



Analyse des corridors électriques selon l'approche TIMES

par

Hichem Garbouj

Sciences de la gestion
(Méthodes analytiques de gestion)

*Mémoire présenté en vue de l'obtention
du grade de maîtrise ès sciences
(M. Sc.)*

Mai, 2013 © Hichem GARBOUJ, 2013

Remerciements

J'adresse mes sincères remerciements à mon directeur de recherche Olivier BAHN et à mon codirecteur Jean-Philippe WAAUB pour leur patience et leur disponibilité.

Je réserve aussi de vifs remerciements à Kathleen VAILLANCOURT et Camille FERTEL pour l'aide précieuse qu'elles m'ont fournie pour mener à bien ce travail.

Je ne peux évidemment pas oublier de remercier Sébastien DEBIA qui a été un ami et un conseiller et qui m'a orienté dans mes recherches.

Un grand merci à ma famille et à mes amis pour leur soutien sans faille tout au long de ma maîtrise.

Enfin, je remercie le Conseil de Recherches en Sciences Naturelles et en Génie du Canada (CRSNG), le Ministère du Développement Économique, de l'Innovation et de l'Exportation du Québec (MDEIE), Hydro-Québec, Ressources Naturelles Canada et Environnement Canada qui ont contribués au financement de ce projet.

Résumé

Ce rapport s'intéresse à la modélisation des corridors électriques selon une approche technico-économique. L'objectif est d'analyser l'évolution des infrastructures qui permettent de garantir les échanges d'électricité interprovinciaux au Canada et entre le Canada et les États-Unis à l'horizon 2050. Le modèle TIMES, utilisé au cours de ce travail, est un modèle d'optimisation bottom-up permettant de minimiser le coût total du système.

Une vaste documentation des interconnexions de chaque province canadienne ainsi qu'une étude des spécificités de l'électricité et de ses mécanismes d'échange ont été nécessaires pour la modélisation des corridors électriques. Différents scénarios ont ensuite été développés en vue d'analyser l'évolution du secteur.

Mots-clés : TIMES, optimisation, électricité, interconnexions, corridors.

Table des matières

Introduction	1
1 Secteur de l'électricité en Amérique du Nord	3
1.1 Sources de production de l'électricité	3
1.1.1 Mix électrique canadien	4
1.1.2 Mix électrique américain	5
1.1.3 Analyse des enjeux liés à la production de l'électricité	6
1.2 Organisation des marchés de l'électricité	6
1.2.1 Standard Market Design	7
1.2.2 Architecture des marchés de l'électricité aux États-Unis	7
1.2.3 Réglementation des exportations d'électricité au Canada	8
1.2.4 Analyse des enjeux liés à l'ouverture des marchés de l'électricité	9
2 Modélisation des réseaux de transport et de distribution de l'électricité	11
2.1 Éléments caractéristiques de l'électricité	12
2.1.1 Les pertes par effet Joule	12
2.1.2 Les capacités des lignes et la gestion des congestions	13
2.1.3 Le flux d'électricité	13
2.1.4 L'équilibre de l'offre et de la demande	13
2.2 Modèle de tarification nodale	14
2.2.1 Spécifications du modèle	14
2.2.2 Résolution du problème	16
2.2.3 Utilisations du modèle	16
2.3 Modélisation prospective	17

2.3.1	Classification des modèles prospectifs	17
2.3.2	Application des modèles de la famille MARKAL au secteur électrique	19
3	Le modèle TIMES	21
3.1	Définition et applications du modèle TIMES	21
3.2	Paramètres du modèle	22
3.3	Système de référence énergétique	23
3.4	Propriétés de l'équilibre partiel du modèle	24
3.4.1	Linéarité	24
3.4.2	Maximisation du surplus total	25
3.4.3	Marché concurrentiel à information parfaite	27
3.5	Le programme d'optimisation	27
3.5.1	Variables de décision	27
3.5.2	Fonction objectif	28
3.5.3	Contraintes	29
3.5.4	Formulation mathématique du problème	29
3.6	TIMES-Canada	31
4	Modélisation des corridors électriques	34
4.1	Caractérisation des interconnexions électriques	34
4.1.1	Terre-Neuve-et-Labrador	35
4.1.2	Île-du-Prince-Édouard	36
4.1.3	Nouvelle-Écosse	37
4.1.4	Nouveau-Brunswick	38
4.1.5	Québec	39
4.1.6	Ontario	41
4.1.7	Manitoba	43
4.1.8	Saskatchewan	45
4.1.9	Alberta	46
4.1.10	Colombie-Britannique	48
4.2	Coûts d'investissement et d'utilisation	49
4.2.1	Dimensionnement des lignes électriques	49

4.2.2	Coûts d'installation	49
4.2.3	Niveaux de pertes	50
4.3	Spécifications du modèle	51
4.3.1	Interface d'échange	51
4.3.2	Diagramme RES	52
4.3.3	Le marché de l'électricité	53
4.3.4	Modélisation de la demande américaine	53
5	Applications avec le modèle TIMES-Canada	55
5.1	Scénario de référence	55
5.2	Secteur électrique dans TIMES-Canada	56
5.3	Scénarios alternatifs	58
5.4	Analyse des corridors électriques	59
5.4.1	Scénario de référence	59
5.4.2	Scénario 1 : augmentation de la demande canadienne	61
5.4.3	Scénario 2 : augmentation de la demande américaine	62
5.4.4	Scénario 3 : échanges stables au niveau de 2007	63
5.5	Analyse globale des résultats	64
	Conclusion	66
	Annexes	67
	Annexe A : capacités des interconnexions existantes	68
	Annexe B : technologies pour les nouvelles lignes	70
	Bibliographie	75

Table des figures

1.1	Mix électrique du Canada	4
1.2	Mix électrique des États-Unis	5
1.3	Structure des marchés dans les provinces canadiennes	8
2.1	Classification des modèles prospectifs	18
3.1	Diagramme RES pour le secteur de l'hydrogène	24
3.2	Équilibre offre/demande dans le cas où la fonction de demande est endogène	25
3.3	Équilibre offre/demande dans le cas où la fonction de demande est exogène	26
3.4	Équilibre offre/demande : maximisation du surplus collectif	27
3.5	Provinces et territoires du Canada	31
3.6	Diagramme RES de TIMES-Canada	32
4.1	Réseau électrique de Terre-Neuve-et-Labrador et interconnexions avec ses voisins	35
4.2	Réseau électrique de la Nouvelle-Écosse et interconnexions avec ses voisins	37
4.3	Réseau électrique du Nouveau-Brunswick et interconnexions avec ses voi- sins	38
4.4	Réseau électrique du Québec et interconnexions avec ses voisins	39
4.5	Réseau électrique de l'Ontario et interconnexions avec ses voisins	41
4.6	Réseau électrique du Manitoba et interconnexions avec ses voisins	43
4.7	Réseau électrique de la Saskatchewan et interconnexions avec ses voisins	45
4.8	Réseau électrique de l'Alberta et interconnexions avec ses voisins	47
4.9	Réseau électrique de la Colombie-Britannique et interconnexions avec ses voisins	48
4.10	Modélisation conceptuelle des échanges	51

4.11	Diagramme RES des corridors électriques	52
5.1	Taux de croissance des facteurs socio-économiques utilisés dans le scénario de base	56
5.2	Répartition de la capacité de production d'électricité au Canada en 2007	57
5.3	Évolution du secteur électrique à l'horizon 2050	57

Liste des tableaux

4.1	Interconnexions de Terre-Neuve-et-Labrador	36
4.2	Interconnexions de l'Île-du-Prince-Édouard	36
4.3	Interconnexions de la Nouvelle-Écosse	37
4.4	Interconnexions du Nouveau-Brunswick	39
4.5	Interconnexions du Québec	40
4.6	Interconnexions de l'Ontario	42
4.7	Interconnexions du Manitoba	44
4.8	Interconnexions de la Saskatchewan	46
4.9	Interconnexions de l'Alberta	46
4.10	Interconnexions de la Colombie-Britannique	49
4.11	Capacités des lignes électriques	49
4.12	Coûts moyens de construction d'une ligne électrique	50
4.13	Pertes moyennes dans une ligne électrique	50
4.14	Tranches horaires dans TIMES-Canada	53
5.1	Flux échangés à travers les corridors électriques en MW. Scénario de référence	59
5.2	Pointe saisonnière de demande d'électricité par province	60
5.3	Flux échangés à travers les corridors électriques en MW (2050). Compa- raison des scénarios	62
5.4	Exportations vers les États-Unis en MW (2050). Comparaison des scénarios	63
5.5	Augmentation des coûts de production par région. Scénario 3	64

Liste des acronymes

AB Alberta

BC Colombie-Britannique

DICE Dynamic Integrated Climate-Economy

EFOM Energy Flow Optimization Model

ETSAP Energy Technological System Analysis Program

FERC Federal Energy Regulatory Commission

GREEN GeneRal Equilibrium Environmental model

ISO Independent System Operator

MA Manitoba

MARKAL Market Allocation

ME Maine

MI Michigan

MN Minnesota

MW Mégawatt

NB Nouveau-Brunswick

ND Dakota du Nord

NE Nouvelle-Angleterre

NL Terre-Neuve-et-Labrador

NS Nouvelle-Écosse

NY New York

ON Ontario

PIB Produit intérieur brut

QC Québec

RES Reference Energy System

SK Saskatchewan

TIMES The Integrated MARKAL-EFOM System

WA Washington

Introduction

L'évolution technologique moderne a transformé la vie des sociétés humaines et leur a permis d'avoir accès à une large gamme d'outils et de machines. L'électricité s'est imposée comme la première source d'énergie pour les équipements du quotidien. Dans le futur, la dépendance vis-à-vis de l'électricité sera sans doute renforcée par l'évolution des appareils mobiles et par les véhicules électriques qui sont promis à un bel avenir. L'électricité sera la source d'énergie incontournable du XXI^e siècle. Le Canada et les États-Unis, conscients de l'importance stratégique de l'électricité, tentent de garantir la sécurité d'approvisionnement et d'éviter tout risque de défaillance du système. Une rupture d'une ligne de transport électrique pourrait priver des milliers de familles d'électricité. Chose qui n'est pas envisageable pour un pays au climat aussi rude que le Canada. Il est essentiel pour ces pays de prévoir l'évolution à long terme du secteur électrique pour faire face à tout changement qui pourrait mettre à mal la sécurité d'approvisionnement énergétique du pays. Les corridors électriques sont les interconnexions qui permettent de relier les réseaux de différentes régions. Ces lignes sont primordiales dans la mesure où elles sont le seul lien électrique existant entre les régions. Une rupture d'une ligne à l'intérieur d'un réseau dense n'influencera pas forcément tout le système, par contre la rupture d'une interconnexion a de grandes chances d'interrompre le flux d'électricité et de mettre en danger l'approvisionnement de certaines zones. Les corridors sont donc l'élément le plus sensible de l'infrastructure du secteur électrique.

Des modèles dits prospectifs sont capables de générer des informations sur le secteur électrique, sur le long terme. TIMES est un modèle d'aide à la décision, basé sur la programmation linéaire, développé dans le cadre du programme ETSAP (Energy Technological System Analysis Program), qui peut être utilisé pour modéliser les corridors électriques. Il s'agit d'un modèle technologique qui représente d'une manière précise et détaillée tout le secteur énergétique. Le modèle TIMES-Canada utilisé au cours de ce

travail possède une large base de données caractérisant les secteurs de la production, du transport et de la consommation de l'énergie au Canada. Un équilibre de l'offre et de la demande dont l'objectif est de minimiser le coût global du système énergétique permet de sélectionner les technologies les plus efficaces et les moins coûteuses.

Ce mémoire s'inscrit dans le cadre d'un projet soutenu par le ministère du Développement Économique, de l'Innovation et de l'Exportation du Québec (MDEIE) qui vise dans un premier temps à modéliser les corridors énergétiques et dans une seconde phase à modéliser et évaluer le risque associé aux corridors en utilisant des indicateurs définis par une approche multicritère. L'objectif de ce travail est de modéliser les corridors électriques afin d'ouvrir la voie vers l'analyse du risque lié aux corridors énergétiques. Nous utiliserons l'approche TIMES pour modéliser les interconnexions qui relient les réseaux des provinces canadiennes entre elles, et avec les États-Unis. Nous visons par cette approche à déterminer l'évolution des niveaux de flux d'électricité échangés entre les régions, et les investissements nécessaires dans les lignes de transport électrique pour garantir la sécurité d'approvisionnement énergétique du Canada. Dans le modèle TIMES les flux électriques échangés sont gérés de manière virtuelle et n'engendrent aucun coût pour le système. L'apport de ce travail est essentiellement l'intégration des capacités et des coûts liés à la construction et à l'exploitation des lignes d'interconnexions électriques. Une documentation précise des infrastructures électriques de chaque province canadienne ainsi que des coûts d'investissement et d'opération ont été nécessaires.

Ce mémoire s'articule autour de 5 chapitres. Dans un premier chapitre, nous nous attacherons à expliciter les enjeux liés à l'évolution du secteur de l'électricité. Ensuite un intérêt particulier sera porté aux différents modèles permettant d'analyser ce secteur, et plus précisément le modèle de tarification nodale de Schweppe et al. ainsi que les modèles prospectifs. Le troisième chapitre s'intéressera au modèle TIMES, ses caractéristiques et sa formulation mathématique. TIMES-Canada sera aussi présenté au cours de ce chapitre. La présentation du modèle de corridors électriques proposé fera l'objet du quatrième chapitre. Enfin, le cinquième chapitre portera sur l'analyse des scénarios élaborés pour prévoir l'évolution des corridors électriques.

Chapitre 1

Secteur de l'électricité en Amérique du Nord

Introduction

L'Amérique du Nord est le plus grand marché énergétique au monde. Les États-Unis et le Canada ne sont pas seulement de gros consommateurs d'énergie, mais sont aussi d'importants producteurs à l'échelle mondiale. Les États-Unis sont le deuxième producteur au monde de charbon, de gaz naturel et de pétrole, et le plus gros producteur d'électricité d'origine nucléaire. Le Canada quant à lui est le cinquième producteur mondial d'énergie et 92% (StatCan 2010) de ses exportations vont vers les États-Unis. Les deux pays sont aussi de gros producteurs et consommateurs d'électricité. Cette dernière est produite à partir de sources très diversifiées allant du charbon, gaz naturel et pétrole à l'hydroélectrique, le solaire et l'éolien. Les marchés de l'électricité en Amérique du Nord se trouvent donc au cœur d'un marché énergétique concurrentiel où les enjeux sont énormes.

1.1 Sources de production de l'électricité

Une source d'énergie primaire est nécessaire pour produire de l'électricité. Il peut s'agir d'énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz...), nucléaires, ou bien renouvelables (hydroélectricité, solaire, éolienne...). Il existe de très grandes réserves de charbon en Amérique du Nord, aussi bien aux États-Unis que dans l'Ouest canadien. Toutefois, les centrales à charbon sont décriées à cause de leurs émissions de gaz à effet de serre. Les

turbines à gaz sont plus propres, mais brûlent des carburants dont une part importante provient du gaz de schiste extrait par fracturation hydraulique. Cette méthode est fortement polémique du fait du risque environnemental élevé qu'elle présente. Enfin, le potentiel hydroélectrique de l'Amérique du Nord n'est pas négligeable non plus étant donné le nombre élevé de cours d'eau. Cela permet de produire de l'énergie verte à des coûts souvent très bas.

1.1.1 Mix électrique canadien

La production électrique au Canada est largement dominée par l'hydroélectricité qui comptait pour 63,3% de la production totale en 2012 (CEA [2]). Elle était suivie par le thermique qui représente 20% de la production et du nucléaire (15,3%). Cependant, une forte disparité entre les provinces est observée. En effet au Québec, au Manitoba, en Colombie-Britannique et au Labrador la majorité de la production électrique est de source hydroélectrique, par contre la production est majoritairement d'origine thermique en Alberta, au Saskatchewan, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. La production en Ontario est, quant à elle, équilibrée entre nucléaire, thermique et hydroélectrique.

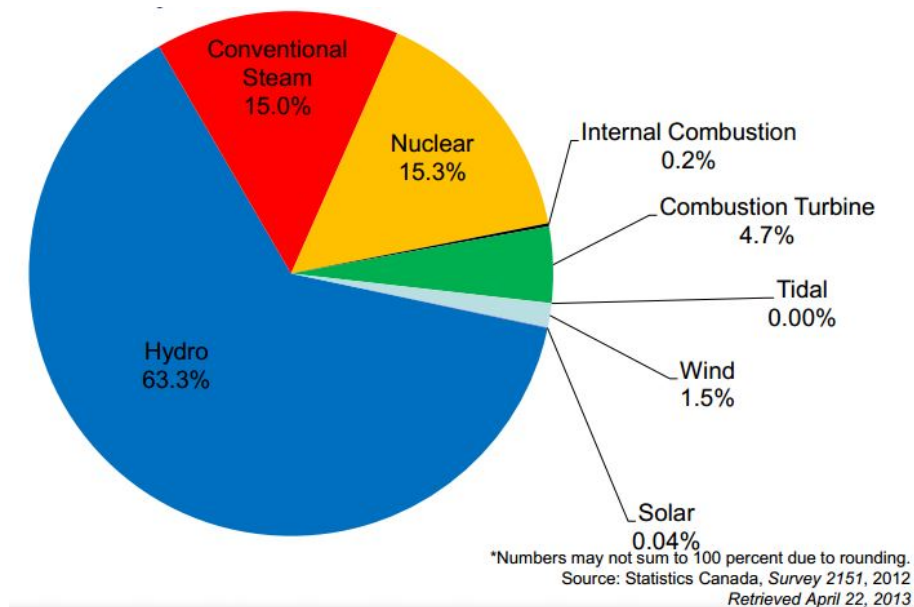


FIGURE 1.1 – Mix électrique du Canada
(CEA [2])

1.1.2 Mix électrique américain

Les États-Unis ont massivement recours aux carburants fossiles pour la production de l'électricité. Cette source représentait 68% de la production en 2011, loin devant le nucléaire 19% et le renouvelable 13%. Le Charbon dont les États-Unis possèdent d'importantes réserves, représentait 42% de la production totale. La part du gaz, poussée par la production de gaz de schiste, était en constante évolution et atteignait 25% de la production en 2011 (EIA [20]). Certains états américains possèdent d'énormes ressources hydroélectriques et plus de la moitié de leur production d'électricité provient de cette source (Washington, Idaho, Oregon et Dakota du Sud). D'autres comptent essentiellement sur le charbon (Virginie-Occidentale, Kentucky, Dakota-du-Nord...) ou le gaz naturel (Massachusetts, Californie, Texas...) pour leur approvisionnement électrique. Les états du Vermont, le New Hampshire et l'Illinois sont parmi les plus gros producteurs d'électricité à partir de l'énergie nucléaire. Enfin, les états qui ont le plus recours aux énergies renouvelables sont le Maine avec 28,6% de biomasse et l'Iowa avec 24,5% d'éolien. (NEI 2012 [38])

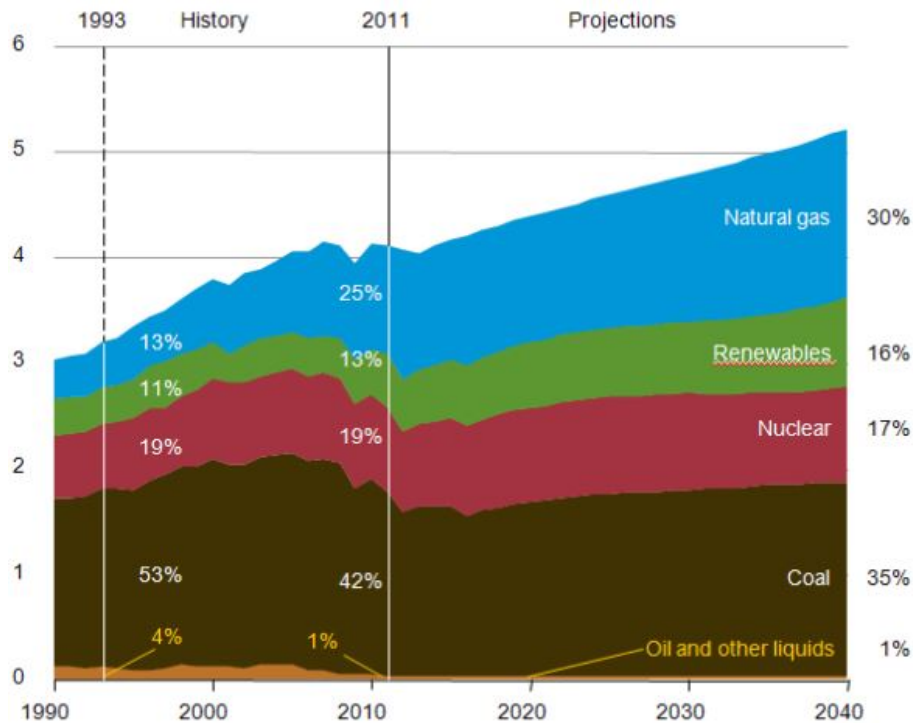


FIGURE 1.2 – Mix électrique des États-Unis
(EIA [20])

1.1.3 Analyse des enjeux liés à la production de l'électricité

Les questions environnementales prennent une place de plus en plus importante dans l'opinion publique nord-américaine. Certes les États-Unis n'ont pas signé le protocole de Kyoto et le Canada s'en est retiré en 2012, mais les pressions populaires ont poussé les autorités à établir des normes environnementales, qui sont appelées à se durcir, afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Le nucléaire est aussi visé par ces nouvelles normes, bien que son utilisation permette de réduire les émissions de gaz à effet de serre. En effet, le traumatisme dû à l'accident de Fukushima a considérablement accru la perception du risque lié à l'utilisation du nucléaire civil. L'hydroélectricité semble tirer son épingle du jeu puisqu'elle garantit une production d'électricité verte à grande échelle. Les provinces canadiennes du Québec, du Manitoba et de la Colombie-Britannique sont à l'avant-garde dans ce domaine et sont capables de fournir de grandes quantités d'électricité propre à leurs voisins.

