ne seraient pas exactement pareilles, mais l'approximation reste acceptable. En fixant Δ [Industriel] à 8.2% pour le modèle A et Δ_{int} à 2.7% pour le modèle B, les deux modèles ne choisissent aucune batterie, la valeur objectif de chaque modèle correspond donc au bénéfice sans système de stockage dans le cas associé. En enlevant cette valeur de référence, nous obtenons donc approximativement la valeur ajoutée liée au système de stockage.

Tableau 4-22 : Bénéfices lié au système de stockage sous les différentes conditions – modèle A

Subvention = 50%	Δext = -9%			Δext = 17%		
Prix d'exportation ($/MWh)	60	140	200	60	140	200
À Δ_{ind}= 8.2% Sans batteries	46 431	47 809	62 739	48 594	50 696	65 564
À Δ_{ind}= 8.3% Avec batteries	46 225	48 307	62 761	47 700	56 241	65 603
Valeur ajoutée (M$)	- 206	498	22	- 894	5 545	39

Tableau 4-23 : Bénéfices lié au système de stockage sous les différentes conditions – modèle B

Subvention = 50%	Δext = -9%			Δext = 17%		
À Prix d'exportation ($/MWh)	60	140	200	60	140	200
À Δ_{ind}= 2.7% Sans batteries	41 626	49 723	56 114	43 842	54 641	68 831
À Δ_{ind}= 2.8% Avec batteries	41 591	47 920	52 224	43 803	52 846	75 238
Valeur ajoutée (M$)	- 35	- 1 083	- 3 890	- 39	- 1 795	6 407

Il est ainsi possible de déduire que un système de stockage serait bien rentable si et seulement si l'électricité est exportée à un prix relativement élevé. En outre, une croissance de la demande externe importante est requise pour le modèle B. Sinon la valeur ajoutée d'un système de stockage est assez limitée en terme de profit, à cause de son coût d'investissement onéreux, malgré le fait qu'un tel système permet de mieux gérer les ressources, de lisser la charge, de satisfaire la demande accrue sans augmenter la capacité de production en installant les nouvelles infrastructures.

4.3 Évaluation des modèles

Les modèles d'optimisation développés dans ce mémoire constituent un outil d'aide à l'évaluation des bénéfices liés à un système de stockage de batteries et pour déterminer la taille optimale de stockage en fonction de la stratégie de production et d'exportation. Cependant, l'approche du problème de la modélisation d'un système de stockage de batteries intégré au réseau électrique québécois que nous avons proposée reste très approximative. Les résultats obtenus à partir de nos modèles peuvent favoriser la prise de décision préliminaire concernant un

projet d'investissement énergétique. Une étude plus précise et plus approfondie devrait être réalisée.

Il reste désormais à confronter notre méthode avec les données réelles, qui sont toutefois difficiles à obtenir pour un tel projet. Nous pourrions ainsi tester de manière plus raffinée l'effet de la structure de la demande prévisionnelle, qui risque d'être beaucoup moins lisse que dans nos modèles, ainsi que le rapport coût/capacité des batteries, qui peut être négocié avec les constructeurs. Ces deux dimensions nous laissent optimistes quant aux améliorations que pourrait connaître notre méthode.

CONCLUSION

Comme bien d'autres états, le Québec est actuellement confronté à un important défi énergétique, spécifiquement marqué par une hausse potentielle de la consommation électrique locale et une demande fluctuante des marchés frontaliers. L'amélioration de l'efficacité énergétique et de la gestion des ressources se trouve donc au centre des préoccupations des acteurs de l'industrie électrique. Au cours de ce mémoire, nous avons étudié le problème de l'intégration d'un système de stockage de batteries au réseau électrique québécois et analysé la valeur qu'un tel système pourrait apporter. Celui-ci permet de stocker les surplus d'électricité durant les périodes hors pointe et de réinjecter l'électricité dans le réseau pendant les périodes de pointe. L'utilité pratique d'un tel système est double. Dans un premier temps, le système représente une réserve de secours en cas d'urgence, puis sert à lisser la charge interne, et deuxièmement, il permet d'augmenter l'exportation pendant les périodes de pointe quand l'électricité se vend à prix fort sur les marchés extérieurs.

L'essentiel de l'apport de nos travaux réside dans les 3 points suivants :

- La réalisation d'un inventaire technologique, dans lequel nous avons introduit les technologies de stockage à grande échelle les plus souvent utilisées actuellement, tout en détaillant leurs caractéristiques technique et économiques.
- La modélisation du fonctionnement d'un système de stockage de batteries intégré au réseau électrique par la programmation linéaire.
- La présentation des résultats obtenus avec les modèles développés et l'évaluation de la valeur de ce système de stockage dans les différents scénarios.

La principale limite de notre méthode vient du fait que nous n'avons pas eu l'occasion, pour l'instant, de la tester sur des données issues de la réalité, même si nous avons essayé de la reproduire au mieux, et que nous avons contacté les constructeurs des batteries pour obtenir les données caractéristiques plus réelles et une idée de coût réaliste. Nous avons également testé diverses formes de demande prévisionnelle grâce aux données fournies par le Ministère des Ressources naturelles et la saisonnalité de la consommation québécoise.

En outre, comme ce mémoire n'est qu'une étude préliminaire d'investissement, nous avons dû formuler beaucoup d'hypothèses de simplification. Même si la valeur apportée en théorie par un système de stockage est intéressante selon certains scénarios, qu'en sera-t-il en pratique ? Quel est l'intérêt d'une solution présentant un profit théorique s'élevant jusqu'à quelques milliards de dollars si les erreurs de mesure ou d'exécution sont du même ordre ?

Pour les deux raisons évoquées ci-dessus, il est important de pouvoir évaluer l'intérêt réel de notre approche, afin de se servir comme un outil d'aide à la décision d'investissement plus pertinent.