Cependant, les barrages qui sont à la base des centrales hydroélectriques ont un impact non négligeable sur les écosystèmes des cours d'eau, ce qui remet en cause leur caractère renouvelable. De plus, le recours massif à l'hydroélectricité défavorise les producteurs d'énergie éolienne et solaire et fragilise un pan entier de l'industrie qui essaye d'innover dans le secteur énergétique.

Une modification du mix électrique aux États-Unis ou au Canada peut radicalement influencer les échanges commerciaux et créer de nouveaux équilibres régionaux. La mise en place de politiques environnementales plus strictes favoriserait inévitablement les provinces canadiennes qui possèdent un fort potentiel hydroélectrique et qui peuvent fournir d'importantes quantités d'électricité verte.

1.2 Organisation des marchés de l'électricité

Longtemps considérés comme des monopoles naturels devant être gérés par les états, les secteurs de l'électricité ont été restructurés dans les années 90 afin d'ouvrir le secteur de la production, identifié comme concurrentiel, aux investisseurs privés. La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) -agence américaine de régulation de l'énergie- a joué un rôle majeur dans cette évolution en imposant de nouvelles règles, plus libérales, pour démanteler les monopoles d'État.

1.2.1 Standard Market Design

Le Standard Market Design est un ensemble de lignes directrices émises par la FERC permettant de gérer le marché de l'électricité aux États-Unis. Ces règles jettent les bases d'un marché déréglementé et concurrentiel. La FERC a recommandé de démanteler les monopoles publics pour séparer les activités de production, de transport et de distribution, d'ouvrir le secteur de la production à la concurrence et de créer un marché spot public. Des agences de régulation indépendantes, ainsi que des gestionnaires de réseaux doivent être créés pour gérer ces marchés [16].

1.2.2 Architecture des marchés de l'électricité aux États-Unis

Un marché de l'électricité désigne l'ensemble des structures permettant la rencontre entre les producteurs d'électricité, détenteurs des centrales, et les fournisseurs qui assurent la distribution aux consommateurs finaux. Le marché peut être bilatéral ou centralisé, organisé par un gestionnaire de réseau ou bien libre (bourse) [48] .

Selon la classification de Stoft [48] on peut distinguer deux catégories de marchés : les marchés au comptant (Spot) et les marchés à terme (Forward).

Les marchés à terme

Les contrats à terme sont des contrats dont les conditions sont fixées à l'avance et qui portent sur une livraison future de l'électricité. La durée des contrats peut varier d'une journée à plusieurs dizaines d'années. Les contrats à long terme permettent de garantir un prix fixe indispensable pour les gros investissements (construction de lignes). Ces contrats sont souvent négociés de gré à gré entre producteurs et fournisseurs. Il s'agit donc de contrats Forward. Les Futures quant à eux sont des contrats à terme standardisés et centralisés.

Le marché Forward d'une durée d'une journée revêt une importance particulière dans la structure des marchés de l'électricité. En effet le Day-ahead ou contrat à J-1 apporte, de par sa proximité au présent, une vision beaucoup plus proche de la réalité, permettant d'affiner les contrats à long terme tout en évitant les aléas du marché spot.

Le marché spot

Le marché spot offre la possibilité d'ajuster en temps réel l'offre et la demande pour éviter tout déséquilibre du réseau pouvant causer une interruption du système. Ce marché est essentiel pour compenser l'imperfection de l'information des marchés à terme. Le marché en temps réel doit théoriquement être un marché concurrentiel permettant par le mécanisme de l'offre et de la demande d'aligner les prix sur le coût marginal de production du kilowatt-heure. Il est nécessaire pour cela de faire intervenir un nombre suffisamment important de producteurs et de consommateurs capables de donner le bon signal au marché (atomicité du marché).

Dans les faits, le marché est contrôlé par un opérateur de réseau qui fixe les conditions d'entrée sur le marché et annonce les prix dans le cadre d'un système d'enchères Walrasien [48].

1.2.3 Réglementation des exportations d'électricité au Canada

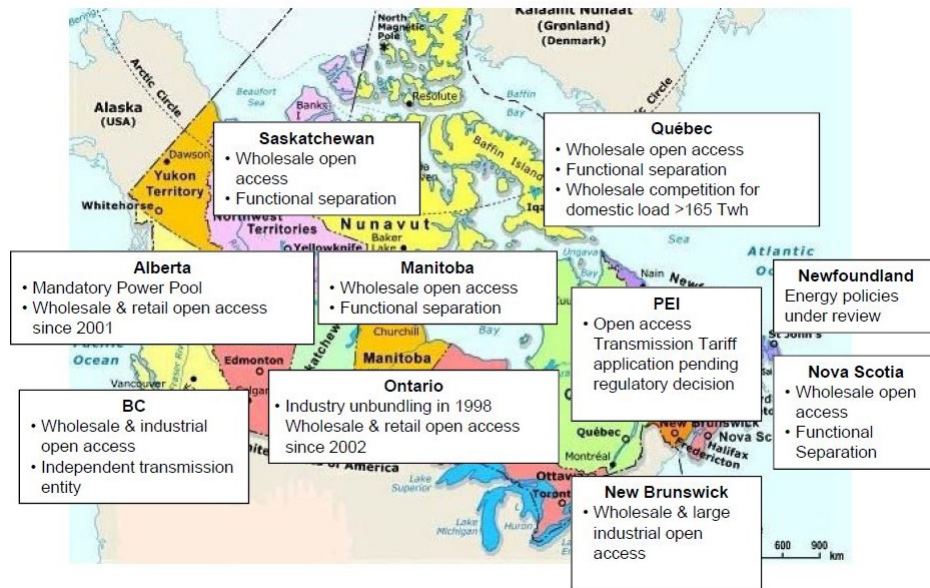


FIGURE 1.3 – Structure des marchés dans les provinces canadiennes (Association canadienne de l'électricité [2])

L'office national de l'énergie (ONÉ) est l'autorité responsable de la réglementation du commerce international et interprovincial de l'électricité au Canada. Il gère les activités de construction et d'exploitation des lignes internationales ainsi que l'exportation de

l'électricité [15]. Toutefois, la juridiction sur les réseaux d'électricité est du ressort des provinces.

L'ouverture des marchés américains en 1996 s'est accompagnée de conditions de réciprocité imposées par la FERC afin d'avoir accès aux réseaux américains [6]. Les différentes provinces canadiennes se sont donc lancées dans un processus de restructuration de leurs marchés pour satisfaire ces conditions. Le degré de déréglementation varie cependant selon les provinces. La figure (1.3) récapitule la structure actuelle du secteur de l'électricité dans chaque province.

Exemples de l'Alberta et du Québec

L'Alberta a été la première en 1995 à se lancer dans la restructuration de son marché. Ce dernier est aujourd'hui considéré comme le marché le plus libéralisé du Canada. Il y existe un marché spot de l'électricité (pool [48]) permettant de créer une concurrence sur les transactions de gros.

Le secteur de l'électricité au Québec est, quant à lui, dominé par la société d'État Hydro-Québec qui est responsable du cycle complet de l'électricité. Néanmoins, une restructuration du secteur a permis de séparer les activités de production (Hydro-Québec Production), de transport (Hydro-Québec Transénergie) et de distribution (Hydro-Québec Distribution). De plus, la régie de l'énergie du Québec a été créée pour réguler le marché. Il n'existe pas de marché spot au Québec, mais un accès non discriminatoire au réseau d'Hydro-Québec est ouvert aux entreprises du secteur. Cela permet à Hydro-Québec d'avoir accès aux marchés spot américains.

1.2.4 Analyse des enjeux liés à l'ouverture des marchés de l'électricité

L'ouverture des marchés de l'électricité permet une intensification des échanges entre les États-Unis et le Canada ainsi qu'une meilleure gestion de la capacité de production. En effet les pointes de consommation sont différentes dans les deux pays. La pointe canadienne coïncide avec la pointe de chauffage en hiver, alors qu'aux États-Unis celle-ci est enregistrée en été à cause de la climatisation. Ce foisonnement des pointes a pour effet

d'aplatir la courbe de demande globale en permettant aux gestionnaires d'importer en période de pointe et d'exporter en période creuse. D'autre part, l'énergie hydroélectrique étant temporairement stockable sous forme d'eau, les producteurs (essentiellement canadiens) peuvent stocker de l'énergie pour la livrer quand la demande est importante et les prix élevés. Ce qui leur permet de détenir un avantage concurrentiel important. Néanmoins, la standardisation des marchés provoque une diminution de la part des contrats à long terme en faveur des contrats spot privant ainsi les producteurs de la stabilité des revenus qu'assurent les contrats à long terme pour pouvoir investir dans des infrastructures lourdes, et causant un sous-investissement dans le secteur. De plus, l'exploitation croissante des gaz de schiste maintient les prix bas, diminue les marges des producteurs et accroît donc les pressions sur ces derniers.

Conclusion

Les États-Unis et le Canada possèdent un potentiel énergétique important et varié. La concurrence dans le secteur de la production électrique n'en est que renforcée. Les échanges d'électricité entre les deux pays sont un facteur non négligeable d'amélioration de l'efficacité du système énergétique. Cependant, la restructuration des marchés de l'électricité, le développement de nouvelles technologies et l'évolution des mentalités vis-à-vis de la protection de l'environnement sont autant de facteurs d'incertitude concernant l'évolution du secteur électrique.

Une analyse stratégique à moyen terme de l'évolution des échanges électriques entre les différentes régions permettrait de mettre en place les infrastructures nécessaires pour faire face à ces changements et d'optimiser le système énergétique canadien. L'analyse sera faite d'un point de vue canadien et aura pour objectif de déterminer l'évolution des corridors électriques entre les provinces canadiennes et avec les États-Unis.

Chapitre 2

Modélisation des réseaux de transport et de distribution de l'électricité

Introduction

Lorsqu'il s'agit de modéliser les flux et les échanges électriques, différentes approches, parfois divergentes, peuvent être adoptées. Il existe des modèles électriques à court terme (dispatch model) qui sont capables de déterminer, quasiment en temps réel, les flux et les prix de l'électricité dans tous les nœuds d'un réseau électrique. L'un des critères de base pour modéliser des flux électriques est la précision horaire du modèle. Les modèles de dispatch ont une précision très importante, proche du temps réel. Néanmoins, ces derniers sont limités par leur manque de vision à long terme et leur incapacité à traduire les interactions entre le secteur électrique et le reste du secteur énergétique. Les modèles prospectifs, qui sont l'objet d'intérêt pour ce travail, ont été construits avec l'objectif de déterminer l'évolution à long terme du secteur énergétique. Ils fournissent des éléments de décision stratégiques afin d'anticiper des problématiques énergétiques et environnementales futures. La sécurisation des approvisionnements énergétiques et plus spécifiquement électriques peut être rattachée à ces problématiques. Toutefois, leur précision horaire est faible et ils ne prennent en compte pour la plupart qu'une dizaine de tranches horaires annuelles au maximum. Les analyses s'effectuent alors sur des flux moyens qui peuvent être très éloignés de la réalité.

La première partie de ce chapitre sera consacrée à l'étude des caractéristiques propres à l'électricité. Ensuite, nous présenterons les hypothèses d'un modèle de dispatch. Enfin,

dans la dernière partie l'accent sera mis sur les modèles prospectifs.

2.1 Éléments caractéristiques de l'électricité

De prime abord, l'électricité pourrait être considérée comme un bien ordinaire qui peut être échangé entre producteurs et consommateurs. Or, les caractéristiques physiques peu communes de l'électricité en font un produit à part. En effet l'électricité est un bien parfaitement standardisé et homogène ; un consommateur ne serait pas capable de faire la différence entre l'électricité produite au Québec dans une centrale hydroélectrique et celle produite en Alberta dans une centrale à charbon. En raison de l'homogénéité de l'électricité, les échanges se font sur une base de flux nets [9] : si un producteur d'un marché 1 veut vendre 10 MW au marché 2, et un producteur du marché 2 veut vendre 9 MW au marché 1, 1 MW seulement sera échangé entre les deux marchés, ce qui n'est évidemment pas le cas pour des biens non homogènes. De plus, le transport de l'électricité a un prix virtuellement nul, puisque transporter un Mégawatt à travers une ligne n'engendre aucun coût variable mis à part les pertes. Cela facilite l'arbitrage des prix entre les marchés. Enfin, pour un bien ordinaire, aucune contrainte n'est généralement imposée sur la capacité d'importation ou d'exportation ; tant qu'il y a une demande et tant que l'offre existe, le produit peut en principe être importé/exporté. Or, pour l'électricité, il existe des contraintes sur la capacité de chaque ligne de transport.

Les éléments suivants doivent donc être pris en compte afin de modéliser de façon réaliste les échanges électriques.

2.1.1 Les pertes par effet Joule

Tout conducteur traversé par un courant électrique génère une perte thermique connue sous le nom d'effet Joule. Cette perte est due à la résistance électrique du matériau.

$$L = RI^2 = R\left(\frac{P}{U}\right)^2 \quad (2.1)$$

avec :

L Pertes par effet Joule (Joule, J)

R Résistance électrique du conducteur (Ohm, Ω)

I Intensité du courant électrique (Ampère, A)

P Puissance injectée (Watt, w)

U Tension appliquée (Volt, V)

On constate selon (2.1) que les pertes sont une fonction quadratique de la puissance injectée. Modéliser les pertes par leur coût moyen ne reflète donc pas leur niveau réel. De plus, on note que les pertes dépendent fortement de la tension appliquée dans la ligne de transport ; plus la tension est élevée, moins les pertes sont importantes. Cela sera pris en compte lors de la modélisation des lignes électriques (4.2.3).

2.1.2 Les capacités des lignes et la gestion des congestions

Une ligne électrique possède une capacité maximale de puissance transmise (en MW) au-delà de laquelle les conditions de sécurité ne sont plus garanties. Cette contrainte est due aux limites thermiques de la ligne. En effet, plus l'intensité du courant qui traverse la ligne est grande plus les pertes par effet Joule sont importantes. Ces dernières occasionnent une augmentation de la température des conducteurs, dilatent les fils et engendrent un affaissement des lignes. Ce phénomène peut induire des coûts supplémentaires lorsque les lignes sont congestionnées.

2.1.3 Le flux d'électricité

L'électricité, une fois injectée dans le réseau, circule selon les principes de la loi de Kirchoff (loi des nœuds). Il est donc impossible de déterminer le chemin exact parcouru par le courant électrique pour passer d'un point x à un point y . En cas de congestion d'une ligne, l'électricité va se répartir sur le reste du réseau, diminuant ainsi le risque de rupture ; c'est ce qu'on appelle le phénomène de loop-flow.

2.1.4 L'équilibre de l'offre et de la demande

L'électricité est un bien réseau qui doit être acheminé en temps réel des producteurs vers les consommateurs. Les étapes de production, transport et distribution doivent être harmonisées et couplées afin d'assurer le bon fonctionnement du réseau. En effet

étant donné la nature non stockable de l'électricité, il est indispensable de maintenir à tout moment un équilibre entre l'offre et la demande, sous peine de rupture ou de défaillance totale du réseau.

2.2 Modèle de tarification nodale

Ce modèle de dispatch électrique, proposé par Schweppe et al. en 1984 [8], permet de déterminer un prix en temps réel dans chaque nœud du réseau en tenant compte des coûts des pertes par effet Joule et des coûts de congestion. Il s'agit d'un programme d'optimisation sous contrainte dont l'objectif est de maximiser le surplus collectif (consommateurs et producteurs) [47].

2.2.1 Spécifications du modèle

On suppose l'existence d'un gestionnaire public qui cherche à maximiser le surplus collectif. Le réseau est constitué de lignes électriques qui sont soumises à un risque de rupture stochastique et dont la capacité maximale est constante. La disponibilité des générateurs ainsi que la demande des consommateurs sont aléatoires. De plus, le gestionnaire de réseau est supposé être capable de fixer un prix différent pour chaque nœud à tout instant.

Chaque consommateur désire maximiser son profit qui est égal à la valeur ajoutée tirée de l'utilisation de l'électricité moins le prix total de l'énergie consommée. La valeur ajoutée ou l'utilité dépend non seulement de la demande, mais aussi des conditions météorologiques.

$$profit_i = F_i(D_i(t), \underline{w}(t)) - p_i(t)D_i(t) \quad (2.2)$$

Paramètres et ensembles

On utilise les notions suivantes :

- K_j = production maximale de la centrale j ;
- $\tilde{a}_j(t)$ = facteur de disponibilité de la centrale j à l'instant t compris entre 0 et 1 ;
- λ_j = coût marginal de production de la centrale j ;
- $Z_{min,k}$ = capacité minimale de la ligne k ;

- $Z_{max,k}$ = capacité maximale de la ligne k ;
- $\tilde{b}_k(t)$ = facteur de disponibilité de la ligne k ($[0,1]$, égal à 0 si la ligne est hors service) ;
- $\underline{\tilde{w}}(t)$ = conditions météo à l'instant t ;

Variables

Les variables du modèle sont les suivantes :

- $Y_j(t)$ = production de la centrale j à l'instant t ;
- $Z_k(t)$ = flux d'électricité traversant la ligne k à l'instant t ;
- $L_k(Z_k(t))$ = pertes par effet Joule sur la ligne k à l'instant t ;
- $D_i(p_i(t), \underline{\tilde{w}}(t))$ = demande du consommateur i à l'instant t ;
- $F_i(D_i(t), \underline{\tilde{w}}(t))$ = valeur ajoutée pour le consommateur i à l'instant t ;
- $p_i(t)$ = prix de l'électricité pour le consommateur i à l'instant t ;

Contraintes

Les contraintes du modèle sont les suivantes :

- Production : la capacité de production d'une centrale ne peut excéder la capacité maximale en prenant en compte le facteur de disponibilité.

$$0 \leq Y_j(t) \leq K_j \tilde{a}_j(t) \quad (2.3)$$

- Maximisation du profit du consommateur : la dérivée du profit du consommateur (2.2) doit s'annuler.

$$\frac{\partial F_i(D_i(t), \underline{\tilde{w}}(t))}{\partial D_i(t)} = p_i(t) \quad (2.4)$$

- Capacité maximale des lignes : le flux traversant une ligne doit être compris entre les flux max et min en tenant compte du facteur de disponibilité.

$$Z_{min,k} \tilde{b}_k(t) \leq Z_k(t) \leq Z_{max,k} \tilde{b}_k(t) \quad (2.5)$$

- Équilibre de l'offre et de la demande : l'offre est égale à la demande plus les pertes par effet Joule.

$$\sum_j Y_j(t) = \sum_i D_i(t) + \sum_k L_k(t) \quad (2.6)$$

Fonction objectif

Le gestionnaire du réseau maximise la somme des surplus des consommateurs et des producteurs :

- Le surplus du consommateur :

$$F_i(D_i(t), \tilde{w}(t)) - p_i(t)D_i(t) \quad (2.7)$$

- Le surplus du producteur :

$$p_i(t)D_i(t) - \sum_j \lambda_j Y_j(t) \quad (2.8)$$

- Maximisation du surplus collectif : égal au surplus du consommateur plus le surplus du producteur.

$$\max \sum_i F_i(D_i(t), \tilde{w}(t)) - \sum_j \lambda_j Y_j(t) \quad (2.9)$$

2.2.2 Résolution du problème

Il s'agit d'un problème d'optimisation non linéaire. La solution exacte peut être déterminée en utilisant la méthode du Lagrangien.