Pour conclure ce rapport, nous présentons quelques améliorations qu'il serait intéressant d'explorer.

La modélisation de batterie devrait considérer les effets sur:

- La dégradation de l'efficacité de charge/décharge et du taux d'autodécharge avec l'utilisation (vieillissement et usure de la batterie).
- La durée de vie de la batterie en nombre de cycles.
- L'impact de la batterie sur l'environnement et la sécurité (métaux lourds, température de fonctionnement élevée)
- La caractéristique d'emplacement de la batterie (kWh/m^3)

Par ailleurs, concernant le prix unitaire d'électricité exportée, il peut être plus intéressant de le faire varier en fonction de la période et du marché acheteur, plutôt qu'un prix constant pour tous les marchés voisins à n'importe quelle période.

Les demandes peuvent également augmenter une année et diminuer l'année suivante ; elles ne sont pas nécessairement des variations monotones et il vaut donc mieux introduire des taux de variation de la demande non constants.

RÉFÉRENCES

Abbaspour, M., Satkin, M., Mohammadi-Ivatloo, B., Hoseinzadeh Lotfi, F., & Noorollahi, Y. (2013). Optimal operation scheduling of wind power integrated with compressed air energy storage (CAES). Renewable Energy, 51, 53-59.

Agbli, K. S., Hissel, D., Péra, M. C., & Doumbia, I. (2011). EMR modelling of a hydrogen-based electrical energy storage. The European Physical Journal Applied Physics, 54(2), 23404.

Alstom remporte en consortium un contrat de 285 millions d'euros pour réaliser la première centrale hydroélectrique de pompage-turbinage à vitesse variable en Inde. (2011).

Tiré de http://www.alstom.com/fr/press-centre/2011/6/la-premiere-centrale-hydroelectrique-de-pompage-turbinage-a-vitesse-variable-en-Inde/

American Superconductor. (2001). Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) Systems. Retrieved Mars, 2013, Tiré de http://www.azom.com/article.aspx?ArticleID=1123

Anagnostopoulos, J. S., & Papantonis, D. E. (2012). Study of pumped storage schemes to support high RES penetration in the electric power system of Greece. Energy, 45(1), 416-423.

Benitez, P. C., Dragulescu, L. E., & Kooten, G. C. v. (2006). The Economics of Wind Power with Energy Storage. Energy Economics 30.

Boucher, J., & Smeers, Y. (1985). Programmation mathématique et modélisation énergétique. L'Actualité économique, 61(1), 24.

BP Statistical. (2012). BP Statistical Review of World Energy: BP Statistical.

Bradford P., R., & Chet, S. (2012). The Role of Energy Storage in Development of Smart Grids. White Paper Altairnano.

Brooke, A., Kendrick, D., Meeraus, A., & Roman, R. (1998). GAMS : a user's guide. GAMS Development Corporation.

Bussieck MR, D. A. B. (2001). A New Solver For Mixed Integer Nonlinear Programming. GAMS Developpement Corp.

Carol, L. (2009). Des ressorts en nanotubes de carbone pour stocker l'énergie. Techniques de l'Ingénieur.

Tiré de http://www.techniques-ingenieur.fr/actualite/materiaux-thematique_6342/des-ressorts-en-nanotubes-de-carbone-pour-stocker-l-energie-article_6334/

Casacca, M. A., & Salameh, Z. M. (1992). Determination of lead-acid battery capacity via mathematical modeling techniques. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 7(3), 442-446.

Chacra, F. A., Bastard, P., Fleury, G., & Clavreul, R. (2005). Impact of energy storage costs on economical performance in a distribution substation. Power Systems, IEEE Transactions on, 20(2), 684-691.

Chet, S., & Haresh, K. (2009). Determination of Specification Criteria for Large Scale Battery Systems. Paper presented at the Sandia EESAT Conference.

CIRED. Imaclim - Modèles pour l'étude des trajectoires de développement durable. Tiré de http://www.imaclim.centre-cired.fr/spip.php?article159

Clay, D. (2011). DOE Exploring Superconducting Magnet Scheme for Grid Energy Storage. Tiré de http://www.popsci.com/science/article/2011-03/doe-exploring-superconducting-magnet-scheme-grid-scale-energy-storage

Commission de Régulation de l'Énergie. Les différentes technologies stationnaires de stockage de l'électricité. Tiré de http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=stockage-technologies

Converse, A. O. (2012). Seasonal Energy Storage in a Renewable Energy System. Proceedings of the IEEE, 100(2), 401-409.

Couture, P. (2013). Consommation historique d'électricité: Hydro-Québec a eu chaud. Tiré de http://www.lapresse.ca/le-soleil/affaires/consommation/201301/24/01-4614837-consommation-historique-delectricite-hydro-quebec-a-eu-chaud.php

Dahraie, M. V., Najafi, H. R., Azizkandi, R. N., & Nezamdoust, M. R. (2012, 6-8 March 2012). Study on compressed air energy storage coupled with a wind farm. Paper presented at the Renewable Energy and Distributed Generation (ICREDG), 2012 Second Iranian Conference on.

Davidson, B. J., Glendenning, I., Harman, R. D., Hart, A. B., Maddock, B. J., Moffitt, R. D., et al. (1980). Large-scale electrical energy storage. Physical Science, Measurement and Instrumentation, Management and Education - Reviews, IEE Proceedings A, 127(6), 345-385.

DeVries, T., McDowall, J., Umbricht, N., & Linhofer, G. (2004). Cold Storage: Battery energy storage system for Golden Valley Electric Association. ABB Review, 38-43.

Dillow, C. (2012). China Builds the World's Largest Battery, a Building-Sized, 36-Megawatt-Hour Behemoth. Tiré de http://www.popsci.com/science/article/2012-01/china-builds-worlds-largest-battery-36-megawatt-hour-behemoth

Divya, K. C., & Østergaard, J. (2009). Battery energy storage technology for power systems—An overview. Electric Power Systems Research, 79(4), 511-520.

Dongxiao, N., Hui, S., Jianqing, L., & Yanan, W. (2010, 27-29 March 2010). Research on short-term power load time series forecasting model based on BP neural network. Paper presented at the Advanced Computer Control (ICACC), 2010 2nd International Conference on.

Drury, E., Denholm, P., & Sioshansi, R. (2011). The value of compressed air energy storage in energy and reserve markets. Energy, 36(8), 4959-4973.

Dursun, B., & Alboyaci, B. (2010). The contribution of wind-hydro pumped storage systems in meeting Turkey's electric energy demand. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14(7), 1979-1988.

Dursun, B., Alboyaci, B., & Gokcol, C. (2011). Optimal wind-hydro solution for the Marmara region of Turkey to meet electricity demand. Energy, 36(2), 864-872.

Ecosources Info. Stockage d'énergie par volant d’inertie.

Tiré de http://www.ecosources.info/dossiers/Stockage_energie_volant_inertie

Electricity Storage Association. (2011). Sodium sulfur batteries.

Tiré de http://www.electricitystorage.org/technology/tech_archive/battery/nas

Énergie électrique : les défis de 2020 - Les stratégies des provinces. (2011). Tiré de http://www.radio-canada.ca/sujet/electricite-2020/2011/03/22/002-strategies-provinces-electricite.shtml

European Commission. (2011). Technology map of the European strategic energy technology plan (SET-Plan) - Part I: Technology description. (No. EUR 24979): European Commission.

Evan House, V. (2007). Nano-Based Lithium-Ion Batteries for Electric Vehicles. Paper presented at the EPA Pollution Prevention Through Nanotechnology, Arlington, Virginia.

Fehrenbacher, K. (2010). A Next-gen Sodium Grid Battery Outta ARPA-E.

Tiré de http://gigaom.com/2010/03/16/a-next-gen-sodium-grid-battery-outta-arpa-e/

Fritz, C., Klaus-Uwe, M., & Roland, S. (2001). Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation. Paper presented at the Spring 2001 Meeting, Orlando, Florida, USA.

Fung, C. C., Ho, S. C. Y., & Nayar, C. V. (1993, 19-21 Oct 1993). Optimisation of a hybrid energy system using simulated annealing technique. Paper presented at the TENCON '93. Proceedings. Computer, Communication, Control and Power Engineering.1993 IEEE Region 10 Conference on.

Gendreau, M., & Hébert, D. (1998). Le stockage massif de l'énergie hydroélectrique: modèle d'investissement et méthode de solution par décomposition. Université de Montréal, Montréal.

Geoffrion, A. M., & Graves, G. W. (2010). Multicommodity Distribution System Design by Benders Decomposition. In M. S. Sodhi & C. S. Tang (Eds.), A Long View of Research and Practice in Operations Research and Management Science (Vol. 148, pp. 35-61): Springer US.

Gravity Power. GPM Construction Plan. Tiré de http://www.gravitypower.net/index.aspx

Hida, Y., Yokoyama, R., Shimizukawa, J., Iba, K., Tanaka, K., & Seki, T. (2010, 25-29 July 2010). Load following operation of NAS battery by setting statistic margins to avoid risks. Paper presented at the Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE.

HOMER Energy. Tiré de http://homerenergy.com/

Hsu, J. (2010). Texas Town Installs a Monster Battery for Backup Power.

Tiré de http://www.popsci.com/technology/article/2010-04/texas-town-turns-monster-battery-backup-power

Hydroélectricité : stations de transfert d’énergie par pompage (STEP). (2013).

Tiré de http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydroelectricite-stations-de-transfert-d-energie-par-pompage-step

Hydro Québec. (2011). Rapport sur le développement durable 2011.

Tiré de http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_perf_enviro/pdf/rdd_2011.pdf

Hydro Québec. (2012). Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines.

International Energy Agency. (2012). Key World Energy Statistics: International Energy Agency.

Jacob, T. (1997). Pompage-turbinage en Suisse Perspectives au-delà de 2000. Hydropower.

Japan for Sustainability. (2007). Japanese Companies Test System to Stabilize Output from Wind Power. Tiré de http://www.japanfs.org/en/pages/026793.html

Jensen, J. O., Vestb, A. P., Li, Q., & Bjerrum, N. J. (2007). The energy efficiency of onboard hydrogen storage. Journal of Alloys and Compounds, 446,Äì447(0), 723-728.

Jisung, L., Sangkwon, J., Young-Hee, H., & Byung-Jun, P. (2011). Concept of Cold Energy Storage for Superconducting Flywheel Energy Storage System. Applied Superconductivity, IEEE Transactions on, 21(3), 2221-2224.

Key World Energy Statistics. (2012). International Energy Agency.

Kobayashi, Y., Sawa, T., Gunji, K., Yamazaki, J., & Watanabe, M. (2012). Capacity design of distributed battery storage for controlling power variation with large-scale photovoltaic sources in distribution network. Electrical Engineering in Japan, 181(4), 29-37.

Lempérière, F. (2012). Stockage d'énergie par pompage d'eau de mer. [Article de base documentaire]. Techniques de l'ingénieur Innovations en nouvelles énergies, base documentaire : TIB503DUO(ref. article : in300).

Li, H., Wang, Y., Na, H., Liu, H., & Zhou, H. (2009). Rechargeable Ni-Li Battery Integrated Aqueous/Nonaqueous System. Journal of the American Chemical Society, 131(42), 15098-15099.