Ce modèle permet de déterminer un prix **dans chaque nœud** du réseau **à chaque instant** t . Il prend en compte les pertes quadratiques par effet Joule, les effets de congestion et les capacités des lignes en temps réel.

2.2.3 Utilisations du modèle

Le modèle de tarification nodale est utilisé dans un marché en temps réel par les opérateurs de réseau pour répartir la production des centrales en adoptant le coût marginal

comme critère de classement (Least-Cost Dispatch). Il est clairement construit pour déterminer des prix d'électricité à court terme et suivre les flux réels de l'électricité.

L'analyse de l'évolution à long terme des échanges d'électricité nécessite quant à elle l'utilisation de modèles prospectifs qui sont capables de tenir compte des externalités du secteur ainsi que des interactions qui existent entre les composantes du système. Toutefois, les hypothèses de base établies par Schweppe et al. [8] afin de prendre en compte les spécificités de l'électricité doivent être intégrées dans ces modèles afin d'analyser de la manière la plus réaliste possible les flux échangés.

2.3 Modélisation prospective

La modélisation prospective désigne l'ensemble des approches utilisées pour élaborer une vision à long terme d'un secteur. Il s'agit d'un ensemble d'outils d'aide à la décision permettant de formuler des stratégies économiques globales en tenant compte des perspectives futures.

2.3.1 Classification des modèles prospectifs

Deux catégories principales de modélisations sont particulièrement utilisées dans les approches prospectives : les modèles "top-down" et les modèles "bottom-up" [10] [3]. Dans les modèles top-down l'information passe du niveau le plus agrégé vers le niveau le plus désagrégé. Cela permet d'avoir une idée globale sur les systèmes énergétiques en n'ayant recours qu'à un nombre réduit d'agrégats économiques. La deuxième catégorie de modèles s'attache quant à elle à détailler les processus technologiques qui composent le système énergétique. Les modèles bottom-up sont souvent qualifiés de "technologiques" à cause de leur tendance à décrire de façon très désagrégée les composantes techniques du système énergétique. L'information remonte ensuite en agrégeant les données. Cinq grandes familles de modèles peuvent être classés dans ces catégories [14].

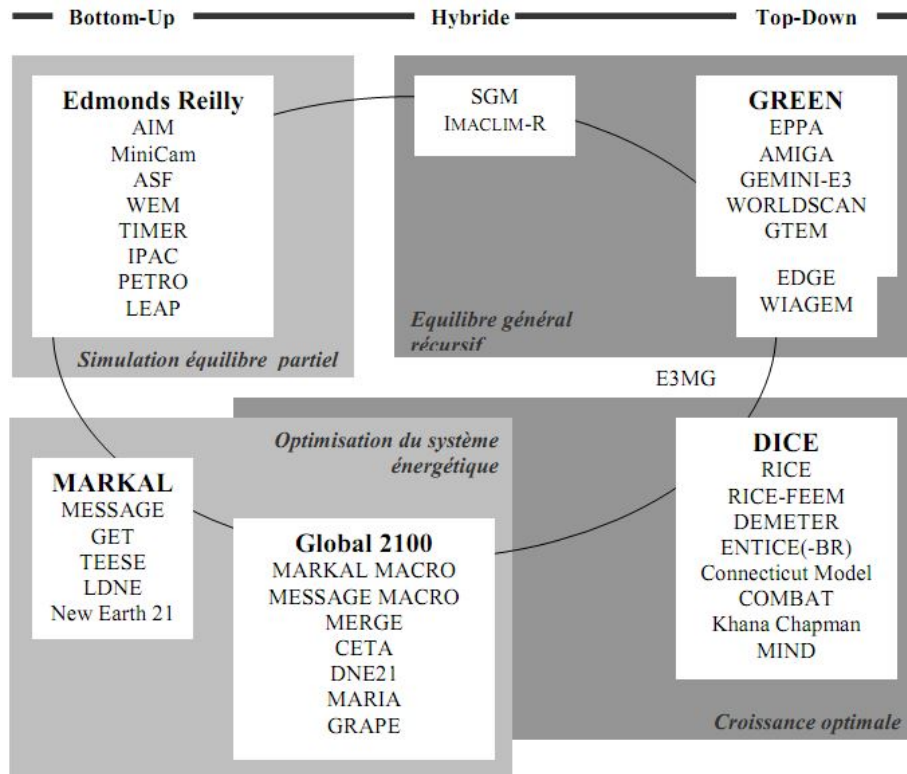


FIGURE 2.1 – Classification des modèles prospectifs [14]

- **Famille Edmonds-Reilly** : il s'agit de modèles bottom-up de simulation en équilibre partiel capables de réaliser des simulations de type "what.. if?". Le modèle original a été développé par Edmonds et Reilly en 1984 pour le compte du département américain de l'énergie pour analyser les émissions de dioxyde de carbone [18] [19].
- **Famille MARKAL** : cette famille regroupe tous les modèles bottom-up d'optimisation. Ils sont particulièrement utilisés dans les modèles technologiques où les technologies sont substituables. Le modèle Markal (Market Allocation) est le plus connu de cette famille. Il a été développé dans la cadre d'un programme de l'ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program) en 1981 [23]. Le modèle TIMES utilisé au cours de ce travail est un héritier de MARKAL.
- **Famille DICE** : ce sont des modèles macroéconomiques d'optimisation classés dans la catégorie top-down. Le modèle DICE (Dynamic Integrated Climate-Economy), développé par Nordhaus en 1992, est le plus connu et le plus utilisé de

cette famille. Il a été historiquement utilisé pour l'estimation des émissions des gaz à effet de serre et l'analyse de l'impact des taxes carbone [39].

- **Famille Global 2100** : cette famille englobe des modèles hybrides détaillés au niveau du système énergétique et agrégés au niveau macroéconomique. Un modèle détaillé du secteur énergétique (ETA : energy technology assessment) (ou bien MARKAL) est couplé avec un modèle compact macroéconomique (MACRO). Le modèle a été développé par Alan Manne et Richard Richels en 1991 afin d'analyser les effets des politiques de limitation de dioxyde de carbone [37].
- **Famille GREEN** : il s'agit de modèles top-down d'équilibre général multi-sectoriels. GREEN (GeneRal Equilibrium ENvironmental model) a été développé par l'OCDE en 1992 pour quantifier le coût de réduction des émissions de dioxyde de carbone [11].

2.3.2 Application des modèles de la famille MARKAL au secteur électrique

L'utilisation de modèles prospectifs pour analyser le secteur électrique nécessite deux éléments importants. Un horizon d'étude assez large pour prendre en compte les effets à long terme de certains facteurs, et une "résolution" (nombre de tranches horaires annuelles) élevée pour garantir un équilibre entre l'offre et la demande à tout moment. Plus le nombre de tranches horaires est important plus le modèle sera précis dans sa gestion des flux d'électricité. Le modèle MARKAL n'incluait à la base que 6 tranches horaires annuelles : 3 saisons (hiver, été et intermédiaire) et 2 tranches journalières (jour et nuit). Pourtant, diverses analyses liées au secteur électrique ont pu être réalisées en utilisant des modèles de ce type [4] [17], sans modifier de façon radicale le nombre de tranches horaires. Le développement de la puissance de calcul a permis d'utiliser de plus en plus de tranches horaires dans des modèles à long terme. Une première analyse a été effectuée avec MARKAL UK en portant le nombre de tranches horaires annuelles à 20 [32]. Néanmoins, diverses difficultés ont été rencontrées principalement à cause de l'incapacité de MARKAL à gérer le stockage de l'électricité (hydrogène, barrages) sur plusieurs périodes. TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) qui est une évolution de

MARKAL intégrant un modèle énergétique d'optimisation des flux (EFOM) possède toutes les caractéristiques nécessaires pour aller vers des modèles dont la "résolution" est de l'ordre de l'heure [34]. Toutefois, il faudrait pour cela calibrer le modèle pour prendre en compte les variations horaires de l'activité de toutes les technologies [33]. Cette évolution rapproche les deux méthodes de modélisation et pourrait à terme aboutir à des modèles de dispatch à long terme [34] [33].

Conclusion

Deux types de modèles sont utilisés pour analyser le secteur électrique. L'un est exclusivement construit pour l'électricité et permet de suivre les flux réels instantanés, l'autre est conçu pour tout le secteur énergétique et prend en compte les externalités du secteur électrique. Les modèles de dispatch sont utilisés pour garantir l'optimalité de la production et la stabilité à court terme du réseau électrique, alors que les modèles prospectifs sont, eux, exploités dans des analyses stratégiques à long terme.

Pour analyser le secteur électrique à long terme il est indispensable d'utiliser un modèle prospectif qui puisse prendre en compte de manière simplifiée les hypothèses de base qui permettent d'obtenir une vision réaliste des flux d'électricité. Le modèle TIMES dispose de la robustesse et la souplesse nécessaire pour ce genre d'analyses.

TIMES-Canada dispose d'une importante base de données pour le secteur énergétique, et est organisé de manière à prendre en compte 12 tranches horaires annuelles. En apportant les modifications nécessaires pour intégrer les contraintes de capacité, les pertes, et les coûts engendrés par l'installation de nouvelles infrastructures de transport électrique nous pouvons réaliser des analyses fiables sur l'évolution des corridors électriques canadiens à long terme.

Chapitre 3

Le modèle TIMES

Introduction

Le Programme ETSAP (Energy Technology System Analysis Program) a été lancé par l'Agence Internationale de l'Énergie, en vue de développer des modèles technico-économiques permettant de représenter et d'analyser le secteur énergétique. Divers outils de modélisation et d'aide à la décision ont été élaborés dans le cadre de ce projet dont le plus récent est le modèle TIMES. Nous définirons dans ce chapitre le modèle TIMES, nous en préciserons les principales caractéristiques, et nous expliciterons son formalisme mathématique. Nous suivrons pour cela la documentation TIMES [36]. Une dernière partie sera consacrée à TIMES-Canada.

3.1 Définition et applications du modèle TIMES

TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) est un modèle technico-économique représentant le secteur énergétique d'une certaine région, en s'appuyant sur une base de données détaillée pour estimer l'évolution des systèmes énergétiques à long terme. Il peut être utilisé pour analyser tout le secteur énergétique, ou bien un sous-secteur en particulier (électricité, transport...). Il peut également être utilisé pour effectuer des analyses environnementales.

TIMES se base sur des scénarios pour estimer l'évolution possible du secteur énergétique. Ceux-ci sont une suite cohérente d'hypothèses sur les trajectoires futures des paramètres. Pour paramétrer un scénario dans TIMES, 4 types de données sont nécessaires :

- la demande de services énergétiques : pour le cas de référence, la demande est une donnée introduite par l'utilisateur. Toutefois, TIMES permet d'ajuster la demande pour des scénarios alternatifs, pour cela nous avons besoin des élasticités de la demande aux prix.
- les potentiels de ressources primaires : le modèle utilise des hypothèses sur la disponibilité future des énergies primaires.
- la politique énergétique et environnementale : une politique énergétique ou environnementale peut se traduire par une application de taxes sur certains secteurs ou émissions, ou bien par la limitation d'une activité.
- l'aspect technico-économique : il s'agit de modéliser les différentes technologies qui permettent de transformer les sources d'énergie primaires ultimement en services énergétiques. Le modèle doit pouvoir disposer de données précises sur chaque technologie (coût d'investissement, coût de maintenance, efficacité, durée de vie...) afin de pouvoir sélectionner la technologie la plus efficace dans un scénario donné. Il est donc très important de disposer d'un large éventail de technologies pour avoir une meilleure précision des résultats.

Le modèle TIMES suppose l'existence d'un marché compétitif, ce qui permet d'établir un équilibre entre l'offre et la demande minimisant le coût total du système. TIMES est un modèle dynamique dans la mesure où toutes les décisions d'investissement prises à chaque période sont faites en supposant une parfaite connaissance du futur. Le modèle est dit à anticipation parfaite. L'utilisateur fournit au modèle le cas de référence (estimation des demandes de services énergétiques), les stocks existants d'énergie, et les technologies actuelles de production ainsi que les technologies futures. Grâce à ces données, le modèle détermine le coût minimal d'approvisionnement en énergie.

3.2 Paramètres du modèle

Chaque technologie ou commodité représentée dans le modèle TIMES est décrite par un certain nombre de paramètres techniques et économiques. Chacune est ainsi explicitement identifiée et distinguée des autres. Plus le modèle contient de technologies et de commodités, plus il sera précis et efficace.

A Paramètres associés aux technologies

Les paramètres associés aux technologies sont classés en deux catégories :

- paramètres techniques : efficience, disponibilité, consommation, durée de vie... ;
- paramètres économiques : coût d'investissement, coût de maintenance, taux d'actualisation...

B Paramètres associés aux commodités

- paramètres techniques : efficience globale, demande... ;
- paramètres économiques : coûts supplémentaires, taxes, subventions...

3.3 Système de référence énergétique

Le système énergétique dans le modèle TIMES est composé de trois éléments :

- les technologies : outils physiques qui permettent de transformer un bien énergétique en un autre. Ils peuvent être soit des technologies d'extraction d'énergies primaires (forage, ..), des technologies qui transforment l'énergie primaire (centrales électriques, raffineries...), ou enfin des technologies de consommation (voitures...) ;
- les biens énergétiques ou commodités : vecteurs énergétiques qui sont produits par certaines technologies et consommés par d'autres ;
- les flux de commodité : ils représentent le lien entre les technologies et les commodités, ils sont de même nature que les commodités, mais sont rattachés à une technologie.

Pour représenter le lien existant entre ces différentes entités, on utilise un diagramme de réseau appelé système de référence énergétique (RES). Dans ce diagramme, les technologies sont représentées par des boîtes et les flux de commodités par des flèches. Le diagramme RES (3.1) présente le secteur de l'hydrogène tel que modélisé dans TIMES-Canada. A droite, on peut voir les technologies de production, qui à partir des commodités (carburants primaires) produisent de l'hydrogène. Ce dernier est transporté grâce aux technologies de transport pour atteindre les consommateurs finaux (technologies de consommation).

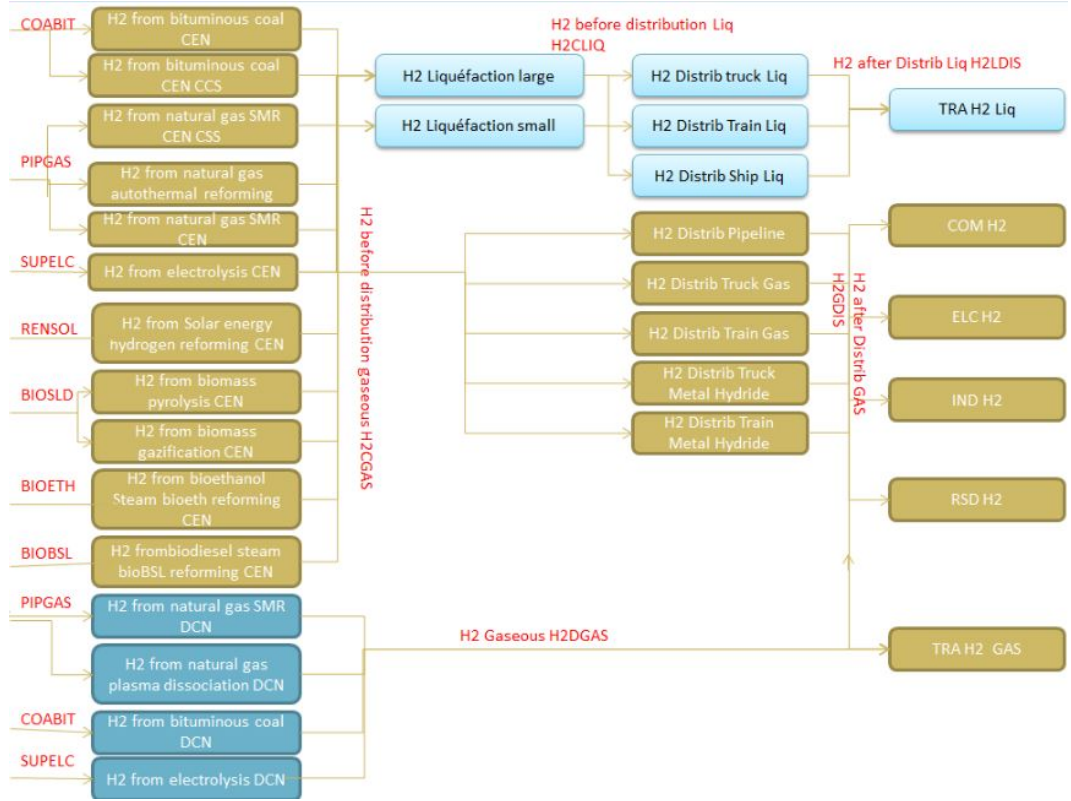


FIGURE 3.1 – Diagramme RES pour le secteur de l'hydrogène
([25])

3.4 Propriétés de l'équilibre partiel du modèle

Le modèle TIMES détermine un équilibre entre l'offre et la demande afin de calculer les flux d'énergie et les matériaux ainsi que leurs prix optimaux. Cet équilibre est établi pour l'ensemble du secteur énergétique, mais ne prend pas en compte le reste des secteurs économiques. L'équilibre calculé est donc dit partiel.

3.4.1 Linéarité

La relation de linéarité input/output nous permet d'utiliser des techniques de programmation linéaire afin de déterminer les équilibres du modèle. Cette propriété ne signifie pas que les fonctions de production doivent être linéaires, bien au contraire, ces fonctions sont la plupart du temps hautement non linéaires (convexes), mais peuvent être approximées par des fonctions linéaires par morceaux.

3.4.2 Maximisation du surplus total

TIMES détermine les prix et les quantités des biens en maximisant le surplus total du système. Pour démontrer que ces prix et ces quantités correspondent aux prix et aux quantités d'équilibre de l'offre et de la demande, il est indispensable de tracer les courbes d'offre et de demande.

Dans le modèle TIMES, le producteur est une technologie qui produit un bien. Le consommateur est, quant à lui, soit une autre technologie consommatrice de ce bien, soit une demande. Une technologie peut être donc en même temps productrice et consommatrice, mais pas du même bien. La courbe d'offre calculée par le modèle TIMES, qui est un modèle de programmation linéaire, est une courbe en escalier (fonction linéaire par morceaux). Chaque intervalle constant de la fonction traduit un niveau maximal de la capacité de production. Pour augmenter la production, il faut investir dans une nouvelle technologie, ce qui permet d'atteindre un nouveau palier, et ainsi de suite. Pour la fonction de demande inverse, deux cas se présentent :

- si le bien en question est un vecteur d'énergie endogène au modèle, alors la fonction est construite implicitement par TIMES, et elle est représentée par une fonction en escalier (décroissante en fonction du prix).