Loisel, R. (2012). Power system flexibility with electricity storage technologies: A technical–economic assessment of a large-scale storage facility. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 42(1), 542-552.

Loisel, R., Mercier, A., Gatzen, C., & Elms, N. (2011). Market evaluation of hybrid wind-storage power systems in case of balancing responsibilities. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15(9), 5003-5012.

Loisel, R., Mercier, A., Gatzen, C., Elms, N., & Petric, H. (2010). Valuation framework for large scale electricity storage in a case with wind curtailment. Energy Policy, 38(11), 7323-7337.

Loulou, R., Goldstein, G., & Noble, K. (2004). Documentation for the MARKAL Family of Models. Tiré de http://www.iea-etsap.org/web/MrklDoc-I_StdMARKAL.pdf

M, S., H, A., R, F., J, L., C, M., & A, S. (2008). Distributed energy resources on-site optimization for commercial buildings with electric and thermal storage technologies.: Lawrence Nerkeley National Laboratory.

MacGill, I. F., & Kaye, R. (1999). Decentralised coordination of power system operation using dual evolutionary programming. Power Systems, IEEE Transactions on, 14(1), 112-119.

Maly, D. K., & Kwan, K. S. (1995). Optimal battery energy storage system (BESS) charge scheduling with dynamic programming. Science, Measurement and Technology, IEE Proceedings -, 142(6), 453-458.

McDaniel, D., & Devine, M. (1977). A Modified Benders' Partitioning Algorithm for Mixed Integer Programming. Management Science, 24(3), 312-319.

Ministère des Ressources Naturelles du Québec. Consommation d'électricité. Tiré de http://www.mrn.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-consommation-electricite.jsp

Nakhamkin, M. (2012). Dresser-Rand Acquires Compressed Air Energy Storage (CAES) Energy Storage and Power LLC, Tiré de http://www.istockanalyst.com/business/news/5926785/dresser-rand-acquires-compressed-air-energy-storage-caes-intellectual-property-from-energy-storage-and-power-llc-and-dr-michael-nakhamkin

NGK Insulators Ltd. Tiré de http://www.ngk.co.jp/english/products/power/nas/index.html

Nottrott, A., Kleissl, J., & Washom, B. (2013). Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis for grid-connected, photovoltaic-battery storage systems. Renewable Energy, 55, 230-240.

Oudalov, A., Cherkaoui, R., & Beguin, A. (2007, 1-5 July 2007). Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application. Paper presented at the Power Tech, 2007 IEEE Lausanne.

Papic, I., Zunko, P., Krajnc, A., Povh, D., Weinhold, M., & Zurowski, R. (1999, 1999). 300 kW battery energy storage system using an IGBT converter. Paper presented at the Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE.

Parker, C. D. (2001). Lead,Äìacid battery energy-storage systems for electricity supply networks. Journal of Power Sources, 100(1,Äì2), 18-28.

Pompage-Turbinage : la Commission européenne souhaite que la Norvège et la Suisse rejoignent le marché de l'électricité de l'UE. (2011). Objectif Terre, Tiré de http://objectifterre.over-blog.org/article-pompage-turbinage-la-commission-europeenne-souhaite-que-la-norvege-et-la-suisse-rejoignent-le-marche-de-l-electricite-de-l-ue-65309442.html

Saft Battery. Battery systems (stationary applications). Tiré de

http://www.saftbatteries.com/Technologies_Batterysystemschargers_forstationaryapplications_399/Language/en-US/Default.aspx

Salameh, Z. M., Casacca, M. A., & Lynch, W. A. (1992). A mathematical model for lead-acid batteries. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 7(1), 93-98.

Sandia National Laboratories. DOE International Energy Storage Database.

Tiré de http://www.energystorageexchange.org/projects/116

Sarkar, A., & Banerjee, R. (2005). Net energy analysis of hydrogen storage options. International Journal of Hydrogen Energy, 30(8), 867-877.

Shi, J., Tang, Y. J., Ren, L., Li, J. D., & Chen, S. J. (2008). Application of SMES in wind farm to improve voltage stability. Physica C: Superconductivity, 468(15,Äì20), 2100-2103.

Tokyo Electric Power Company. (2012). Fire occurred at NAS battery at the premises of a customer. Tiré de http://www.tepco.co.jp/en/news/topics/11092201-e.html

Transmission development Inc. Champlain Hudson Power Express Project: Project Development Portal. Tiré de http://www.cpexpress.com/

Tsung-Ying, L. (2007). Operating Schedule of Battery Energy Storage System in a Time-of-Use Rate Industrial User With Wind Turbine Generators: A Multipass Iteration Particle Swarm Optimization Approach. Energy Conversion, IEEE Transactions on, 22(3), 774-782.

Tuohy, A., & O'Malley, M. (2011). Pumped storage in systems with very high wind penetration. Energy Policy, 39(4), 1965-1974.

U.S. Energy Information Administration. (2011). Internation Energy Outlook 2011: U.S. Energy Information Administration.

Un stockage solide d'hydrogène pour le nouvel aéroport de Berlin. (2012). Enerzine.com, Tiré de http://www.enerzine.com/14/14911+un-stockage-solide-dhydrogene-pour-le-nouvel-aeroport-de-berlin+.html

Une nouvelle technologie pour le stockage de l'énergie houlomotrice. (2012). Energies & environnement. Tiré de http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/69461.htm

United Press International. (2011). EU wants Swiss in common energy market. United Press International. Tiré de http://www.upi.com/Science_News/Resource-Wars/2011/01/18/EU-wants-Swiss-in-common-energy-market/UPI-84651295362930/

Walker, L. H. (1990). 10-MW GTO converter for battery peaking service. Industry Applications, IEEE Transactions on, 26(1), 63-72.