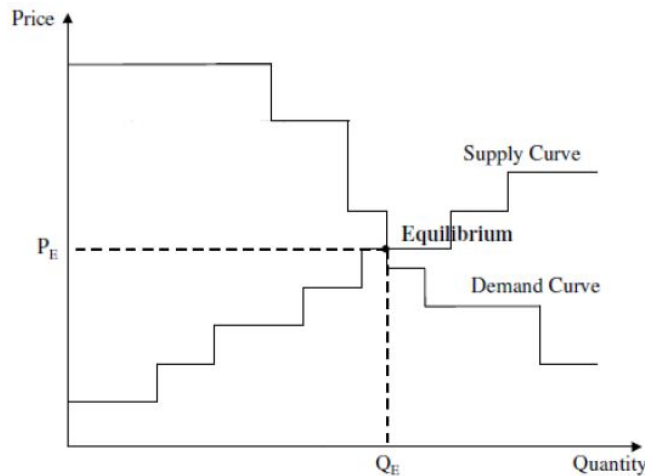


FIGURE 3.2 – Équilibre offre/demande dans le cas où la fonction de demande est endogène
(documentation du modèle TIMES [36])

- si le bien est une demande de service énergétique (transport, chauffage...), alors

la demande est spécifiée par l'utilisateur en fonction de l'élasticité au prix.

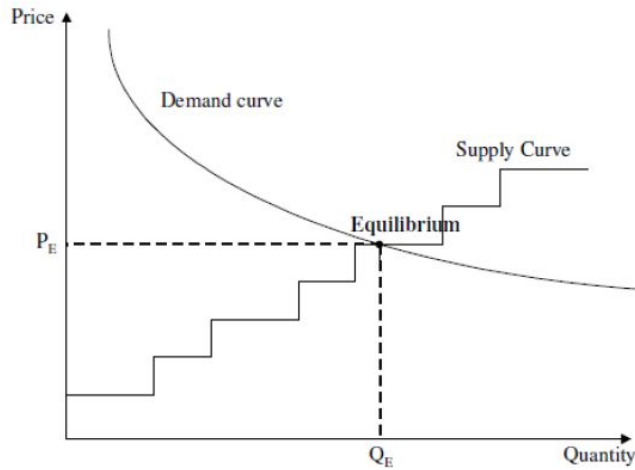


FIGURE 3.3 – Équilibre offre/demande dans le cas où la fonction de demande est exogène
(documentation du modèle TIMES [36])

Déterminons maintenant le surplus total ou surplus collectif. Le surplus du producteur lorsqu'il vend une certaine quantité Q , est défini comme la différence entre le revenu total du producteur et le coût de production du bien. Sur la courbe (3.4), le surplus du producteur correspond à la surface entre le segment SS' et la courbe d'offre inverse. De même, le surplus du consommateur correspond à la surface entre le segment CC' et la courbe de demande inverse. La somme des surplus du producteur et du consommateur est appelée surplus collectif. Il correspond à la surface entre la courbe d'offre et la courbe de demande. Il est évident que ce surplus sera maximisé au point d'intersection des deux courbes, qui correspond à l'équilibre de l'offre et la demande et qui détermine un prix d'équilibre et une quantité d'équilibre. Ainsi, l'équilibre de l'offre et de la demande est atteint lorsque le surplus total est maximisé.

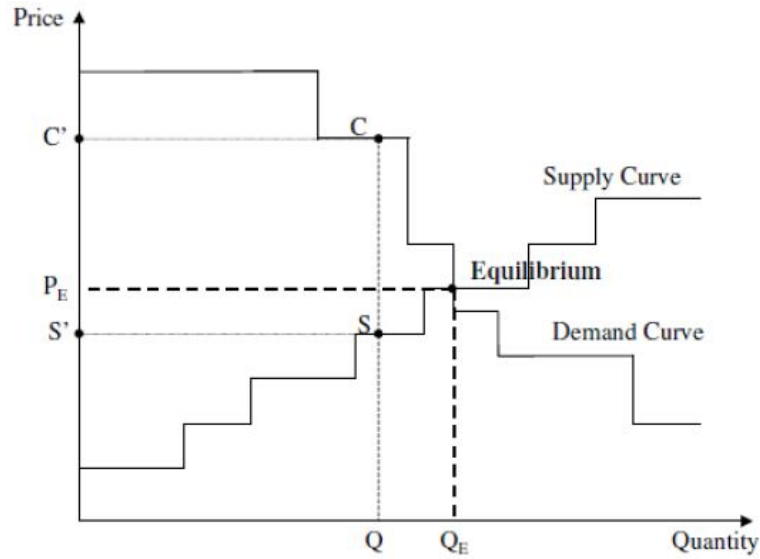


FIGURE 3.4 – Équilibre offre/demande : maximisation du surplus collectif (documentation du modèle TIMES [36])

3.4.3 Marché concurrentiel à information parfaite

Pour parler d'un marché à concurrence pure et parfaite, il faut que le marché obéisse à 5 conditions : atomicité du côté de l'offre et la demande, homogénéité des produits, transparence de l'information, libre entrée et sortie du marché et libre circulation des facteurs de production. Pour ce type de marchés, l'équilibre est atteint pour un prix du bien égal au coût marginal. Dans le modèle TIMES, la notion d'information parfaite s'étend à tout l'horizon de planification, ainsi chaque agent a une parfaite connaissance des paramètres du marché présent et futur.

3.5 Le programme d'optimisation

3.5.1 Variables de décision

Les variables de décision sont les choix à effectuer par le décideur, elles représentent les inconnues du modèle.

- $NCAP(r, v, p)$: capacité additionnelle de la technologie p pendant la période v et dans la région r ;
- $CAP(r, v, p)$: la capacité installée d'une technologie p à la période v et dans la région r ;

- $ACT(r, v, p)$: niveau d'activité d'une technologie p , dans la région r pendant la période v ;
- $FLOW(r, v, p, c)$: les quantités de la commodité c consommées ou produites par la technologie p , à la période v , dans la région r ;
- $SIN(r, v, p, c)/SOUT(r, v, p, c, s)$: la quantité de produits c stockée ou déchargée par une technologie p ;
- $TRADE(r, v, p, c, imp)/TRADE(r, v, p, c, exp)$: la quantité de produits c ; achetée/vendue par exportation/importation par une technologie p .
- $D(r, v, d)$: demande finale du service énergétique d (définie par l'utilisateur dans le scénario de référence).

3.5.2 Fonction objectif

L'objectif du modèle TIMES est de minimiser les coûts du système. Le coût total du système inclut diverses données, telles que le coût de capital investi, les coûts de maintenance, coûts d'opération, coûts de livraison, taxes... Le modèle transforme les coûts d'investissements en flux annualisés. En y ajoutant les coûts annuels et en retranchant les gains possibles, on obtient des cash flows annuels, qui serviront à calculer une valeur actuelle nette (VAN). La minimisation de la VAN est la fonction objectif du problème.

$$VAN = \sum_{r=1}^R \sum_{y \in YEARS} (1 + d_{r,y})^{REFYR-y} \cdot ANNCOST(r, y) \quad (3.1)$$

Avec

VAN : valeur actuelle nette, qui représente la fonction objectif du modèle ;

$ANNCOST(r, y)$: coût total annuel ;

$d_{r,y}$: taux d'actualisation ;

$REFYR$: année de référence.

3.5.3 Contraintes

Le modèle TIMES doit satisfaire un certain nombre de contraintes qui traduisent les relations entre les différents éléments du secteur énergétique. Les principales contraintes sont :

- la conservation des investissements : lorsque le modèle investit dans une certaine technologie, elle acquière une capacité de production. Cette capacité doit être additionnée à une éventuelle capacité résiduelle déjà existante ;
- l'activité des technologies : il s'agit dans ce cas d'équilibrer les variables de flux avec les variables d'activité correspondantes ;
- les capacités de production : chaque technologie possède un facteur de disponibilité qui doit être respecté.

d'autres contraintes peuvent être ajoutées au modèle pour traduire des politiques environnementales ou bien des contraintes correspondant à un certain secteur particulier.

3.5.4 Formulation mathématique du problème

Pour chaque catégorie de demande, on définit une fonction de demande qui dépend du prix, et on trace la courbe correspondante. La relation utilisée dans TIMES suppose une élasticité constante (définie par l'utilisateur) et est définie par :

$$DM_i(p_i) = K_i \cdot p_i^{E_i} \quad (3.2)$$

Où

DM_i : la demande de la commodité i ;

p_i : le prix de la commodité i , il est égal au coût marginal de production ;

E_i : l'élasticité prix-demande ;

K_i : constante.

Pour déterminer la constante K_i , il suffit de connaître un seul point (p_i^0, DM_i^0) . Ce qui nous permet d'écrire :

$$DM_i/DM_i^0 = (p_i/p_i^0)^{E_i} \quad (3.3)$$

$$et \ p_i = p_i^0 \cdot (DM_i / DM_i^0)^{1/E_i} \quad (3.4)$$

Si les demandes sont inélastiques ($E_i = 0$), le modèle peut être défini de la façon suivante :

$$\begin{aligned} & \min c^T X \\ s.c \quad & \sum_k CAP_{k,i}(t) \geq DM_i(t) \quad i = 1..I \quad et \quad t = 1..T \\ & B \cdot X \geq b \end{aligned} \quad (3.5)$$

Où

$c^T X$: coût total actualisé (vecteur des VAN) ;

I : nombre de catégories de la demande ;

T : horizon de modélisation ;

CAP : capacités des technologies ;

DM : demandes exogènes à satisfaire ;

$B \cdot X \geq b$: contraintes du modèle.

Si les demandes sont élastiques, on revient à la maximisation du surplus total et on obtient le modèle suivant :

$$\begin{aligned} & \max \sum_i \sum_t \left(p_i^0(t) \cdot [DM_i^0(t)^{-\frac{1}{E_i}}] \cdot \int_a^{DM_i(t)} q^{\frac{1}{E_i}} dq \right) - c^T X \\ s.c \quad & \sum_k CAP_{k,i}(t) - DM_i(t) \geq 0 \quad i = 1..I \quad et \quad t = 1..T \\ & B \cdot X \geq b \end{aligned} \quad (3.6)$$

NB : dans ce cas DM , est un vecteur de variables, et non plus un vecteur de demandes fixes.

La fonction objectif de ce modèle est non-linéaire, mais elle peut être approximée par une fonction linéaire par morceaux équivalente.

3.6 TIMES-Canada

La modélisation TIMES-Canada est une application du modèle TIMES au système énergétique canadien. TIMES-Canada couvre 13 provinces et territoires qui ont chacun leur système de référence énergétique et qui sont liés par les flux d'énergie, les flux d'équipements et les flux d'émissions. Quatre régions géographiques sont considérées :

- Ouest : Alberta (AB), Colombie-Britannique (BC), Saskatchewan (SK), Manitoba (MB) ;
- Centre : Ontario (ON), Québec (QC) ;
- Est : Nouveau-Brunswick (NB), Terre-Neuve-et-Labrador (NL), Nouvelle-Écosse (NS), Île-du-Prince-Édouard (PE) ;
- Nord : Territoires du Nord-Ouest (NT), Nunavut (NU), Yukon (YT).



FIGURE 3.5 – Provinces et territoires du Canada
(Source : Wikipedia 2013)

Le système de référence énergétique de chaque région est documenté en détail. Il comprend entre autres les potentiels énergétiques techniques, les réserves, les centrales de production, les échanges commerciaux avec l'étranger et 52 segments de demande finale répartis sur 5 secteurs (agriculture, commercial, résidentiel, transport, industriel). L'année de base pour la calibration du modèle est l'année 2007, et l'horizon d'étude qui est 2050 pour les études énergétiques peut être porté à 2100 pour les études environnementales. Des périodes de un à deux ans sont considérées en début d'étude, et de 5 à 15 vers la fin de l'horizon. Chaque année est divisée en 12 tranches horaires : 4 saisons (automne, hiver, printemps, été) et 3 tranches journalières (jour, nuit, pointe). Les coûts sont estimés en dollars canadiens (CAD) de l'année 2007, et un taux d'actualisation de 5% est appliqué.

Le RES de TIMES-Canada (3.6) donne un aperçu des différents secteurs déjà modélisés au niveau canadien.

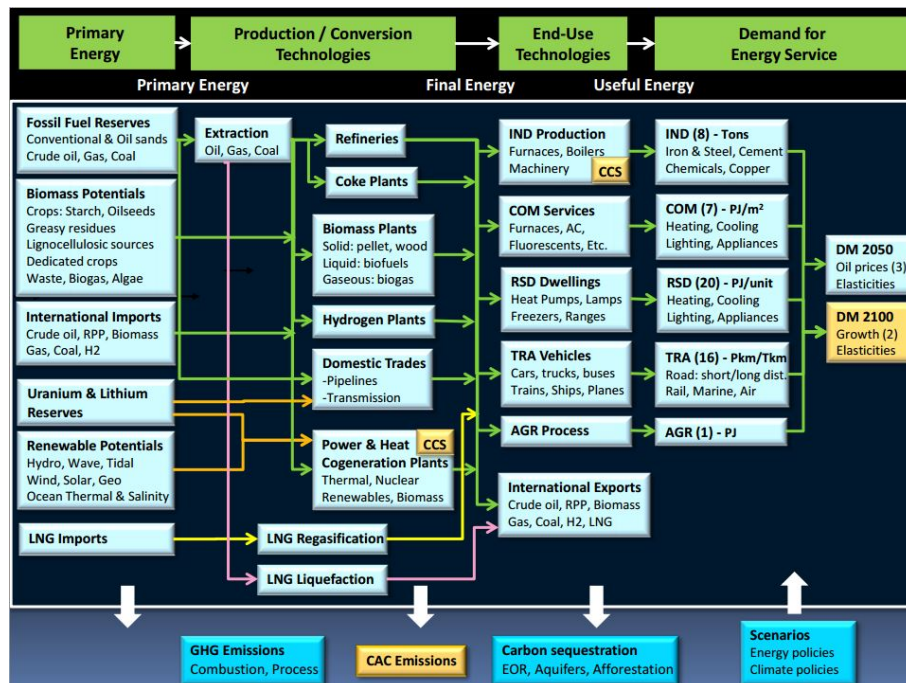


FIGURE 3.6 – Diagramme RES de TIMES-Canada
(Conférence USAEE , E2G [50])

Conclusion

Le modèle TIMES est un modèle bottom-up d'optimisation capable de donner un aperçu global de l'évolution du secteur énergétique à partir d'une image détaillée des différentes composantes technologiques du secteur. TIMES-Canada offre une base de données intéressante pour pouvoir faire des scénarios d'analyse sur l'évolution des corridors énergétiques. Au cours du prochain chapitre, nous présenterons le modèle proposé pour les corridors électriques, qui sera intégré à TIMES-Canada.

Chapitre 4

Modélisation des corridors électriques

Introduction

Le secteur de la production de l'électricité est rigoureusement modélisé dans TIMES-Canada. Les caractéristiques de chaque centrale sont considérées, en vue de rendre compte fidèlement de la production globale d'électricité. Modéliser les corridors électriques permet de connecter les parcs de production des différentes provinces et d'analyser les échanges inter-provinces et avec les États-Unis. Le modèle TIMES étant un modèle d'optimisation linéaire, il est indispensable de formuler plusieurs hypothèses afin d'une part de garder la structure et la linéarité du programme d'optimisation et d'autre part de représenter de façon réaliste les échanges d'électricité.

4.1 Caractérisation des interconnexions électriques

Une ligne de transport d'électricité est caractérisée par une certaine longueur (en km), un niveau de tension (en V) et une capacité maximale de puissance pouvant être transportée (en MW). Chacune de ces informations est essentielle pour modéliser une interconnexion.

Nous présenterons dans ce qui suit les données collectées sur les interconnexions de toutes les provinces canadiennes.

4.1.1 Terre-Neuve-et-Labrador



FIGURE 4.1 – Réseau électrique de Terre-Neuve-et-Labrador et interconnexions avec ses voisins
(Rapport annuel NALCOR 2007 [22])

NALCOR ENERGY est l'entreprise d'État responsable de la gestion du secteur de l'électricité dans la province. Elle possède une capacité de production totale de 7063 MW répartie entre la capacité de production de sa filiale Newfoundland and Labrador

Hydro (1635 MW) dont la production est consommée dans la province, et la capacité de la centrale de Churchill Falls (5428 MW) qui exporte la majeure partie de sa production vers le Québec. En ce qui concerne les échanges, Terre-Neuve-et-Labrador n'importe pas d'électricité ; toute l'électricité consommée dans la province est produite localement. Sur la carte du réseau de Terre-Neuve-et-Labrador (4.1) on peut voir la centrale de Churchill Falls, aménagée sur le cours du fleuve Churchill et située à 175km de la frontière avec le Québec, dont les propriétaires sont NALCOR (65,8 %) et Hydro-Québec (34,2 %). La quasi-totalité de la production de la centrale est exportée au Québec conformément au contrat à long terme signé pour 40 ans (de 1976 à 2016) et renouvelable pour 25 ans. Trois lignes à très haute tension (735 kV) d'une capacité totale de 5150 MW permettent d'acheminer l'électricité jusqu'à Fermont au Québec.

lien	exportation MW	importation MW	voltage	départ	arrivée	distance km
Québec						
NL-QC	5150	0	735 kV	Churchill Falls	Fermont	175
			735 kV			
			735 kV			

TABLE 4.1 – Interconnexions de Terre-Neuve-et-Labrador

4.1.2 Île-du-Prince-Édouard

La capacité de production totale de la province est de 201 MW, dont 70% de source thermique et le reste par éoliennes. Cependant, la province importe la majeure partie de ses besoins, et n'utilise les centrales thermiques que pour les pointes de demande. L'île est reliée par deux câbles sous-marins (138kV) au Nouveau-Brunswick. Ces câbles, longs de 22 km, relient Borden (PE) à Murray Corner (NB) et permettent d'importer jusqu'à 222 MW et d'exporter au plus 124 MW [12].

lien	exportation MW	importation MW	voltage	départ	arrivée	distance km
Nouveau-Brunswick						
PE-NB	124	222	138 kV	Borden	Murray Corner	22
			138 kV			

TABLE 4.2 – Interconnexions de l'Île-du-Prince-Édouard

4.1.3 Nouvelle-Écosse

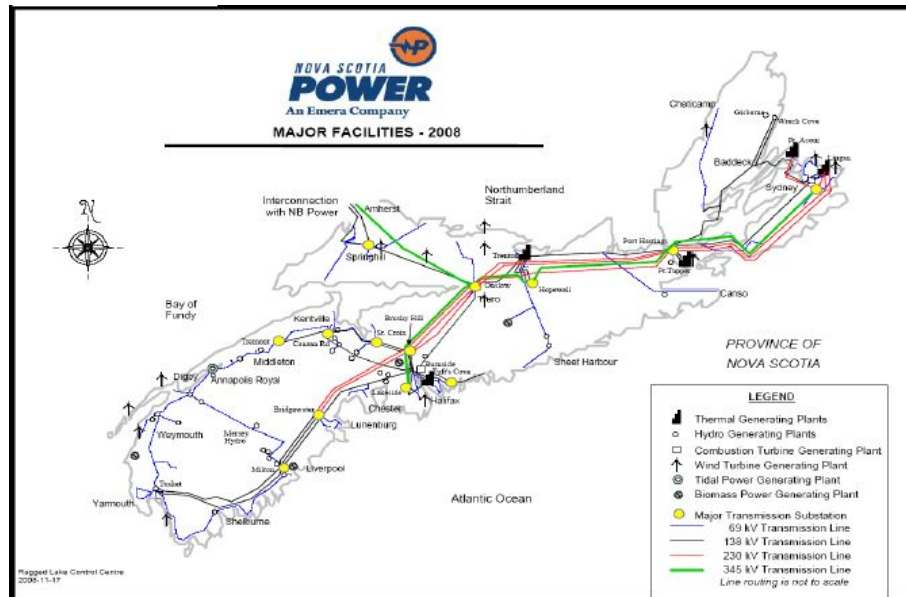


FIGURE 4.2 – Réseau électrique de la Nouvelle-Écosse et interconnexions avec ses voisins
(Transmission and System Operator Options for Nova Scotia [35])

L'entreprise d'État Nova Scotia Power Inc produit 95% de l'électricité et gère le réseau électrique de la province. La capacité de production totale est de 2463 MW, dont 80% de source thermique. La Nouvelle-Écosse est reliée au Nouveau-Brunswick par trois lignes électriques; une ligne de 345 kV qui va de Onslow (NS) à Memramcook (NB) (118 km), une ligne de 138 kV longue de 120 km reliant Onslow à Memramcook via Springhill et une autre ligne de 135 MW entre Onslow et Memramcook via Maccan et Springhill (121 km). Ces lignes permettent une capacité maximale d'exportation de 350 MW, et une capacité d'importation de 300 MW [35].

lien	exportation MW	importation MW	voltage	départ	arrivée	distance km
Nouveau-Brunswick						
NS-NB	350	300	345 kV	Onslow	Memramcook	118
			138 kV	Onslow	Memramcook via Maccan	120
			138 kV	Onslow	Memramcook via Maccan et Springhill	121

TABLE 4.3 – Interconnexions de la Nouvelle-Écosse

4.1.4 Nouveau-Brunswick

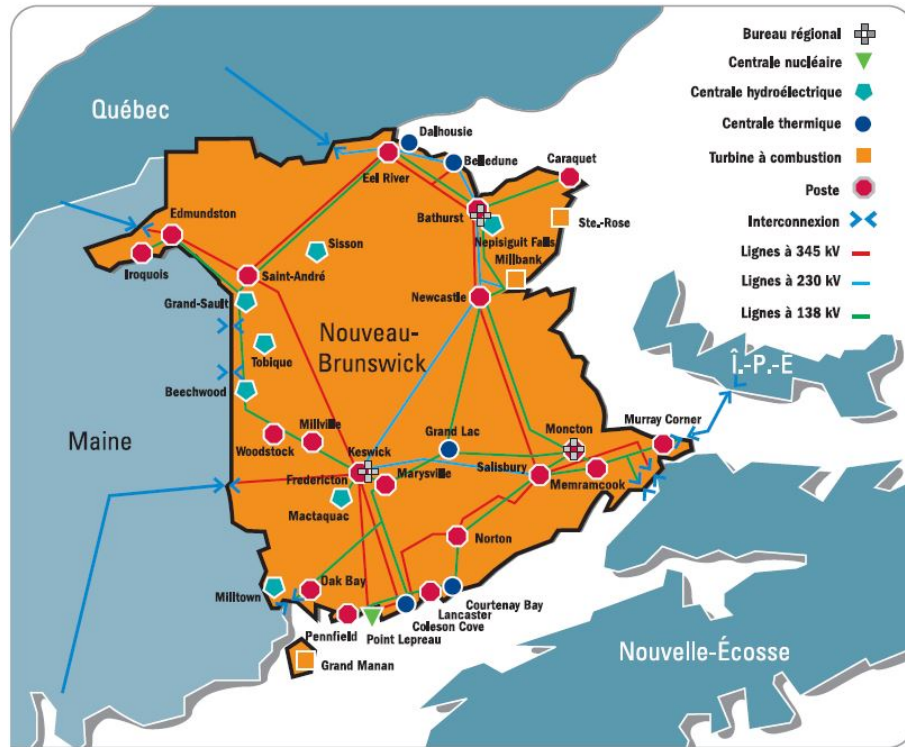


FIGURE 4.3 – Réseau électrique du Nouveau-Brunswick et interconnexions avec ses voisins
(Rapport annuel NB Power 2007-08 [44])

Le secteur est dominé par la société d'État NB Power chargée de la production, du transport et de la distribution de l'électricité. La capacité de production de la province est de 4535 MW majoritairement de source thermique. Une interconnexion entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre composée de 2 lignes de 345 kV permet d'exporter 1000 MW et d'importer 550 MW. De plus, le réseau de la province est connecté au réseau québécois à travers deux lignes de 345 kV entre Edmundston et Madawaska et deux lignes de 230 kV entre Eel River et Matapédia (160 km) pour une capacité de 785 MW en exportation et 1029 MW en importation [42]. Deux autres interconnexions relient le Nouveau-Brunswick à la Nouvelle-Écosse (4.1.3) et à l'Île du prince Édouard (4.1.2).

lien	exportation	importation MW	voltage	départ	arrivée	distance km
Québec						
NB-QC	785	1029	315 kV	Edmunston	Madawaska	-
			315 kV			
			230 kV	Eel River	Matapedia	160
			230 kV			
Nouvelle-Écosse						
NB-NS	300	350	345 kV	Memramcook	Onslow	118
			138 kV	Memramcook via Maccan	Onslow	120
			138 kV	Memramcook via Maccan et Springhill	Onslow	121
Île-Du-Prince-Édouard						
NB-PE	222	124	138 kV	Murray Corner	Borden	22
			138 kV			
Nouvelle-Angleterre						
NB-NE	1000	550	345 kV	Keswick	Orrington	208
			345 kV	Point Lepreau	Orrington	70

TABLE 4.4 – Interconnexions du Nouveau-Brunswick

4.1.5 Québec



FIGURE 4.4 – Réseau électrique du Québec et interconnexions avec ses voisins (Rapport annuel Hydro-Québec 2010 [30])

Hydro-Québec est l'entreprise d'État en charge du secteur électrique. Les filiales Hydro-Québec Production, Hydro-Québec Transénergie et Hydro-Québec Distribution gèrent respectivement la production, le transport et la distribution de l'électricité. La capa-

cité de production totale est de 41018 MW dont la quasi-totalité provient de sources hydrauliques. Le Québec est connecté à ses voisins à travers 17 interconnexions. Neuf interconnexions relient le Québec à l'Ontario pour une capacité d'exportation de 2955 MW et une capacité d'importation de 2055 MW. Deux interconnexions permettent au Québec de réaliser des échanges avec l'état de New York avec une capacité d'exportation de 2000 MW et une capacité d'importation de 1100 MW . Trois interconnexions relient les réseaux d'Hydro-Québec et de Nouvelle-Angleterre avec une capacité de 2260 MW export/2170 import [40]. Le Québec est aussi connecté au Labrador (4.1.1) et au Nouveau-Brunswick (4.1.4).

lien	exportation MW	importation MW	voltage	départ	arrivée	distance km
Ontario						
HQT-DYMO	85	0	120 kV	Centrale rapide des îles	Dymond	25
HQT-OTTO	0	85	120 kV	Kipawa	Otto Holden	50
HQT-CHNO	65	0	120 kV	Bryson	Chenault	18
HQT-Q4C	0	140	230 kV	Quyon	Chats Falls	8
HQT-P33C	345	0	230 kV	Paugan	Chats Falls	43
HQT-LAW	800	470	230 kV	Beauharnois	St-Isidore	85
			230 kV	Beauharnois	St-Lawrence	82
HQT-CORN	160	0	120 kV	-	Cornwall	70
			120 kV	-	Cornwall	70
Labrador						
			735 kV			
QC-NL	0	5150	735 kV	Fermont	Churchill Falls	175
			735 kV			
New York						
HQT-MASS	1800	1000	765 kV	Châteauguay	Massena	105
HQT-DEN	199	100	120 kV	CRT	Dennison	370
Nouvelle-Angleterre						
HQT-NE	2000	2000	765 kV	Radisson Nicolette	Sandy Pond	440
HQT-HIGH	225	170	120 kV	St-Césaire	Highgate (VT)	50
HQT-DER	35	0	120 kV	CRT	Derby (VT)	7

TABLE 4.5 – Interconnexions du Québec

4.1.6 Ontario

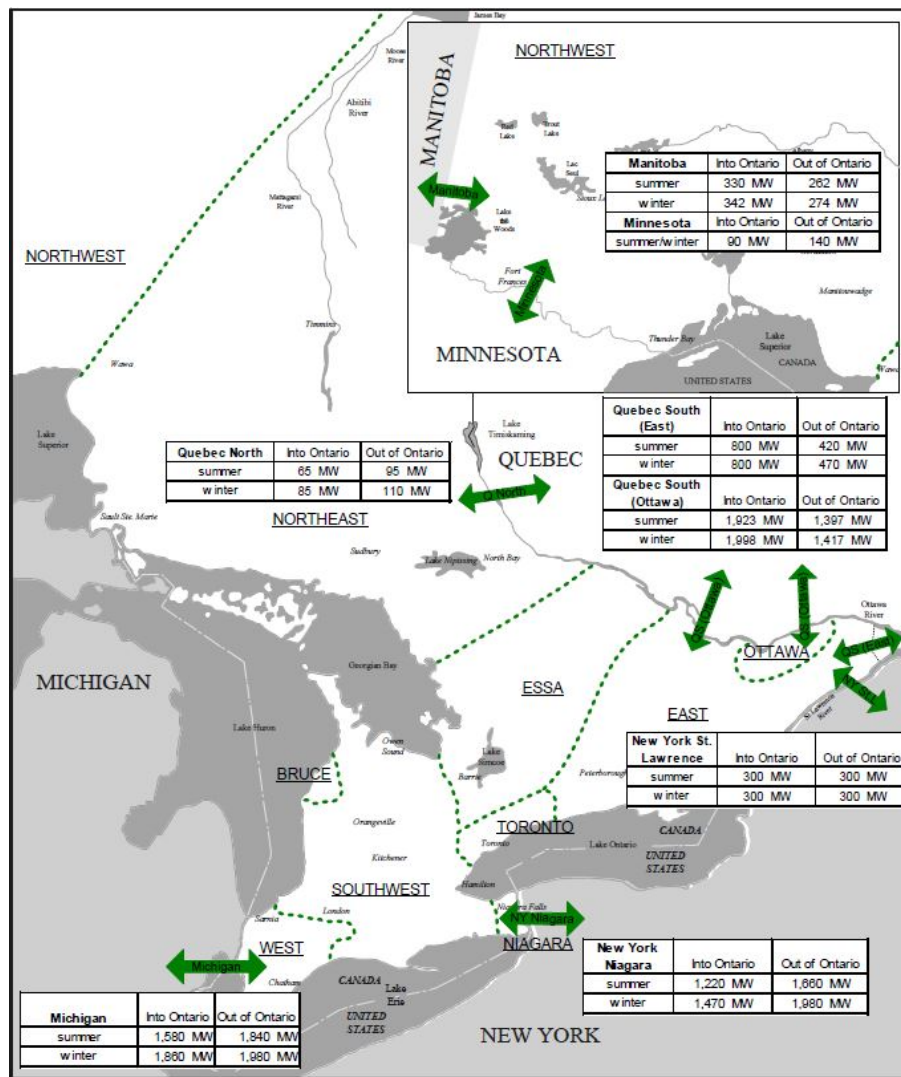


FIGURE 4.5 – Réseau électrique de l'Ontario et interconnexions avec ses voisins (IESO Ontario Transmission System [31])

Le secteur de l'électricité en Ontario est géré par un grand nombre d'opérateurs provinciaux, municipaux et privés. Toutefois, l'entreprise publique Ontario Power Generation produit 70% de l'électricité de la province, et Hydro one est en charge de la majorité du réseau de transport. La capacité totale de production est de 32166 MW. Concernant les échanges, l'Ontario, en plus de ses connexions avec le Québec (4.1.5) et le Manitoba (4.1.7), est relié aux états américains du Minnesota, du Michigan et de New York. Une ligne de 115 kV reliant Fort Frances à Boise Cascade au Minnesota (2 km) permet de

transporter 140 MW. L'Ontario est aussi connecté à Oswego (NY) via St-Lawrence (226 km) pour faire circuler 300 MW d'électricité dans les deux sens. L'interconnexion Niagara-New-York d'une capacité maximale de 1980 export/ 1470 import est composée de deux lignes à 345 kV, deux lignes à 230 kV, une ligne à 115 kV et une ligne à 69 kV [31].

lien	exportation MW	importation MW	voltage	départ	arrivée	distance km
Québec						
DYMO-HQT	0	85	120 kV	Dymond	Centrale rapide des îles	25
OTTO-HQT	85	0	120 kV	Otto Holden	Kipawa	50
CHNO-HQT	0	65	120 kV	Chenau	Bryson	18
Q4C-HQT	140	0	230 kV	Chats Falls	Quyon	8
P33C-HQT	0	345	230 kV	Chats Falls	Paugan	43
HQT-LAW	470	800	230 kV	St-Isidore	Beauharnois	85
			230 kV	St-Lawrence	Beauharnois	82
HQT-CORN	0	160	120 kV	Cornwall	-	70
			120 kV	Cornwall	-	70
Manitoba						
			230 kV			
ON-MB	275	343	230 kV	Kenora	Seven Sisters	115
			115 kV			
New-York						
			345 kV			
			345 kV			
ON-NY Niagara	1980	1470	230 kV	-	-	-
			230 kV			
			115 kV			
			69 kV			
ON-NY	300	300	230 kV	St Lawrence	Oswego	226
			230 kV			
Minnesota						
ON-MN	140	90	115 kV	Fort Frances	Boise Cascade	2
Michigan						
			230 kV	Bunce Creek	Scott	6
			345 kV			
ON-MI	1980	1860	230 kV	Lambton	St-Clair	7
			230 kV			
			230 kV	Keith	Waterman	4

TABLE 4.6 – Interconnexions de l'Ontario

4.1.7 Manitoba

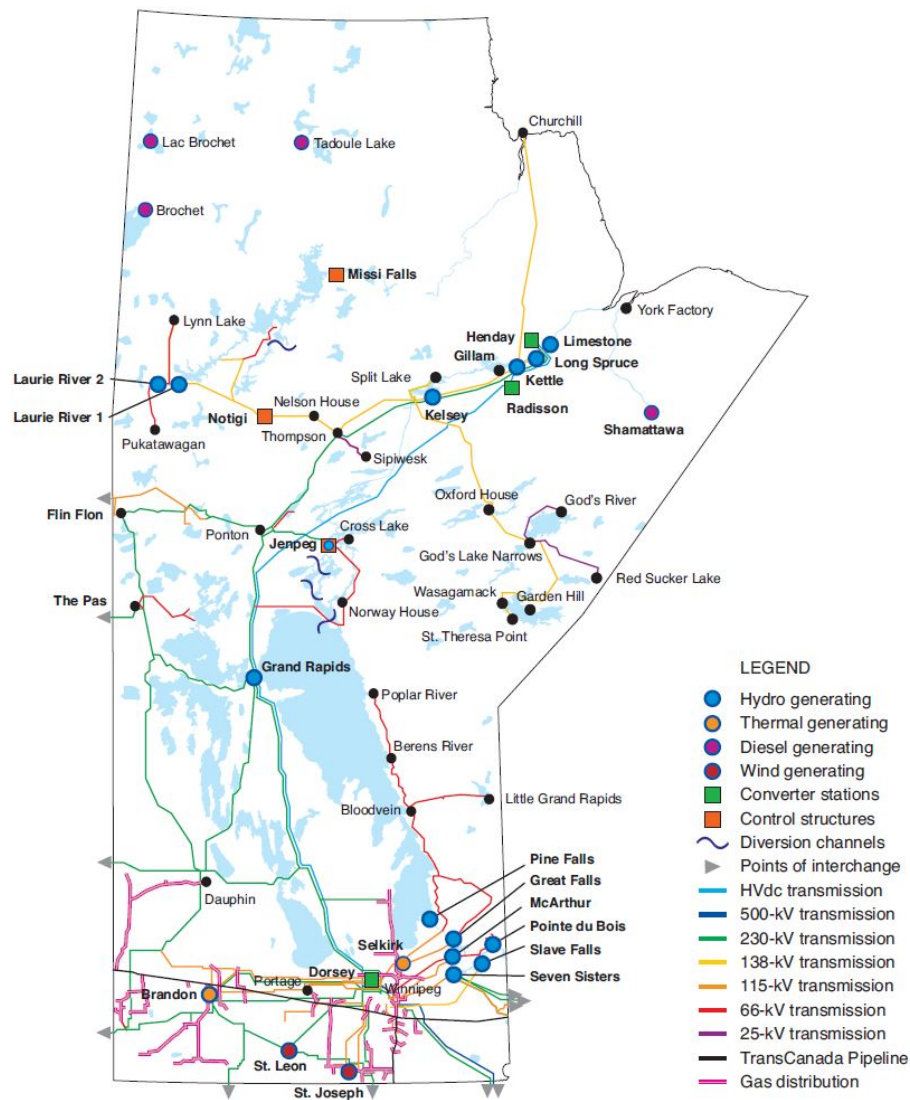


FIGURE 4.6 – Réseau électrique du Manitoba et interconnexions avec ses voisins (Manitoba Hydro [29])

Un monopole public représenté par Manitoba Hydro est responsable du secteur de l'électricité dans la province. Toutefois, le réseau de l'entreprise est ouvert à tout producteur d'électricité. La capacité totale de production est de 5627 MW issus en totalité d'énergie hydraulique. La province est interconnectée à l'Ontario à travers deux lignes à 230 kV et une ligne à 115 kV entre la centrale de production de Seven Sisters et Kenora en Ontario (115 km), pour une capacité de transmission de 275 MW en exportation et 200 MW en importation. L'interconnexion Manitoba-Saskatchewan est composée de trois

lignes à 230 KV entre Brandon et le barrage de Boundry (237 km), entre Dauphin et Yorkton (170 km) et entre The Pas et le barrage de Campbell (166 km), et de deux lignes à 138 kV entre Flin Flon et Island falls (90 km). Cette interconnexion offre une capacité totale de 150 MW en exportation et 50 MW en importation. La province est aussi reliée au réseau du Dakota du Nord à travers deux lignes de 230 kV entre Winnipeg et Grand Forks (40 km), et au réseau du Minnesota avec une ligne à 230 kV et une ligne à 500 kV entre Roseau et Duluth (220 km). La capacité d'exportation aux États-Unis est de 2175 MW, et la capacité d'importation est de 700 MW [28].