Wang, U. (2011). The World's Largest Lithium-Ion Battery Farm Comes Online. Tiré de http://www.forbes.com/sites/uciliawang/2011/10/27/worlds-largest-lithium-ion-battery-farm/

Weihao, H., Zhe, C., & Bak-Jensen, B. (2010, 25-29 July 2010). Optimal operation strategy of battery energy storage system to real-time electricity price in Denmark. Paper presented at the Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE.

Werfel, F. N., Floegel-Delor, U., Riedel, T., Rothfeld, R., Wippich, D., Goebel, B., et al. (2010). Towards High-Capacity HTS Flywheel Systems. Applied Superconductivity, IEEE Transactions on, 20(4), 2272-2275.

Xiaohong, G., Luh, P. B., Houzhong, Y., & Rogan, P. (1994). Optimization-based scheduling of hydrothermal power systems with pumped-storage units. Power Systems, IEEE Transactions on, 9(2), 1023-1031.

ANNEXE 1 – RÉSUMÉ DU MODÈLE A

Ensembles

Ensemble	Description	Taille
B	Différents types de batterie {Li, NaS, NiCd}	3
S	Quatre secteurs {Industriel, Commercial, Résidentiel, Transports}	4
D	Nombre de jours par an {1, 2, .., 365}	365
Y	Nombre d'années de projet {0, 1, .., 5}	6
U	Indice {1, 2, 3}	3

Variables

Type	Symbole	Description	Type	Unité
Batteries	Pc [b, d, y]	Puissance de charge des batteries b à [d, y]	cont	MW
	Pd [b, d, y]	Puissance de décharge des batteries b à [d, y]	cont	MW
	E [b, d, y]	Énergie totale dans les batteries b à [d, y]	cont	MWh
	N[b]	Nombre de cellules de la batterie b	ent	1
Production	Pp [d, y]	Puissance moyenne de production à [d, y]	cont	MW
	p [u, d, y]	Coefficient de la combinaison linéaire	cont	%
	bi [u, d, y]	Puissance de production sur palier u = 1 sinon = 0	bin	1
Exportation	Exp [d, y]	Électricité exportée à [d, y]	cont	MWh

Paramètres

Type	Symbole	Description	Unité
Batteries	auto[b]	Taux d'autodécharge	%
	e[b]	Efficacité de charge/décharge	%
	Pmc[b]	Puissance maximale de charge	MW
	Pmd[b]	Puissance maximale de décharge	MW
	Em[b]	Énergie maximale dans la batterie	MWh
	ei[b]	Pourcentage d'énergie initiale	%
	ddv[b]	Durée de vie de la batterie b	an
	ca[b]	Coût d'achat/cellule	$
	co[b]	Coût d'opération et maintenance/cellule/an	$
	Ci[b]	Coût d'investissement total	$
	Co[b]	Coût d'opération et maintenance total	$
	1-α	Pourcentage de subvention d'investissement	%
	1-β	Pourcentage de subvention/an	%
Production	Ppm	Puissance de production moyenne	MW
	Cp_{hydro}	Capacité maximale d'hydroélectrique	MW
	Cp_{max}	Capacité maximale totale	MW
	cp1	Coût de production unitaire d'électricité palier 1	$/MWh
	cp2	Coût de production unitaire d'électricité palier 2	$/MWh
	cp3	Coût de production unitaire d'électricité palier 3	$/MWh
	cost [d, y]	Coût total de la production à [d, y]	$
	Ct	Coût total de production d'électricité actualisé	$
Demande	Qds [d, s]	Demande en électricité du jour d de secteur s	MWh
	Δ[s]	Taux de variation annuel de la demande de secteur s	%

	Qd [d, y]	Demande d'électricité québécoise à [d, y]	MWh
	pd[s]	Prix de vente au Québec de secteur s	$/MWh
	rd [d, y]	Revenu de vente d'électricité au Québec à [d, y]	$
	Rd	Revenu total de vente du Québec actualisé	$
	r	Coefficient de réserve de secours	%
	Qr [d, y]	Réserve de secours	MWh
Exportation	Qd_{ext}[d]	Demande externe d'électricité du jour d	MWh
	Δ_{ext}	Taux de variation annuel de la demande externe	%
	pe	Prix de vente aux marchés extérieurs	$/MWh
	re [d, y]	Revenu par l'exportation à [d, y]	$
	Re	Revenu total actualisé lié à l'exportation	$
Autres	i	Taux d'actualisation	%
	T	Incrément horaire (24 heures)	Heure

Fonction objectif

$$\max\left(\mathrm{Re} + \mathrm{Rd} - \mathrm{Ct} - \sum_{b\in B}(\alpha\times \mathrm{Ci}[b] + \beta\times \mathrm{Co}[b])\right)$$

Contraintes

$$\forall b \in B, \qquad \mathrm{Ci}[b] \geq \sum_{y\in Y} \mathbf{N}[\mathbf{b}]\times \frac{\mathrm{ca}[b]}{\mathrm{ddv}[b]}\times \frac{1}{(1+\mathrm{i})^{y}} \qquad \textbf{(1)}$$

(2)

$$\forall b \in B, \qquad Co[b] \geq \sum_{y \in Y} \frac{\mathbf{N}[\mathbf{b}] \times co[b]}{(1+i)^y}$$

$$\forall b \in B, \forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad \mathbf{E}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \leq \mathbf{N}[\mathbf{b}] \times Em[b] \tag{3}$$

$$\forall b \in B, \forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad \mathbf{Pc}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \leq \mathbf{N}[\mathbf{b}] \times Pmc[b] \tag{4}$$

$$\forall b \in B, \forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad \mathbf{Pd}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \leq \mathbf{N}[\mathbf{b}] \times Pmd[b] \tag{5}$$

$$\forall b \in B, \forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad \mathbf{Pd}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \times T \leq \mathbf{E}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \tag{6}$$