Lien	exportation MW	importation MW	voltage	départ	arrivée	distance km
Ontario						
MB-ON	275	200	230 kV	Seven Sisters	Kenora	115
			230 kV			
			115 kV			
Saskatchewan						
MB-SK	150	50	230 kV	Brandon	Boundry Dam	237
			230 kV	Dauphin	Yorkton	170
			230 kV	The Pas	Campbell	166
			138 kV	Flin Flon	Island Falls	90
			138 kV			
États-Unis						
MB-ND	2175	700	230 kV	Winnipeg	Grand Forks	40
			230 kv			
MB-MN					230 kV	Roseau
			500 kV			

TABLE 4.7 – Interconnexions du Manitoba

4.1.8 Saskatchewan



FIGURE 4.7 – Réseau électrique de la Saskatchewan et interconnexions avec ses voisins (SaskPower rapport annuel 2010 [45])

Le secteur de l'électricité est géré par la société d'État SaskPower. Cette dernière permet un accès non discriminatoire à son réseau aux producteurs d'électricité. La capacité de production de la province est de 3879 MW majoritairement de source thermique. Le réseau de la province est connecté au réseau du Manitoba (4.1.7), ainsi qu'au réseau albertain via une ligne de 230 kV en courant continu qui relie le Swift current switching station (SWSS) au convertisseur de McNeil (155km) pour une capacité de 153 MW export/ 75 MW import. La Saskatchewan peut aussi importer 150 MW/ exporter 75

MW d'électricité aux États-Unis grâce à la ligne de 230 kV qui relie la station du barrage de Boundary à la station Tioga au Dakota du Nord (70 Km) [46].

lien	exportation MW	importation MW	voltage	départ	arrivée	distance km
Alberta						
SK-AB	153	75	230 kV	Swift Current	McNeil	155
Manitoba						
SK-MB	50	150	230 kV	Boundry Dam	Brandon	237
			230 kV	Yorkton	Dauphin	170
			230 kV	Campbell	The Pas	166
			138 kV	Island Falls	Flin Flon	90
			138 kV			
North-Dakota						
SK-ND	150	90	230 kV	Boundary Dam	Tioga	70

TABLE 4.8 – Interconnexions de la Saskatchewan

4.1.9 Alberta

Le marché de l'Alberta de l'électricité est un marché déréglementé où plus d'une vingtaine de producteurs sont en compétition. La capacité totale de production est de 11851 MW. Le réseau de la province est connecté au réseau du Saskatchewan (4.1.8) et de la Colombie-Britannique. Une ligne de 500 kV entre Langdon et Cranbrook (318 km), une ligne de 138 kV entre Pocaterra et Natal (102 km) et une ligne de 138 kV entre Coleman et Natal (18 km) forment l'interconnexion Alberta - Colombie-Britannique qui permet d'échanger 1000 MW en exportation et 1200 MW en importation [1] [27].

lien	exportation MW	importation MW	voltage	départ	arrivée	distance km
Saskatchewan						
AB-SK	75	153	230 kV	McNeil	Swift Current	155
Colombie-Britannique						
AB-BC	1000	1200	500 kV	Langdon	Cranbrook	211
			138 kV	Pocaterra	Natal	51
			138 kV	Coleman	Natal	9

TABLE 4.9 – Interconnexions de l'Alberta



FIGURE 4.8 – Réseau électrique de l'Alberta et interconnexions avec ses voisins (AESO [41])

4.1.10 Colombie-Britannique



FIGURE 4.9 – Réseau électrique de la Colombie-Britannique et interconnexions avec ses voisins
(BC Hydro [26])

Bien que plusieurs entreprises produisent de l'électricité en Colombie-Britannique, il n'existe pas de réel marché concurrentiel et BC Hydro -entreprise publique- reste un acteur dominant du secteur. La capacité de production totale est de 14832 MW. Outre l'interconnexion avec l'Alberta (4.1.9), le réseau de la province est connecté au réseau américain via 2 lignes à 500 kV entre Ingledow et Custer (36 km), et 2 lignes à 230 kV entre Nelway et Boundary (4 km). Cela permet d'exporter 3150 MW et d'importer 2000 MW [13].

lien	exportation MW	importation MW	voltage	départ	arrivée	distance km
Alberta						
AB-BC	1200	1000	500 kV	Cranbrook	Langdon	211
			138 kV	Natal	Pocaterra	51
			138 kV	Natal	Coleman	9
États-Unis						
BC-WA	3150	2000	500 kV	Ingledow	Custer	36
			500 kV			
			230 kV	Nelway	Boundary	4
			230 kV			

TABLE 4.10 – Interconnexions de la Colombie-Britannique

4.2 Coûts d'investissement et d'utilisation

4.2.1 Dimensionnement des lignes électriques

Le dimensionnement d'une ligne électrique dépend essentiellement de la puissance à transporter. Le niveau de tension est un élément clé dans cette entreprise dans la mesure où c'est lui qui détermine la capacité de charge de la ligne et sa portée.

La capacité de charge dépend de la portée désirée de la ligne électrique, celle-ci est calculée ici pour une distance de 482 km. La portée est, quant à elle, calculée pour un niveau de charge de 1500 MW.

Voltage	Capacité de charge MW	Portée km
765 kV circuit simple	2200-2400	885
500 kV circuit simple	900	225
345 kV circuit simple	800	177
345 kV circuit double	400	80

TABLE 4.11 – Capacités des lignes électriques
[43]

4.2.2 Coûts d'installation

En fonction du niveau de charge désiré, l'installation d'une ligne électrique nécessite un certain coût au km. Ce dernier est calculé ici dans un environnement rural avec une dénivellation pouvant atteindre 120 m.

Voltage	Intervalle de coût/km
765 kV circuit simple	\$4.1 - 6.4 Millions
500 kV circuit simple	\$3.7 - 5.6 Millions
345 kV circuit simple	\$2.4 - 4.0 Millions
345 kV circuit double	\$1.7 - 3.2 Millions

TABLE 4.12 – Coûts moyens de construction d’une ligne électrique
[43]

4.2.3 Niveaux de pertes

La transmission de l’électricité à travers les lignes engendre deux types de pertes : les pertes par effet corona, et les pertes par effet Joule. L’effet Corona (couronne) est dû au champ électrique, créé par la circulation de l’électricité, qui provoque des décharges électriques dans l’air à proximité des fils.

Ces deux types de pertes représentent un coût supplémentaire pour le producteur qui doit injecter un surplus d’électricité pour répondre à la demande réelle du consommateur. Les pertes sont une fonction quadratique de la puissance transmise. Or, TIMES étant un modèle linéaire, nous considérerons seulement le coût moyen induit par ces pertes. Le tableau ci-dessous montre les pertes induites dans des lignes électriques chargées à 1000 MW sur une distance de 160 km.

Voltage	Pertes MW		
	Joule	Corona	Total
765 kV	4.4	6.4	1.1 %
500 kV	11.0	1.6	1.3 %
345 kV	41.9	0.6	4.2 %

TABLE 4.13 – Pertes moyennes dans une ligne électrique
[43]

Les données montrent que les lignes à 765 kV sont les plus efficaces. Cela est dû au fait que plus la tension augmente moins les pertes sont importantes et plus la capacité de charge est élevée. Toutefois, le gain est très faible au regard des coûts engagés lorsqu’il s’agit de transporter l’électricité sur de courtes distances.

4.3 Spécifications du modèle

Le formalisme que nous proposons est une extension du modèle TIMES-Canada. Il garde toutes les caractéristiques de TIMES ; modélisation bottom-up, programmation linéaire, maximisation du bien-être collectif. De plus, ce modèle prend en compte les caractéristiques physiques particulières de l'électricité ; équilibre offre-demande à tout moment, pertes par effet Joule, capacités maximales des lignes.

4.3.1 Interface d'échange

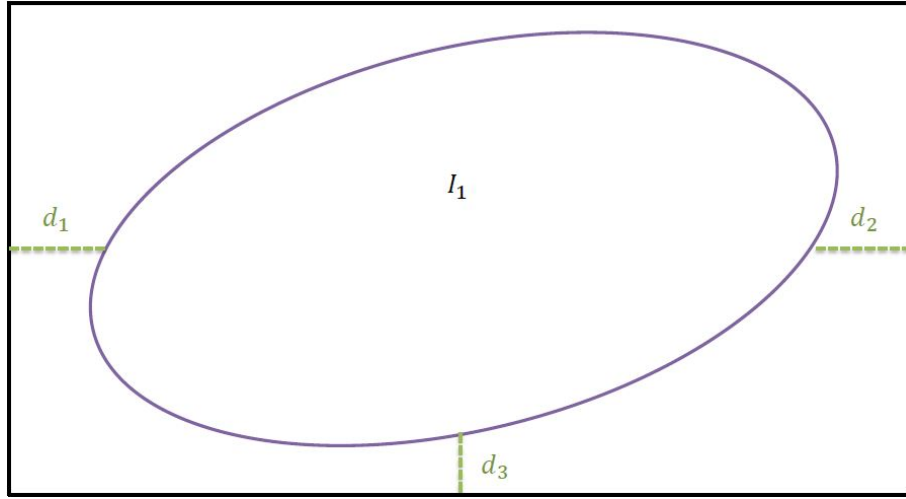


FIGURE 4.10 – Modélisation conceptuelle des échanges

Le modèle proposé agrège les données sur les interconnexions. Il représente le lien entre deux provinces par une seule interconnexion dont la longueur, le voltage et le coût d'investissement sont une moyenne des interconnexions existantes, et dont la capacité est la somme des capacités de toutes les lignes. Une interface d'échange représente une couverture du réseau de distribution de la province. Lors d'un transfert d'électricité entre provinces, l'électricité passe d'une interface à l'autre avant d'être exploitée par les utilisateurs finaux. Cette hypothèse est réaliste dans la mesure où les coûts de transport, des zones de production vers les zones de consommation, sont inclus dans les coûts de production des centrales électriques. Il ne reste donc plus qu'à transporter l'électricité d'une interface d'échange à l'autre. Le coût de transport est ici calculé pour une distance fictive d_i séparant la frontière de l'interface d'échange I_1 de la frontière réelle de la province. Ce choix est motivé par l'analyse des données réelles sur les interconnexions

qui montrent que les lignes d'interconnexions sont généralement de longueur réduite ($\simeq 50\text{km}$) et ne sont là que pour connecter les réseaux des deux provinces.

4.3.2 Diagramme RES

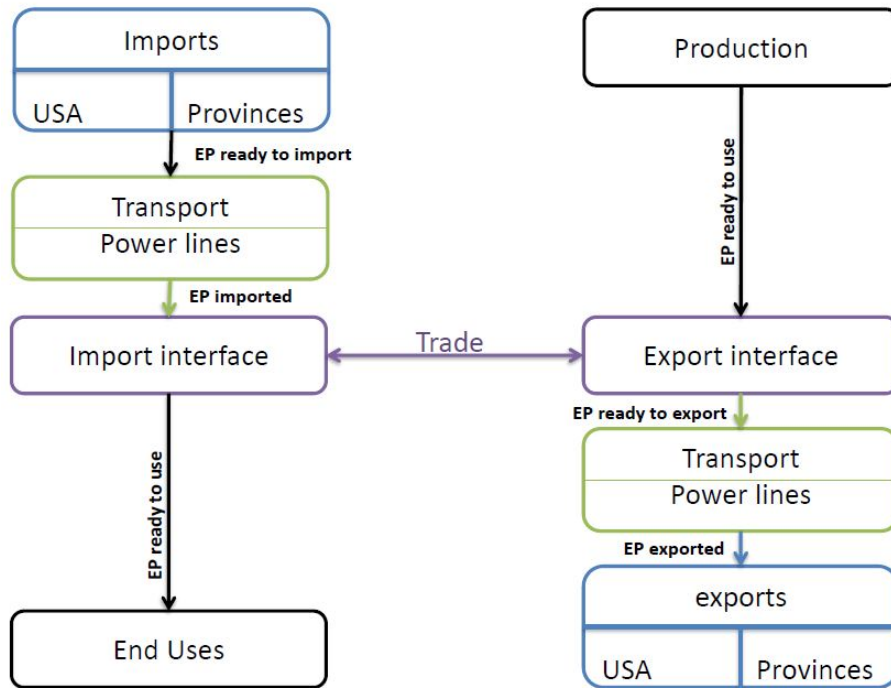


FIGURE 4.11 – Diagramme RES des corridors électriques

Le système de référence énergétique (RES) représentant les corridors électriques relie les technologies (boîtes) par des flux de commodités (droites). Le modèle tient compte des technologies de production et de transport.

Prenons l'exemple de l'Ontario qui voudrait exporter de l'électricité vers le Québec. Le diagramme RES considéré serait celui du Québec. L'électricité est considérée comme "ready to import". Elle traverse l'interconnexion Ontario-Québec et arrive sur l'interface d'échange "imported". Cette électricité pourrait soit être consommée sur place et se transforme donc en "ready to use" ou bien rester sur l'interface d'échange et rejoindre l'électricité produite au Québec qui est "ready to export". Si elle devait être exportée, elle passerait une nouvelle fois par une interconnexion pour devenir "exported".

4.3.3 Le marché de l'électricité

En se basant sur les données de production d'électricité, le modèle TIMES est capable de déterminer un coût moyen de production, dans chaque province et à chaque tranche horaire. Il n'est donc pas possible de modéliser un marché spot en temps réel. Néanmoins, nous pouvons modéliser un marché qui s'en rapproche en déterminant un prix pour chaque tranche horaire ; i.e trois fois par jour ; journée, nuit, et en période de pointe. Les contrats à long terme signés avant l'année de référence de TIMES peuvent quant à eux être répertoriés et ajoutés au modèle lors du calibrage. Il s'agit donc essentiellement de modéliser un marché Forward qu'on peut considérer comme "quasi" spot avec une tarification de l'électricité au coût marginal de production.

Saison	Définition	N° Jours	période du jour	définition	N°heures
Printemps	21 Mars - 2 Juin	74	Jour	7h-17h59	11
			Nuit	19h-6h59	12
			Pic	18h-18h59	1
Été	3 Juin - 31 août	90	Jour	7h-17h59	11
			Nuit	19h-6h59	12
			Pic	18h-18h59	1
Automne	1 septembre - 18 Novembre	79	Jour	7h-17h59	11
			Nuit	19h-6h59	12
			Pic	18h-18h59	1
Hiver	19 Novembre - 20 Mars	122	Jour	7h-17h59	11
			Nuit	19h-6h59	12
			Pic	18h-18h59	1

TABLE 4.14 – Tranches horaires dans TIMES-Canada

4.3.4 Modélisation de la demande américaine

La demande américaine est considérée par TIMES comme une donnée exogène. Elle dépend essentiellement du coût marginal de production aux États-Unis : si le coût marginal de production est plus important aux États-Unis qu'au Canada, les consommateurs américains auront tendance à faire un arbitrage et à choisir l'électricité la moins chère (dans une certaine limite), jusqu'à ce qu'un équilibre s'établisse et que les coûts marginaux s'égalisent. La courbe d'évolution des coûts marginaux de production aux États-Unis devrait dépendre du niveau des importations. Or, comme ce niveau est faible

en comparaison de la consommation américaine, nous pouvons supposer que les coûts marginaux sont constants. Modéliser la demande américaine revient donc à estimer le coût marginal de production de l'électricité dans les huit états américains qui réalisent des échanges avec le Canada et pour les douze tranches horaires. En effet, le Canada est relié à cinq grandes zones américaines :

- ISO-NE : zone couvrant les états de la Nouvelle-Angleterre (Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island et Vermont) regroupés en un marché géré par ISO-NE ;
- NYISO : marché de l'état de New York géré par NYISO ;
- MISO : marché regroupant les états du Midwest américain (Dakota du Nord, Dakota du Sud, Nebraska, Minnesota, Iowa, Wisconsin, Illinois, Indiana, Michigan et une partie du Montana, Missouri, Kentucky, et l'Ohio) et de la province canadienne du Manitoba ;
- PJM : marché de l'état du Michigan ;
- NorthWest : zone couvrant les états du Nord-Ouest américain (Washington, Oregon, Idaho, Utah, Nevada, Montana, Wyoming et une partie de la Californie). Dans cette zone une importante partie de la production électrique est d'origine hydroélectrique. Cependant, il n'y existe pas de marché électrique ;

Vu la difficulté d'estimer l'évolution à long terme des coûts marginaux de production aux États-Unis, plusieurs scénarios seront élaborés pour traduire différentes évolutions de la demande.

Conclusion

Une fois les données collectées et le modèle élaboré, nous pouvons passer à l'étape de l'application dans TIMES-Canada. Cela permettra d'analyser l'évolution à long terme des corridors électriques et de déterminer les besoins des provinces en nouvelles infrastructures.

Chapitre 5

Applications avec le modèle TIMES-Canada

Introduction

Le modèle TIMES-Canada couvre 13 provinces et territoires qui ont chacun leur système de référence énergétique pour le secteur électrique, et s'échangent des flux d'énergie. L'apport des corridors électriques dans le modèle est essentiellement d'associer des coûts à ces flux. Pour l'année de base (2007), le modèle dispose d'un stock de capacité d'échange dont la durée de vie est limitée dans le temps. TIMES peut décider d'accroître la capacité à tout moment en investissant dans de nouvelles infrastructures. Cela engendre des coûts d'investissement et de fonctionnement. L'objectif de cette étude est de déterminer les besoins en nouvelles infrastructures des provinces canadiennes et de fournir ainsi des éléments de décision sur les investissements nécessaires pour garantir l'approvisionnement à long terme en électricité.

5.1 Scénario de référence

Afin de rendre compte de l'évolution de la demande à l'horizon 2050, des estimations de la croissance économique et démographique sont utilisées. La sensibilité de la demande à ces facteurs est capturée à l'aide de coefficients d'élasticité. Les scénarios utilisés dans TIMES-Canada sont basés sur les prévisions de l'Office National de l'Énergie à l'horizon 2035 [7]. Des régressions permettent d'aller jusqu'à 2050. Le scénario de base est un scénario à croissance modérée. Le produit intérieur brut (PIB) canadien

devrait doubler (2.22 fois) dans la période 2007-2050 et la population devrait dépasser les 50 millions durant la même période. Ces deux facteurs sont des éléments clés pour la demande énergétique puisqu'ils déterminent la consommation des ménages et des industries.

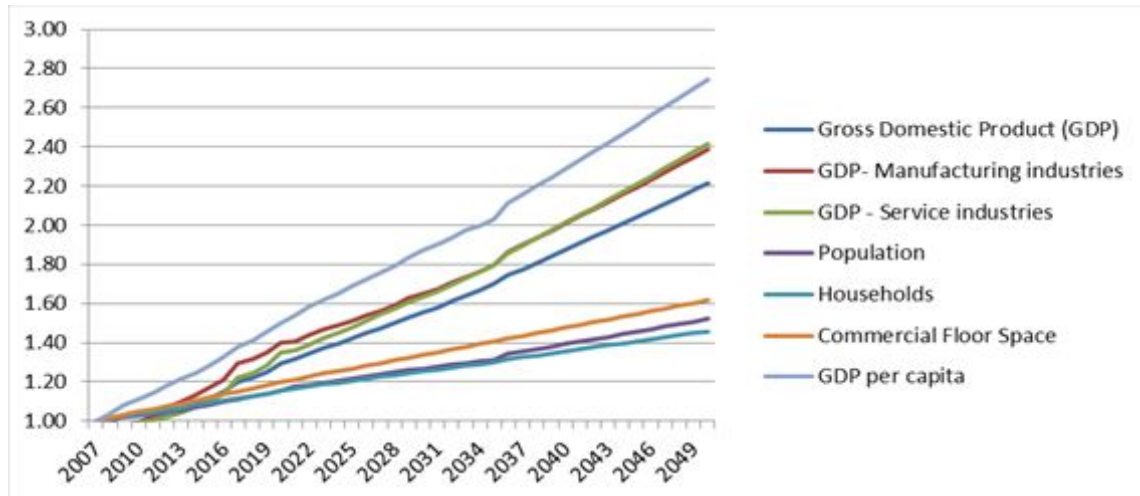


FIGURE 5.1 – Taux de croissance des facteurs socio-économiques utilisés dans le scénario de base
([49])

5.2 Secteur électrique dans TIMES-Canada

En utilisant les données recueillies par TIMES-Canada nous pouvons obtenir une image détaillée du secteur énergétique canadien.