$\forall b \in B, \forall d \in D \backslash \{365\}, \forall y \in Y,$

$$\mathbf{E}[\mathbf{b}, \mathbf{d}+\mathbf{1}, \mathbf{y}] = \mathbf{E}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \times auto[b] + \mathbf{Pc}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \times e[b] \times T - \mathbf{Pd}[\mathbf{b}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \times e[b] \times T \tag{7}$$

$$\forall b \in B, \qquad \mathbf{E}[\mathbf{b}, \mathbf{1}, \mathbf{0}] = ei[b] \times Em[b] \times \mathbf{N}[\mathbf{b}] \tag{8}$$

$$\forall b \in B, \forall y \in Y \backslash \{n\}, \qquad \mathbf{E}[\mathbf{b}, \mathbf{1}, \mathbf{y}+\mathbf{1}] = \mathbf{E}[\mathbf{b}, \mathbf{365}, \mathbf{y}] \tag{9}$$

$$\forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad \sum_{u \in U} \mathbf{bi}[\mathbf{u}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] = 1 \tag{10}$$

$$\forall u \in U, \forall d \in D, \forall y \in Y, \qquad 0 \leq \mathbf{p}[\mathbf{u}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \leq \mathbf{bi}[\mathbf{u}, \mathbf{d}, \mathbf{y}] \tag{11}$$

$\forall d \in D, \forall y \in Y,$

$$\mathbf{Pp}[\mathbf{d},\mathbf{y}] = \mathrm{P_{pm}}\times\mathbf{p}[\mathbf{1},\mathbf{d},\mathbf{y}] + \left(\mathrm{P_{pm}}\times\mathbf{bi}[\mathbf{2},\mathbf{d},\mathbf{y}] + \left(\mathrm{Cp_{hydro}} - \mathrm{P_{pm}}\right)\times\mathbf{p}[\mathbf{2},\mathbf{d},\mathbf{y}]\right) + (\mathrm{Cp_{hydro}}\times \mathbf{bi}[\mathbf{3},\mathbf{d},\mathbf{y}] + (\mathrm{Cp_{max}} - \mathrm{Cp_{hydro}})\times\mathbf{p}[\mathbf{3},\mathbf{d},\mathbf{y}] \quad \textbf{(12)}$$

$$\forall \mathrm{d} \in \mathrm{D}, \forall \mathrm{y} \in \mathrm{Y}, \qquad 0 \leq \mathbf{Pp}[\mathbf{d},\mathbf{y}] \leq \mathrm{Cp_{max}} \quad \textbf{(13)}$$

$\forall \mathrm{d} \in \mathrm{D}, \forall \mathrm{y} \in \mathrm{Y},$

$$\mathrm{cost}[\mathrm{d},\mathrm{y}] = \mathrm{T}\times\{\mathrm{P_{pm}}\times\mathrm{cp1}\times\mathbf{p}[\mathbf{1},\mathbf{d},\mathbf{y}] + \left(\mathrm{P_{pm}}\times\mathrm{cp1}\times\mathbf{bi}[\mathbf{2},\mathbf{d},\mathbf{y}] + \left(\mathrm{Cp_{hydro}} - \mathrm{P_{pm}}\right)\times\mathrm{cp2}\times \mathbf{p}[\mathbf{2},\mathbf{d},\mathbf{y}]\right) + \left(\left(\mathrm{P_{pm}}\times\mathrm{cp1} + \left(\mathrm{Cp_{hydro}} - \mathrm{P_{pm}}\right)\times\mathrm{cp2}\right)\times\mathbf{bi}[\mathbf{3},\mathbf{d},\mathbf{y}] + \left(\mathrm{Cp_{max}} - \mathrm{Cp_{hydro}}\right)\times\mathrm{cp3}\times \mathbf{p}[\mathbf{3},\mathbf{d},\mathbf{y}]\right)\} \quad \textbf{(14)}$$

$$\mathrm{Ct} = \sum_{\mathrm{y}\in\mathrm{Y}}\sum_{\mathrm{d}\in\mathrm{D}} \frac{\mathrm{cost}[\mathrm{d},\mathrm{y}]}{(1+\mathrm{i})^{\mathrm{y}}} \quad \textbf{(15)}$$

$$\forall \mathrm{d} \in \mathrm{D}, \forall \mathrm{y} \in \mathrm{Y}, \qquad \mathbf{Exp}[\mathbf{d},\mathbf{y}] \leq \mathrm{Qd_{ext}}[\mathrm{d}]\times(1+\Delta_{\mathrm{ext}})^{\mathrm{y}} \quad \textbf{(16)}$$

$$\forall \mathrm{d} \in \mathrm{D}, \forall \mathrm{y} \in \mathrm{Y}, \ \mathrm{re}[\mathrm{d},\mathrm{y}] = \mathrm{pe}\times\mathbf{Exp}[\mathbf{d},\mathbf{y}] \quad \textbf{(17)}$$

$$\mathrm{Re} = \sum_{\mathrm{y}\in\mathrm{Y}}\sum_{\mathrm{d}\in\mathrm{D}} \frac{\mathrm{re}[\mathrm{d},\mathrm{y}]}{(1+\mathrm{i})^{\mathrm{y}}} \quad \textbf{(18)}$$

$\forall \mathrm{d} \in \mathrm{D}, \forall \mathrm{y} \in \mathrm{Y},$

$$\sum_{\mathrm{b}\in\mathrm{B}} \mathrm{e}[\mathrm{b}]\times\mathbf{Pd}[\mathbf{b},\mathbf{d},\mathbf{y}]\times\mathrm{T} + \left(\mathbf{Pp}[\mathbf{d},\mathbf{y}] - \sum_{\mathrm{b}\in\mathrm{B}} \mathbf{Pc}[\mathbf{b},\mathbf{d},\mathbf{y}]\right)\times\mathrm{T} \quad \textbf{(19)}$$

$$\geq \mathrm{Qd}[\mathrm{d},\mathrm{y}] + \mathrm{Qr}[\mathrm{d},\mathrm{y}] + \mathbf{Exp}[\mathbf{d},\mathbf{y}]$$

ANNEXE 2 – RÉSUMÉ DU MODÈLE B

Ensembles

Ensemble	Description	Taille
B	Différents type de batterie {Li, NaS, NiCd}	3
H	24 heures par jour {0, 1, …,23}	24
J	3 types de journée au niveau de la demande {forte, moyenne, faible}	3
Y	Nombre d'années de projet {0, 1, .., 5}	6
U	Indice {1, 2, 3}	3

Variables

Type	Symbole	Description	Type	Unité
Batteries	Pc [b, h, j, y]	Puissance de charge des batteries b à [h, j, y]	cont	MW
	Pd [b, h, j, y]	Puissance de décharge des batteries b à [h, j, y]	cont	MW
	E [b, h, j, y]	Énergie totale dans les batteries b à [h, j, y]	cont	MWh
	N[b]	Nombre de cellules de la batterie b	ent	1
	b_{syn} [b, h, j,y]	Variable binaire interdisant les batteries de charger et décharger en même temps	bin	1
Production	Pp [h, j, y]	Puissance moyenne de production à [h, j, y]	cont	MW
	p [u, h, j, y]	Coefficient de la combinaison linéaire	cont	%
	bi [u, h, j, y]	Puissance de production sur palier u = 1 sinon = 0	bin	1
Exportation	Exp [h, j, y]	Électricité exportée à [h, j, y]	cont	MWh

Paramètres

Type	Symbole	Description	Unité
Batteries	auto[b]	Taux d'autodécharge	%
	e[b]	Efficacité de charge/décharge	%
	Pmc[b]	Puissance maximale de charge	MW
	Pmd[b]	Puissance maximale de décharge	MW
	Em[b]	Énergie maximale dans la batterie	MWh
	ei[b]	Pourcentage d'énergie initiale	%
	ddv[b]	Durée de vie de la batterie b	an
	ca[b]	Coût d'achat/cellule	$
	co[b]	Coût d'opération et maintenance/cellule/an	$
	Ci[b]	Coût d'investissement total	$
	Co[b]	Coût d'opération et maintenance total	$
	1-α	Pourcentage de subvention d'investissement	%
	1-β	Pourcentage de subvention/an	%
Production	Ppm	Puissance de production moyenne	MW
	Cp_{hydro}	Capacité maximale d'hydroélectrique	MW
	Cp_{max}	Capacité maximale totale	MW
	cp1	Coût de production unitaire d'électricité palier 1	$/MWh
	cp2	Coût de production unitaire d'électricité palier 2	$/MWh
	cp3	Coût de production unitaire d'électricité palier 3	$/MWh
	cost [h, j, y]	Coût total de la production à [h, j, y]	$
	Ct	Coût total de production d'électricité actualisé	$

Demande	Qds [h, j]	Demande en électricité à [h, j]	MWh
	Δ_{int}	Taux de variation annuel de la demande interne	%
	Qd [h, j, y]	Demande d'électricité québécoise à [h, j, y]	MWh
	pd	Prix de vente moyen au Québec	$/MWh
	Rd	Revenu total de vente du Québec actualisé	$
	r	Coefficient de réserve de secours	%
	Qr [h, j, y]	Réserve de secours	MWh
Exportation	Qd_{ext}[h, j]	Demande externe d'électricité à [h, j]	MWh
	Δ_{ext}	Taux de variation annuel de la demande externe	%
	pe	Prix de vente aux marchés extérieurs	$/MWh
	Re	Revenu total actualisé lié à l'exportation	$
Autres	i	Taux d'actualisation	%
	T	Incrément horaire (24 heures)	Heure
	T_j	Nombre de jours du type j	jour
	M	Un grand nombre pour les calculs	1

Fonction objectif

$$\max\left(\mathrm{Re}+\mathrm{Rd}-\mathrm{Ct}-\sum_{b\in B}(\alpha\times \mathrm{Ci}[b]+\beta\times \mathrm{Co}[b])\right)$$

Contraintes

$$\forall b\in B,\qquad \mathrm{Ci}[b]\geq \sum_{y\in Y}\mathbf{N}[\mathbf{b}]\times\frac{\mathrm{ca}[b]}{\mathrm{ddv}[b]}\times\frac{1}{(1+\mathrm{i})^{y}} \qquad \textbf{(1)}$$

$$\forall \mathrm{b} \in \mathrm{B}, \qquad \mathrm{Co[b]} \geq \sum_{\mathrm{y} \in \mathrm{Y}} \frac{\mathbf{N[b]} \times \mathrm{co[b]}}{(1+\mathrm{i})^{\mathrm{y}}} \tag{2}$$

$$\forall b \in B, \forall h \in H, \forall j \in J, \forall \mathrm{y} \in \mathrm{Y}, \qquad \mathbf{E[b,h,j,y]} \leq \mathbf{N[b]} \times \mathrm{Em[b]} \tag{3}$$

$$\forall b \in B, \forall h \in H, \forall j \in J, \forall \mathrm{y} \in \mathrm{Y}, \qquad \mathbf{Pc[b,h,j,y]} \leq \mathbf{N[b]} \times \mathrm{Pmc[b]} \tag{4}$$