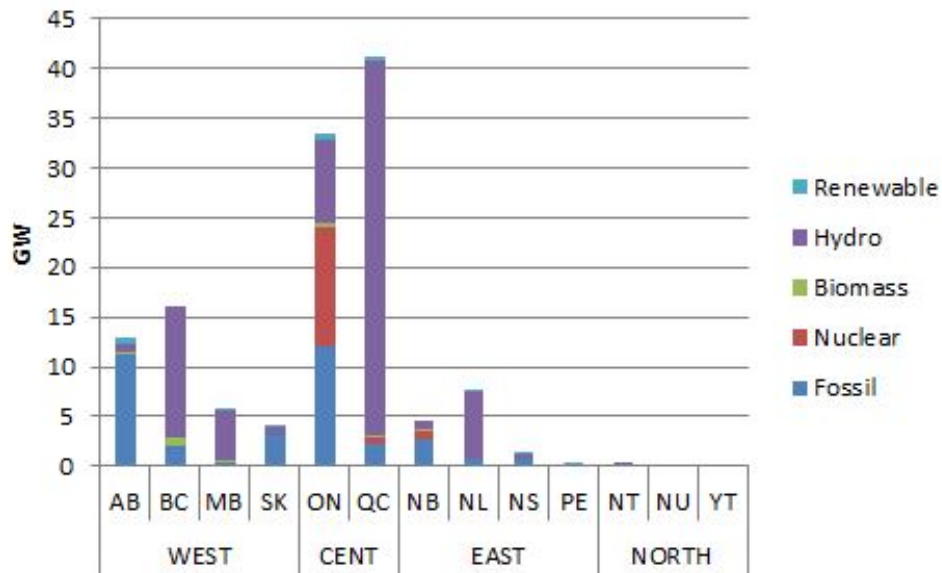


FIGURE 5.2 – Répartition de la capacité de production d’électricité au Canada en 2007 ([49])

Il est important de noter que la majeure partie de la capacité de production du Canada est condensée dans la région centrale (Ontario et Québec). Le Québec est le plus gros producteur d’électricité du pays. Il a majoritairement recours à l’hydroélectricité pour sa production. L’Ontario quant à lui diversifie ses sources et compte sur l’hydroélectricité, le nucléaire et le thermique.

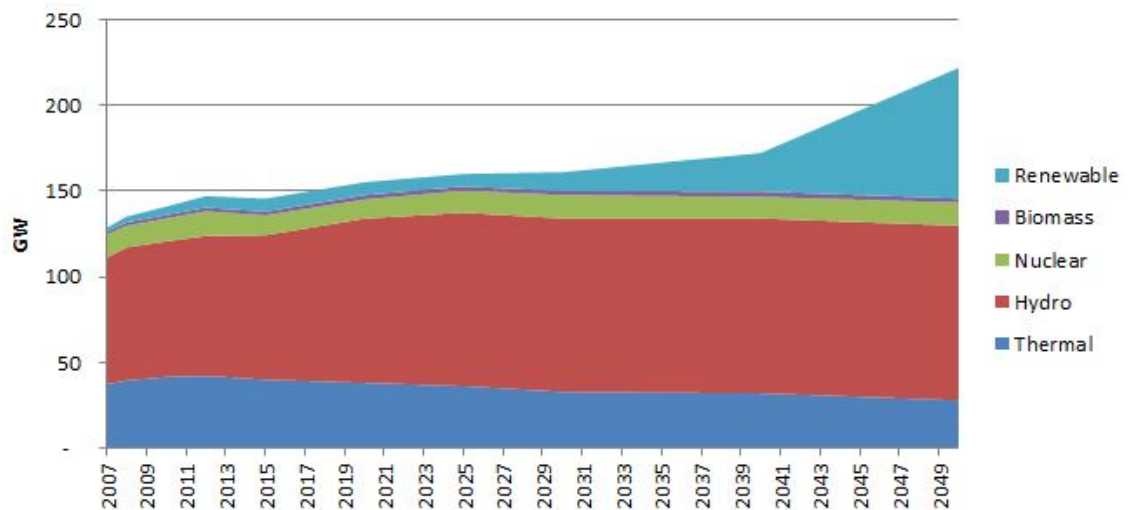


FIGURE 5.3 – Évolution du secteur électrique à l’horizon 2050 ([49])

En se référant au scénario de base, il est possible d’estimer l’évolution du secteur

électrique canadien à l'horizon 2050. TIMES génère ces résultats en s'appuyant sur les capacités de production existantes, les projets en cours, et les projets prévus dans le futur. La capacité de production totale d'électricité devrait augmenter de 57% entre 2007 et 2050. Les résultats montrent une baisse de l'utilisation des combustibles fossiles en faveur des énergies renouvelables. Cela est principalement dû à la fermeture des centrales à charbon en Ontario et dans plusieurs régions. La part de combustible fossile restante est essentiellement produite à partir des turbines à gaz et de quelques centrales à charbon qui subsistent en Saskatchewan et en Alberta. D'un autre côté la forte croissance de la production à partir des énergies renouvelables est imputable à la reconversion de certaines centrales à charbon de l'Ontario pour utiliser de la biomasse et à la construction de nouveaux champs éoliens au Québec, en Ontario, au Manitoba et en Alberta. La production à partir des sources renouvelables devrait atteindre 76 GW en 2050, mais leur part dans la production totale reste faible (25%). En ce qui concerne l'énergie nucléaire, la capacité de production devrait rester stable à 13 GW. Enfin, la part de l'hydroélectricité passerait de 57% en 2007 à 45% en 2050, connaissant néanmoins une augmentation de sa capacité de production de 37% grâce à la construction de nouvelles centrales hydroélectriques au Québec, au Labrador et en Colombie-Britannique.

Ces résultats montrent que le secteur de l'électricité va connaître d'importants changements à l'horizon 2050. Le développement des énergies "vertes" avantage les provinces qui ont un fort potentiel hydroélectrique, éolien et solaire. Ceux-ci deviendraient des exportateurs d'électricité propre à leurs voisins. L'analyse des échanges de flux d'électricité devrait confirmer cette tendance et montrer l'impact que ce changement aura sur les corridors électriques.

5.3 Scénarios alternatifs

Trois scénarios ont été construits en plus du scénario de base.

- **Scénario 1 : forte croissance**

Dans ce scénario, la croissance du PIB canadien est plus importante que dans le scénario de base. Le produit intérieur brut devrait quasiment tripler (2.92 fois) à l'horizon 2050. Cela aura un impact direct sur la demande énergétique qui augmente de 73% en comparaison de 43% dans le scénario de base.

- **Scénario 2 : augmentation de la demande américaine**

Les exportations vers les États-Unis ont été modélisées par une demande américaine qui doit nécessairement être comblée par le Canada. Aucune prise en compte des coûts marginaux de production de l'électricité aux États-Unis n'a été implémentée pour le moment. Dans ce scénario, on suppose que la demande américaine pour l'électricité va doubler à l'horizon 2050.

- **Scénario 3 : échanges stables au niveau de 2007**

Dans ce cas les flux d'électricité sont gelés à leur niveau de 2007. Ce scénario permettra de déterminer l'impact des échanges d'électricité, et les gains générés par les nouvelles infrastructures.

5.4 Analyse des corridors électriques

5.4.1 Scénario de référence

Les résultats montrent que plusieurs provinces auront besoin d'investir dans de nouvelles lignes d'ici 2050.

Interconnexion	Capacité	Investissement	2007	2008	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2040	2050
AB-BC	980	-	126	126	125	125	125	125	124	124	123	122
AB-SK	74	-	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
BC-AB	1176	101	128	141	195	249	330	465	601	736	1007	1277
MB-ON	336	762	110	121	144	144	205	400	516	633	865	1098
MB-SK	147	28	106	105	105	105	105	105	176	176	175	175
NB-NS	294	-	32	32	49	62	62	117	117	116	116	116
NB-PE	218	90	133	132	14	141	148	186	211	229	258	308
NB-QC	769	-	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
NL-QC	5047	2151	3435	3433	3429	3425	3418	4993	4982	5219	5297	7198
NS-NB	343	-	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
ON-MB	270	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ON-QC	2014	-	508	507	507	506	505	503	502	500	497	494
QC-NB	1008	220	164	164	164	164	163	163	162	162	161	1228
QC-NL	2	-	2	2	3	4	5	5	5	5	5	5
QC-ON	2896	362	326	326	325	325	842	1187	1532	1877	2567	3258
SK-AB	150	606	76	83	115	147	195	195	195	436	596	756
SK-MB	49	-	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

TABLE 5.1 – Flux échangés à travers les corridors électriques en MW. Scénario de référence

L'interconnexion Saskatchewan-Alberta sature dès 2015 et une capacité supplémentaire de 600 MW sera requise en 2050. Cela correspond à une augmentation de la

capacité de l'interconnexion de 400%. L'augmentation ne traduit pas un changement de structure du secteur électrique dans l'une des provinces, ces dernières ayant à peu près le même mix électrique basé sur les combustibles fossiles, mais elle exprime l'importante augmentation des besoins de l'Alberta en électricité pour faire fonctionner ses raffineries de sables bitumineux. L'Alberta aura besoin de 10000 MW de capacité de production en plus d'ici 20 ans pour répondre à la demande [21]. Un investissement sera aussi nécessaire pour l'interconnexion avec la Colombie-Britannique afin de combler les besoins.

Les interconnexions du Manitoba seront aussi saturées. Des capacités supplémentaires de 760 MW pour l'interconnexion avec l'Ontario et 28 MW pour l'interconnexion avec la Saskatchewan devront être installées respectivement en 2020 et 2025. Le potentiel hydroélectrique de la province devrait lui permettre d'accroître ses exportations vers ses voisins. De plus, des pointes différentes de consommation sont enregistrées au Manitoba et en Ontario.

Province	Pointe saisonnière
Terre-Neuve-et-Labrador	Hiver
Île-du-Prince-Édouard	Hiver
Nouvelle-Écosse	Hiver
Nouveau-Brunswick	Hiver
Québec	Hiver
Ontario	Été
Manitoba	Hiver
Saskatchewan	Hiver
Alberta	Hiver
Colombie-Britannique	Hiver

TABLE 5.2 – Pointe saisonnière de demande d'électricité par province [24]

L'intégration du réseau de l'Ontario avec ses voisins pourrait permettre des gains de productivité importants en profitant de la spécificité ontarienne. De plus, les deux voisins de l'Ontario (Manitoba et Québec) possèdent d'importantes ressources hydroélectriques et peuvent aider la province à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. L'interconnexion Labrador-Québec sera saturée d'ici 2030 et une capacité supplémentaire de 2150 MW sera nécessaire. Le Québec, malgré son potentiel hydroélectrique énorme, est un importateur net d'électricité. Toutefois, les importations proviennent

essentiellement de la centrale hydroélectrique de Churchill Falls construite conjointement par Hydro-Québec et NALCOR sur le cours du fleuve Churchill au Labrador. La capacité de la ligne Québec-Nouveau-Brunswick augmente rapidement en 2050 et passe de 161MW à 1228MW. Cela est probablement dû à un effet de bord. On ne tiendra donc pas compte de l'année 2050 pour la comparaison avec les autres scénarios.

Concernant les exportations aux États-Unis, seul le Québec aura besoin d'investir dans de nouvelles infrastructures pour installer une capacité supplémentaire de 760 MW. Étant donné le fait que le Canada doive absolument répondre à la demande américaine dans le modèle actuel, TIMES préfère investir dans de nouvelles lignes pour exporter de l'électricité produite au Québec à faible coût plutôt que de répartir les exportations canadiennes sur les autres provinces dont les coûts de production sont plus importants.

5.4.2 Scénario 1 : augmentation de la demande canadienne

Dans ce scénario, la demande énergétique augmente de 73%. Néanmoins, cela n'affecte pas de manière radicale les flux d'électricité échangés. Le fait que toutes les provinces se retrouvent face à une augmentation de la demande peut expliquer le peu de changements qu'il y a eu. En effet, chaque province tente avant tout de répondre à sa demande interne, ce qui ne stimule pas forcément les échanges. De plus, l'électricité n'est qu'une forme d'énergie parmi bien d'autres et elle ne représente qu'une faible part des échanges énergétiques entre les provinces. L'augmentation de la demande n'est clairement pas assez importante pour induire des changements visibles sur le secteur électrique.

Interconnexion	Scénario de référence	Scénario 1
AB-BC	122	122
AB-SK	12	12
BC-AB	1277	1277
MB-ON	1098	1098
MB-SK	175	103
NB-NS	116	116
NB-PE	308	338
NB-QC	13	13
NL-QC	7198	7304
NS-NB	3	3
ON-MB	0	0
ON-QC	494	494
QC-NB (2040)	160	160
QC-NL	5	19
QC-ON	3258	3258
SK-AB	756	756
SK-MB	20	20

TABLE 5.3 – Flux échangés à travers les corridors électriques en MW (2050).
Comparaison des scénarios

5.4.3 Scénario 2 : augmentation de la demande américaine

Si les exportations vers les États-Unis doublent à l’horizon 2050, trois provinces auront besoin d’installer de nouvelles lignes. 1000 MW supplémentaires seront nécessaires au Manitoba, 1200 MW en Ontario, et 5690 MW au Québec. Dans cette province les nouvelles lignes doivent être installées à partir de 2020. Le modèle décide toujours d’exporter à moindre coût, et sélectionne donc les provinces qui ont les coûts de production les plus faibles. Le Québec et le Manitoba possèdent un potentiel hydroélectrique important ce qui permet de produire de l’électricité à faible coût. Quant à l’Ontario sa production, divisée entre thermique, nucléaire et hydroélectrique, permet de garder des coûts de production assez bas par rapport aux autres provinces. De plus, il bénéficie de l’électricité à faible coût de ses deux voisins.

Région	Infrastructure	Scénario de référence Capacité MW	Scénario 2 Capacité MW
BC	Infrastructure existante	380	760
MB	Infrastructure existante	1583	2132
	nouvelle infrastructure	0	1034
NB	Infrastructure existante	508	508
ON	Infrastructure existante	1646	2078
	nouvelle infrastructure	0	1214
QC	Infrastructure existante	4174	4174
	nouvelle infrastructure	759	5691

TABLE 5.4 – Exportations vers les États-Unis en MW (2050). Comparaison des scénarios

5.4.4 Scénario 3 : échanges stables au niveau de 2007

Quand les provinces ne peuvent pas augmenter leurs échanges avec leurs voisins, ils sont dans l'obligation de produire localement l'électricité dont ils ont besoin. Des pertes importantes sont dues à l'impossibilité d'écouler le surplus de production lors des périodes creuses et d'importer de l'électricité en période de pointe. Les résultats montrent que les coûts du système énergétique augmentent de 24% au Canada. Cela prouve indéniablement l'importance des échanges électriques pour garantir l'optimalité du secteur. Pour les provinces l'augmentation est d'autant plus importante que le secteur électrique est développé et intégré. Le Labrador (203%), le Nouveau-Brunswick (78%) et le Québec (50%) sont les provinces qui dépendent le plus du bon fonctionnement des corridors électriques. Ce résultat est un bon indicateur pour les provinces de l'importance qui doit être accordée à la sécurisation de l'approvisionnement électrique et des enjeux liés aux risques sur les corridors électriques.

Région	augmentation des coûts du système énergétique
AB	3,21%
BC	24,70 %
MB	16,32%
NB	78,46%
NL	203,45%
NS	20,48%
NT	0,00%
NU	0,00%
ON	18,99%
PE	2,21%
QC	49,56%
SK	6,08%
YT	-0,01%
Total	24,11%

TABLE 5.5 – Augmentation des coûts de production par région. Scénario 3

5.5 Analyse globale des résultats

Les quatre scénarios étudiés permettent de tirer quelques conclusions quant à l'évolution des corridors électriques. D'abord, il a été constaté que la majorité des provinces canadiennes auront besoin d'investir dans des interconnexions à l'horizon 2050. En effet, l'augmentation de la demande les oblige à mieux gérer leur parc de production afin de réduire les coûts de production. L'augmentation des échanges a un impact positif sur le secteur en permettant aux producteurs d'écouler le surplus lorsque la demande est faible et d'importer en période de pointe, ce qui réduit les besoins d'investissements dans de nouvelles centrales qui ne seront utilisées que durant le pic de demande.

Ensuite, la zone Manitoba, Ontario, Québec a été identifiée comme étant une zone stratégique. Même si les coûts de production y sont parmi les plus bas du pays, d'importants gains en productivité sont réalisables grâce au phénomène de foisonnement des pointes et au fort potentiel hydroélectrique du Québec et du Manitoba.

Concernant les risques sur les corridors électriques, les enjeux sont différents selon les régions. Pour certaines provinces qui ne sont pas très interconnectées aux autres et qui ne dépendent pas énormément du secteur électrique pour leur consommation énergétique (AB, SK, PE...), la défaillance d'un corridor électrique n'influence pas énormément leur système énergétique. Par contre, pour des provinces telles que le Québec ou le Nouveau-Brunswick qui comptent énormément sur l'électricité pour le chauffage ou

bien pour le secteur industriel les enjeux sont très importants et les pertes peuvent être colossales.

Le cas du Québec mériterait d'être étudié de façon plus approfondie. En effet, il s'agit du deuxième consommateur d'énergie du pays et du premier producteur d'électricité. La province possède d'importantes ressources hydroélectriques et les coûts de production y sont les plus bas au Canada. De plus, elle est fortement interconnectée avec ses voisins avec une capacité d'importation de 10850 MW et d'exportation de 7994 MW. Néanmoins, sa faible diversification dans le secteur énergétique et sa forte dépendance à l'électricité fragilise sa position vis-à-vis de la sécurité des corridors énergétiques. En outre, le secteur de l'électricité québécois est l'un des plus réglementés du pays. Hydro-Québec, la société d'État responsable du secteur, est doublement contrôlée. D'une part par la régie de l'énergie qui décide des tarifs à appliquer et donne son avis sur les investissements futurs, et d'autre part par l'état, unique actionnaire de l'entreprise, qui prend des décisions concernant l'investissement et perçoit des dividendes. Cela réduit la marge de manœuvre de l'entreprise et pourrait à long terme l'empêcher de prendre les décisions à même de garantir la sécurité des échanges énergétiques de la province [5]. Ces facteurs politiques et socio-economiques pourraient faire l'objet d'une étude plus approfondie sur la sécurité des corridors électriques en ayant recours à des indicateurs adéquats.

Conclusion

L'application dans TIMES-Canada donne un aperçu sur les possibilités qu'offre le modèle en matière d'analyse de l'évolution des corridors électriques, et ouvre la voie à des études plus poussées sur l'influence de facteurs politiques et socio-économiques sur la sécurité des corridors électriques.

Conclusion

Ce travail a été guidé par l'intuition que les enjeux liés aux échanges d'électricité vont être de plus en plus importants à l'avenir. L'électricité est une source d'énergie incontournable pour les activités humaines, que ce soit pour le secteur du transport, résidentiel, ou bien industriel. Le marché nord-américain de l'énergie étant un marché énorme et diversifié, l'évolution des échanges d'électricité pouvait être affectée par d'innombrables facteurs. Une analyse à long terme des corridors électriques était nécessaire pour lever le voile sur certaines incertitudes et garantir la sécurité d'approvisionnement du Canada.

Un important travail de documentation des interconnexions des provinces canadiennes a été effectué afin de modéliser les corridors électriques. Il en est ressorti que les interconnexions ne sont pas nécessairement des lignes à très haute tension capables de transporter d'importantes quantités d'électricité sur de longues distances. En effet la majorité des interconnexions sont composées de lignes qui permettent de relier, aux frontières des provinces, deux réseaux différents sur de faibles distances. Il a donc fallu prendre en compte cette architecture des lignes au cours de la modélisation. De plus, une étude des structures du secteur de l'électricité et des différents marchés américains et canadiens a été nécessaire afin de situer le problème et de déterminer les hypothèses nécessaires à la cohérence du modèle. Il a été montré que les échanges interprovinciaux se font la plupart du temps à des fins de régulation des réseaux en temps réel. Les échanges avec les États-Unis se font quant à eux pour une bonne partie sur les marchés spot et permettent à plusieurs provinces d'écouler le surplus de production hydroélectrique. TIMES est capable de modéliser des échanges sous forme de contrats Forward qui peuvent être très proches des marchés en temps réel grâce à ses 12 tranches horaires annuelles. Le modèle proposé tient compte des pertes par effet joule, des coûts de congestion, des effets de loop-flow et de la nécessité d'équilibrer l'offre et la demande.