$$\forall b \in B, \forall h \in H, \forall j \in J, \forall \mathrm{y} \in \mathrm{Y}, \qquad \mathbf{Pd[b,h,j,y]} \leq \mathbf{N[b]} \times \mathrm{Pmd[b]} \tag{5}$$

$$\forall b \in B, \forall h \in H, \forall j \in J, \forall \mathrm{y} \in \mathrm{Y}, \qquad \mathbf{Pd[b,h,j,y]} \times \mathrm{T_j} \leq \mathbf{E[b,h,j,y]} \tag{6}$$

$$\forall \mathrm{b} \in \mathrm{B}, \forall \mathrm{h} \in \mathrm{H} \backslash \{23\}, \forall \mathrm{j} \in \mathrm{J}, \forall \mathrm{y} \in \mathrm{Y},$$
$$\mathbf{E[b,h+1,j,y]} = \mathbf{E[b,h,j,y]} \times \mathrm{auto[b]} + \mathbf{Pc[b,h,j,y]} \times \mathrm{e[b]} \times \mathrm{T} - \mathbf{Pc[b,h,j,y]} \times \mathrm{e[b]} \times \mathrm{T_j} \tag{7}$$

$$\forall \mathrm{b} \in \mathrm{B}, \forall \mathrm{j} \in \mathrm{J}, \forall \mathrm{y} \in \mathrm{Y}, \qquad \mathbf{E[b,0,j,y]} = \mathrm{ei[b]} \times \mathrm{Em[b]} \times \mathbf{N[b]} \tag{8}$$

$$\forall \mathrm{b} \in \mathrm{B}, \forall \mathrm{h} \in \mathrm{H}, \forall \mathrm{j} \in \mathrm{J}, \forall \mathrm{y} \in \mathrm{Y}, \qquad \mathbf{Pd[b,h,j,y]} \leq \mathbf{b_{syn}[b,h,j,y]} \times \mathrm{M} \tag{9}$$

$$\forall \mathrm{b} \in \mathrm{B}, \forall \mathrm{h} \in \mathrm{H}, \forall \mathrm{j} \in \mathrm{J}, \forall \mathrm{y} \in \mathrm{Y}, \qquad \mathbf{Pc[b,h,j,y]} \leq (1 - \mathbf{b_{syn}[b,h,j,y]}) \times \mathrm{M} \tag{10}$$

$$\forall \mathrm{h} \in \mathrm{H}, \forall \mathrm{j} \in \mathrm{J}, \forall \mathrm{y} \in \mathrm{Y}, \qquad \sum_{\mathrm{u} \in \mathrm{U}} \mathbf{bi[u,h,j,y]} = 1 \tag{11}$$

$$\forall u \in U, \forall h \in H, \forall j \in J, \forall y \in Y,\ 0 \leq \mathbf{p}[\mathbf{u}, \mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] \leq \mathbf{bi}[\mathbf{u}, \mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] \quad \textbf{(12)}$$

$\forall h \in H, \forall j \in J, \forall y \in Y,$

$$\mathbf{Pp}[\mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] = P_{pm} \times \mathbf{p}[\mathbf{1}, \mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] + \left(P_{pm} \times \mathbf{bi}[\mathbf{2}, \mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] + \left(Cp_{hydro} - P_{pm}\right) \times \mathbf{p}[\mathbf{2}, \mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}]\right) + (Cp_{hydro} \times \mathbf{bi}[\mathbf{3}, \mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] + (Cp_{max} - Cp_{hydro}) \times \mathbf{p}[\mathbf{3}, \mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] \quad \textbf{(13)}$$

$$\forall h \in H, \forall j \in J, \forall y \in Y, \qquad 0 \leq \mathbf{Pp}[\mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] \leq Cp_{max} \quad \textbf{(14)}$$

$\forall h \in H, \forall j \in J, \forall y \in Y,$

$$\text{cost}[h, j, y] = T_j \times \{P_{pm} \times cp1 \times \mathbf{p}[\mathbf{1}, \mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] + \left(P_{pm} \times cp1 \times \mathbf{bi}[\mathbf{2}, \mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] + \left(Cp_{hydro} - P_{pm}\right) \times cp2 \times \mathbf{p}[\mathbf{2}, \mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}]\right) + \left(\left(P_{pm} \times cp1 + \left(Cp_{hydro} - P_{pm}\right) \times cp2\right) \times \mathbf{bi}[\mathbf{3}, \mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] + \left(Cp_{max} - Cp_{hydro}\right) \times cp3 \times \mathbf{p}[\mathbf{3}, \mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}]\right)\} \quad \textbf{(15)}$$

$$Ct = \sum_{y \in Y} \sum_{h \in H} \sum_{j \epsilon J} \frac{\text{cost}[h, j, y] \times T_j}{(1 + i)^y} \quad \textbf{(16)}$$

$$\forall h \in H, \forall j \in J, \forall y \in Y, \qquad \mathbf{Exp}[\mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] \leq Qd_{ext}[h, j] \times (1 + \Delta_{ext})^y \quad \textbf{(17)}$$

$$Re = \sum_{y \epsilon Y} \sum_{h \epsilon H} \sum_{j \epsilon J} \frac{pe \times \mathbf{Exp}[\mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] \times T_j}{(1 + i)^y} \quad \textbf{(18)}$$

$\forall h \in H, \forall j \in J, \forall y \in Y,$

$$\sum_{b \in B} e[b] \times \mathbf{Pd}[\mathbf{b}, \mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] \times T_j + \left(\mathbf{Pp}[\mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] - \sum_{b \in B} \mathbf{Pc}[\mathbf{b}, \mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}] \right) \times T_j \quad \textbf{(19)}$$

$$\geq Qd[h, j, y] + Qr[h, j, y] + \mathbf{Exp}[\mathbf{h}, \mathbf{j}, \mathbf{y}]$$