Néanmoins, plusieurs hypothèses réductrices ont été faites afin d'intégrer le modèle dans TIMES. Ainsi, il a fallu agréger les données pour ne garder qu'un seul lien entre deux régions, choisir des distances moyennes pour les interconnexions, et tenir compte de pertes moyennes sur les lignes. Une des améliorations possibles serait d'étoffer un peu plus l'étude, en tenant compte des effets de réseau (modéliser sommairement les réseaux provinciaux) afin de choisir les meilleures zones où établir de nouvelles lignes. Enfin la demande américaine étant exogène, il a fallu établir des scénarios pour tenir compte de l'évolution de cette dernière. Un couplage avec un modèle économique qui serait capable de déterminer les coûts marginaux de production électrique aux États-Unis permettrait d'affiner les résultats. Cependant, grâce à ce modèle nous avons pu dégager certaines tendances. Il a été démontré que la plupart des provinces canadiennes auront besoin d'investir dans de nouvelles infrastructures pour faire face à l'augmentation de la demande. De plus, nous avons pu prouver qu'une intensification des échanges réduit d'une façon considérable les coûts de production. Enfin, certaines provinces ont été identifiées comme étant plus à risque vis-à-vis de la sécurité des corridors électriques à cause de leur forte dépendance électrique.

Cette analyse constitue une première partie dans le vaste projet d'étude des risques liés aux corridors énergétiques. La prochaine étape sera la modélisation des risques associés aux corridors électriques à l'aide d'indicateurs du risque politique, technologique et environnemental selon une approche multicritère.

Annexes

Annexe A : capacités des interconnexions existantes

interconnexion	durée années	début	capacité import MW	capacité export MW
Labrador				
NFL-QC	50	2007	5150	0
Nouvelle-Écosse				
NS-NB	50	2007	350	300
Île-Du-Prince-Édouard				
PE-NB	50	2007	124	222
Nouveau-Brunswick				
NB-QC	50	2007	785	1029
NB-PE	50	2007	222	124
NB-NE	50	2007	1000	550
NB-NS	50	2007	300	350
NB-ME	50	2007	115	105
Québec				
QC-ON	50	2007	2955	2055
QC-NFL	50	2007	0	5150
QC-NB	50	2007	1029	785
QC-NY	50	2007	1999	1100
QC-NE	50	2007	2260	2170
Ontario				
ON-QC	50	2007	2055	2955

interconnexion	durée	début	capacité import	capacité export
	années		MW	MW
ON-MA	50	2007	275	343
ON-NY	50	2007	2280	1770
ON-MN	50	2007	140	90
ON-MI	50	2007	1980	1860
Manitoba				
MA-ON	50	2007	275	200
MA-SK	50	2007	150	50
MA-US	50	2007	2175	700
Saskatchewan				
SK-AB	50	2007	153	75
SK-MA	50	2007	50	150
SK-ND	50	2007	150	90
Alberta				
AB-SK	50	2007	75	153
AB-BC	50	2007	1000	1200
Colombie-Britannique				
BC-AB	50	2007	1200	1000
BC-WA	50	2007	3150	2000

Annexe B : technologies pour les nouvelles lignes

interconnexion	durée	disponibilité	in/out	voltage kV	longueur km	capacité MW	coûts fix- es M\$/PJ	coûts varia- bles M\$/PJ
Labrador								
NFL-QC	50	2007	1,01	735	87,5	4000	2,64	0,04
NFL-QC	50	2007	1,01	500	87,5	2000	3,52	0,05
NFL-QC	50	2007	1,04	345	87,5	900	6,52	0,10
NFL-QC	50	2007	1,07	230	87,5	350	8,05	0,12
Nouvelle-Écosse								
NS-NB	50	2007	1,01	735	59,5	4000	1,80	0,03
NS-NB	50	2007	1,01	500	59,5	2000	2,39	0,04
NS-NB	50	2007	1,04	345	59,5	900	4,43	0,07
NS-NB	50	2007	1,07	230	59,5	350	5,47	0,08
Île-Du-Prince-Édouard								
PE-NB	50	2007	1,01	735	11	4000	0,33	0,00
PE-NB	50	2007	1,01	500	11	2000	0,44	0,01
PE-NB	50	2007	1,04	345	11	900	0,82	0,01
PE-NB	50	2007	1,07	230	11	350	1,01	0,02
Nouveau-Brunswick								
NB-QC	50	2007	1,01	735	80	4000	2,41	0,04
NB-QC	50	2007	1,01	500	80	2000	3,22	0,05
NB-QC	50	2007	1,04	345	80	900	5,96	0,09
NB-QC	50	2007	1,07	230	80	350	7,36	0,11
NB-PE	50	2007	1,01	735	11	4000	0,33	0,00
NB-PE	50	2007	1,01	500	11	2000	0,44	0,01
NB-PE	50	2007	1,04	345	11	900	0,82	0,01
NB-PE	50	2007	1,07	230	11	350	1,01	0,02
NB-NE	50	2007	1,01	735	70	4000	2,11	0,03
NB-NE	50	2007	1,01	500	70	2000	2,82	0,04

interconnexion	durée	disponibilité	in/out	voltage kV	longueur km	capacité MW	coûts fix- es M\$/PJ	coûts varia- bles M\$/PJ
NB-NE	50	2007	1,04	345	70	900	5,22	0,08
NB-NE	50	2007	1,07	230	70	350	6,44	0,10
NB-NS	50	2007	1,01	735	59,5	4000	1,80	0,03
NB-NS	50	2007	1,01	500	59,5	2000	2,39	0,04
NB-NS	50	2007	1,04	345	59,5	900	4,43	0,07
NB-NS	50	2007	1,07	230	59,5	350	5,47	0,08
NB-MN	50	2007	1,01	735	95	4000	2,87	0,04
NB-MN	50	2007	1,01	500	95	2000	3,82	0,06
NB-MN	50	2007	1,04	345	95	900	7,08	0,11
NB-MN	50	2007	1,07	230	95	350	8,74	0,13
Québec								
QC-ON	50	2007	1,01	735	27,5	4000	0,83	0,01
QC-ON	50	2007	1,01	500	27,5	2000	1,11	0,02
QC-ON	50	2007	1,04	345	27,5	900	2,05	0,03
QC-ON	50	2007	1,07	230	27,5	350	2,53	0,04
QC-NFL	50	2007	1,01	735	87,5	4000	2,64	0,04
QC-NFL	50	2007	1,01	500	87,5	2000	3,52	0,05
QC-NFL	50	2007	1,04	345	87,5	900	6,52	0,10
QC-NFL	50	2007	1,07	230	87,5	350	8,05	0,12
QC-NB	50	2007	1,01	735	80	4000	2,41	0,04
QC-NB	50	2007	1,01	500	80	2000	3,22	0,05
QC-NB	50	2007	1,04	345	80	900	5,96	0,09
QC-NB	50	2007	1,07	230	80	350	7,36	0,11
QC-NY	50	2007	1,01	735	118,5	4000	3,58	0,05
QC-NY	50	2007	1,01	500	118,5	2000	4,77	0,07

interconnexion	durée	disponibilité	in/out	voltage kV	longueur km	capacité MW	coûts fix- es M\$/PJ	coûts varia- bles M\$/PJ
QC-NY	50	2007	1,04	345	118,5	900	8,83	0,13
QC-NY	50	2007	1,07	230	118,5	350	10,90	0,16
QC-NE	50	2007	1,01	735	82,5	4000	2,49	0,04
QC-NE	50	2007	1,01	500	82,5	2000	3,32	0,05
QC-NE	50	2007	1,04	345	82,5	900	6,15	0,09
QC-NE	50	2007	1,07	230	82,5	350	7,59	0,11
Ontario								
ON-QC	50	2007	1,01	735	27,5	4000	0,83	0,01
ON-QC	50	2007	1,01	500	27,5	2000	1,11	0,02
ON-QC	50	2007	1,04	345	27,5	900	2,05	0,03
ON-QC	50	2007	1,07	230	27,5	350	2,53	0,04
ON-MA	50	2007	1,01	735	57,5	4000	1,73	0,03
ON-MA	50	2007	1,01	500	57,5	2000	2,31	0,03
ON-MA	50	2007	1,04	345	57,5	900	4,28	0,06
ON-MA	50	2007	1,07	230	57,5	350	5,29	0,08
ON-NY	50	2007	1,01	735	113	4000	3,41	0,05
ON-NY	50	2007	1,01	500	113	2000	4,55	0,07
ON-NY	50	2007	1,04	345	113	900	8,42	0,13
ON-NY	50	2007	1,07	230	113	350	10,39	0,16
ON-MN	50	2007	1,01	735	1	4000	0,03	0
ON-MN	50	2007	1,01	500	1	2000	0,04	0
ON-MN	50	2007	1,04	345	1	900	0,07	0
ON-MN	50	2007	1,07	230	1	350	0,09	0
ON-MN	50	2007	1,01	735	2,5	4000	0,08	0
ON-MN	50	2007	1,01	500	2,5	2000	0,10	0

interconnexion	durée	disponibilité	in/out	voltage kV	longueur km	capacité MW	coûts fix- es M\$/PJ	coûts varia- bles M\$/PJ
ON-MN	50	2007	1,04	345	2,5	900	0,19	0
ON-MN	50	2007	1,07	230	2,5	350	0,23	0
Manitoba								
MA-ON	50	2007	1,01	735	57,5	4000	1,73	0,03
MA-ON	50	2007	1,01	500	57,5	2000	2,31	0,03
MA-ON	50	2007	1,04	345	57,5	900	4,28	0,06
MA-ON	50	2007	1,07	230	57,5	350	5,29	0,08
MA-SK	50	2007	1,01	735	75	4000	2,26	0,03
MA-SK	50	2007	1,01	500	75	2000	3,02	0,05
MA-SK	50	2007	1,04	345	75	900	5,59	0,08
MA-SK	50	2007	1,07	230	75	350	6,90	0,10
MA-US	50	2007	1,01	735	65	4000	1,96	0,03
MA-US	50	2007	1,01	500	65	2000	2,62	0,04
MA-US	50	2007	1,04	345	65	900	4,84	0,07
MA-US	50	2007	1,07	230	65	350	5,98	0,09
Saskatchewan								
SK-AB	50	2007	1,01	735	77,5	4000	2,34	0,04
SK-AB	50	2007	1,01	500	77,5	2000	3,12	0,05
SK-AB	50	2007	1,04	345	77,5	900	5,77	0,09
SK-AB	50	2007	1,07	230	77,5	350	7,13	0,11
SK-MB	50	2007	1,01	735	75	4000	2,26	0,03
SK-MB	50	2007	1,01	500	75	2000	3,02	0,05
SK-MB	50	2007	1,04	345	75	900	5,59	0,08
SK-MB	50	2007	1,07	230	75	350	6,90	0,10
SK-ND	50	2007	1,01	735	35	4000	1,06	0,02

interconnexion	durée	disponibilité	in/out	voltage kV	longueur km	capacité MW	coûts fixes M\$/PJ	coûts variables M\$/PJ
SK-ND	50	2007	1,01	500	35	2000	1,41	0,02
SK-ND	50	2007	1,04	345	35	900	2,61	0,04
SK-ND	50	2007	1,07	230	35	350	3,22	0,05
Alberta								
AB-SK	50	2007	1,01	735	77,5	4000	2,34	0,04
AB-SK	50	2007	1,01	500	77,5	2000	3,12	0,05
AB-SK	50	2007	1,04	345	77,5	900	5,77	0,09
AB-SK	50	2007	1,07	230	77,5	350	7,13	0,11
AB-BC	50	2007	1,01	735	90	4000	2,72	0,04
AB-BC	50	2007	1,01	500	90	2000	3,62	0,05
AB-BC	50	2007	1,04	345	90	900	6,71	0,10
AB-BC	50	2007	1,07	230	90	350	8,28	0,12
Colombie-Britannique								
BC-WA	50	2007	1,01	735	6,5	4000	0,20	0
BC-WA	50	2007	1,01	500	6,5	2000	0,26	0
BC-WA	50	2007	1,04	345	6,5	900	0,48	0,01
BC-WA	50	2007	1,07	230	6,5	350	0,60	0,01
BC-AB	50	2007	1,01	735	55	4000	1,66	0,02
BC-AB	50	2007	1,01	500	55	2000	2,21	0,03
BC-AB	50	2007	1,04	345	55	900	4,10	0,06
BC-AB	50	2007	1,07	230	55	350	5,06	0,08

Bibliographie

- [1] AESO : 10-year transmission system plan 2006-2016. Rapport technique, 2007.
- [2] Canadian Electricity ASSOCIATION : Canada's electricity industry. Rapport technique, 2012.
- [3] O. BAHN, A. HAURIE et D.S. ZACHARY : Mathematical modeling and simulation methods in energy systems. *eolss*, Mathematical Models, 2005.
- [4] O. BAHN, M. MARCY, K. VAILLANCOURT et J-P. WAAUB : Electrification of the canadian road transportation sector : A 2050 outlook with times-canada. *Les Cahiers du GERAD*, G-2013-01, 2013.
- [5] J-T. BERNARD : A quel prix vendre l'électricité. *IRPP*, 1999.
- [6] J-T. BERNARD, F. CLAVET et J-C. ONDO : Electricity market deregulation and co2 emissions reduction : Dancing at different tune across canada and u.s. border. Cahier de recherche 0309, GREEN, 2003.
- [7] National Energy BOARD : Energy future backgrounder : Energy supply and demande projections to 2035. Rapport technique, 2011.
- [8] R. BOHN, M. CARAMANIS et F. SCHWEPPE : Optimal pricing in electrical networks over space and time. *RAND Journal of Economics*, 15(3):360–376, Autumn 1984.
- [9] S. BORENSTEIN, J. BUSHNELL et S. STOFT : The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry. *RAND Journal of Economics*, 31(2):294–325, Summer 2000.
- [10] P-M. BOULANGER et T. BRÉCHET : Une analyse comparative des classes de modèles. *PADD 1*, 2003.

- [11] J-M. BURNIAUX, J. MARTIN, G. NICOLETTI et J-O. MARTINS : Green a multi-sector, multi-region general equilibrium model for quantifying the costs of curbing co2 emissions : A technical manual. OECD Economics Department Working Papers 116, OECD Publishing, 1992.
- [12] PEI Energy COMMISSION : Charting our electricity future. Rapport technique, 2012.
- [13] BC Transmission CORPORATION : State of the transmission system. Rapport technique, 2007.
- [14] R. CRASSOUS : *MODELISER LE LONG TERME DANS UN MONDE DE SECONDE RANG : APPLICATION AUX POLITIQUES CLIMATIQUES*. Thèse de doctorat, l'Institut des Sciences et Industries du Vivant et de l'Environnement (Agro Paris Tech), 2008.
- [15] Le Groupe de Travail Nord-Américain sur L'ÉNERGIE : Amérique du nord réglementation du commerce international de l'électricité. 2002.
- [16] S. DEBIA : Le marché Électrique spot. Mémoire de D.E.A., IFP, 2009.
- [17] M. DROUINEAU, N. MAÏZI, E. ASSOUMOU et V. MAZAURIC : A times model of the reunion island for analysing the reliability of electric supply. *In International Energy Workshop*, 2011.
- [18] J. EDMONDS : *Uncertainty in future global energy use and fossil fuel CO2 emissions 1975 to 2075*. United States. Dept. of Energy. Office of Basic Energy Sciences. Carbon Dioxide Research Division, 1986.
- [19] J. EDMONDS et J. REILLY : *Global energy : assessing the future*. Oxford University Press, 1985.
- [20] EIA : Aeo2013 early release overview. http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early_elecgen.cfm, 2013. [En ligne ; visité le 10-Avril-2013].
- [21] Alberta ENERGY : Outgrowing our Electricity System. <http://www.energy.alberta.ca/Electricity/1773.asp>, 2013. [En ligne ; visité le 4-Mai-2013].

- [22] NALCOR ENERGY : Business and financial report. Rapport technique, 2007.
- [23] LG. FISHBONE et H. ABILOCK : Markal, a linear programming model for energy systems analysis : technical description of the bnl version. *Energy Research*, (5): 353–357, 1981.
- [24] Canada Power Grid Task FORCE : Electricity : Interconnecting canada a strategic advantage vol ii. Rapport technique, Canadian Academy of Engineering, 2009.
- [25] H. GARBOUJ : Extension du modèle times canada au secteur de l’hydrogène. Mémoire de D.E.A., Ecole polytechnique de Tunisie, 2011.
- [26] BC HYDRO : BC Bulk Transmission System. <http://transmission.bchydro.com/nr/rdonlyres/127363bf-8f52-4cb0-91d4-2122eb048916/0/bctcbcbulkmapaug07.pdf>, 2007. [En ligne ; visité le 11-Avril-2013].
- [27] Bc HYDRO : Bc-alberta interconnexion. Rapport technique, 2011.
- [28] Manitoba HYDRO : Manitoba Water Power. http://www.manitobawaterpower.com/electricity_trade/history.html, 2011. [En ligne ; visité le 10-Avril-2013].
- [29] Manitoba HYDRO : The power of vision : Manitoba hydro-electric board 60th annual report. Rapport technique, 2011.
- [30] HYDRO-QUÉBEC : Rapport annuel. Rapport technique, 2010.
- [31] IESO : Ontario transmission system. Rapport technique, 2011.
- [32] R. KANNAN : The development and application of a temporal {MARKAL} energy system model using flexible time slicing. *Applied Energy*, 88(6):2261 – 2272, 2011.
- [33] R. KANNAN et H. TURTON : Can a times model be substituted for an economic dispatch model? – insights from a swiss times electricity model. *In ETSAP Workshop, Stockholm*, 2010.
- [34] R. KANNAN et H. TURTON : A long-term electricity dispatch model with the times framework. *Environmental Modeling & Assessment*, 18(3):325–343, 2012.

- [35] SNC LAVALIN : Transmission and system operator options for nova scotia. Rapport technique, Nova Scotia Department of Energy, 2009.
- [36] R. LOULOU, A. KANUDIA, U. REMME et G. GOLDSTEIN : *Documentation for the TIMES Model part 1*. Energy Technology Systems Analysis Programme.
- [37] A. MANNE : Global 2100 : An almost consistent model of co2 emission limits. *Swiss Journal of Economics and Statistics (SJES)*, 127(II):181–197, 1991.
- [38] NEI : State electricity generation fuel shares. <http://www.nei.org/resourcesandstats/documentlibrary/reliableandaffordableenergy/graphicsandcharts/stateelectricitygenerationfuelshares/>, 2012. [En ligne ; visité le 20-juin-2013].
- [39] W. NORDHAUS : The 'dice' model : Background and structure of a dynamic integrated climate-economy model of the economics of global warming. Cowles Foundation Discussion Papers 1009, Cowles Foundation for Research in Economics, Yale University, février 1992.
- [40] OASIS : Hydro-Quebec TransEnergie. <http://www.oatioasis.com/hqt/index.html>, 2011. [En ligne ; visité le 10-Avril-2013].
- [41] Alberta Electric System OPERATOR : Long-term transmission system plan. Rapport technique, 2009.
- [42] New Brunswick System OPERATOR : The electric power system in new brunswick. Rapport technique, New Brunswick Department of Energy, 2008.
- [43] American Electric POWER : Transmission facts. Rapport technique, 2008.
- [44] NB POWER : Rapport annuel. Rapport technique, 2007-08.
- [45] SASKPOWER : Rapport annuel. Rapport technique, 2010.
- [46] SASKPOWER : Facilities study for transmission service requests. Rapport technique, 2011.

- [47] F. SCHWEPPE, M. CARAMANIS et R. TABORS : Evaluation of spot price based electricity rates. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104(7):1644–1655, 1988.
- [48] S. STOFT : *Power System Economics : Designing Markets for Electricity*. Wiley-IEEE Press, 1st édition, mai 2002.
- [49] K. VAILLANCOURT, Y. ALCOCER, O. BAHN, C. FERTEL, E. FRENETTE, H. GARBOUJ, A. KANUDIA, M. LABRIET, R. LOULOU, M. MARCY, Y. NEJI et J-P. WAAUB : A 2050 energy outlook : analysis with the multi-region model times-canada. *EMA*, 2013.
- [50] K. VAILLANCOURT, J-P. WAAUB, O. BAHN, C. FERTEL et Y. ALCOCER : Future of the canadian oil sector : insight from a hybrid model approach based on times-canada. *In 31stUSAE conference, Austin, November 7th, 2012*.