

Politique énergétique 2016-2025

LES ÉNERGIES
RENOUVELABLES



Québec

© Gouvernement du Québec
Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
Dépôt légal – Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2015
ISBN : 978-2-550-72525-1 (imprimé)
ISBN : 978-2-550-72542-8 (pdf)

Version du 16 mars 2015

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
FASCICULES D'AIDE À LA RÉFLEXION	1
DESCRIPTION DE LA DÉMARCHE DE CONSULTATION	2
CONTEXTE INTERNATIONAL.....	3
CONTEXTE QUÉBÉCOIS	5
PARTIE A - L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EN RÉSEAU	8
SECTION 1 - LA GOUVERNANCE DE L'ÉLECTRICITÉ.....	9
ACTEURS	10
ENJEUX	13
QUESTIONS	13
SECTION 2 - LA CONSOMMATION	14
ENJEUX	17
QUESTIONS	17
SECTION 3 - LA PRODUCTION ET LES APPROVISIONNEMENTS.....	18
CAPACITÉS DE PRODUCTION ACTUELLES.....	18
POTENTIEL DES FILIÈRES ÉLECTRIQUES	21
Énergie hydroélectrique	21
Énergie éolienne	21
Autoproduction d'électricité et mesurage net.....	21
COÛTS D'APPROVISIONNEMENT	22
ÉQUILIBRE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION	23
Choix des prochaines filières de production d'électricité	25
ENJEUX	29
Acceptabilité sociale des projets de production d'électricité	29
QUESTIONS	30
SECTION 4 - LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ	31
TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ	31
PLANIFICATION DU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ	34

DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ SUR LE TERRITOIRE	36
Réseaux électriques intelligents (<i>smart grid</i>)	36
RÉSEAUX AUTONOMES	37
CONSTATATIONS	40
ENJEUX	41
QUESTIONS	41
SECTION 5 - LA TARIFICATION DE L'ÉLECTRICITÉ	43
TARIFS RÉSIDENTIELS	43
TARIFS COMMERCIAUX, INSTITUTIONNELS ET INDUSTRIELS	45
INTERFINANCEMENT	47
ENJEUX	47
QUESTIONS	48
SECTION 6 - LA CONTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ AU DÉVELOPPEMENT DU QUÉBEC	49
CONTRIBUTION AUX FINANCES PUBLIQUES DU QUÉBEC	49
SOUTIEN À LA VIE CULTURELLE, SOCIALE ET ÉCONOMIQUE DU QUÉBEC	50
ENTENTES AVEC LES COMMUNAUTÉS LOCALES ET AUTOCHTONES	50
Entente sur les répercussions et les avantages	50
Paix des Braves	51
EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ	52
CONTRIBUTION AU DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE	55
ÉLECTRICITÉ ET INNOVATION	57
CONSTATATIONS	58
ENJEUX	59
QUESTIONS	59
Exportation de l'électricité	60
Développement des filières énergétiques et développement économique	60
Innovation et expertise	61
CONCLUSION	62

PARTIE B - LES SOURCES DE CHALEUR ET LA BIOÉNERGIE	63
SECTION 1 - LES FILIÈRES DE CHALEUR	64
INTRODUCTION.....	64
SOLAIRE THERMIQUE ACTIF.....	65
Description de la technologie.....	65
Potentiel et défis	66
Expertise et projets au Québec	67
SOLAIRE PASSIF	68
Description de la technologie.....	68
Exemples dans le monde	68
Potentiel et défis	68
Expertise au Québec.....	68
Mesures pour promouvoir la technologie.....	69
Questions	69
GÉOTHERMIE	69
Description de la technologie.....	69
Exemple dans le monde	71
Potentiel et défis	72
Expertise et projets au Québec	73
Mesures pour promouvoir la technologie.....	74
Questions	75
REJETS THERMIQUES	75
Description de la technologie.....	76
Exemples dans le monde	76
Potentiel et défis	76
Expertise et projets au Québec	78
Mesures pour promouvoir la technologie.....	79
Contribution au développement du Québec	79
Questions	79
SECTION 2 - LA BIOÉNERGIE	80
QU'EST-CE QUE LA BIOÉNERGIE?	80
Biocombustibles gazeux.....	82
Biocombustibles liquides	82
Biocombustibles solides	83
PROFIL ACTUEL ET MARCHÉS POTENTIELS POUR LES BIOÉNERGIES	84
Part de la bioénergie dans le profil énergétique québécois	85
Marchés mondiaux	85

LES GISEMENTS DE MATIÈRES PREMIÈRES.....	86
FILIÈRE DES BIOCOMBUSTIBLES SOLIDES	87
Statistiques d'utilisation de la fibre de bois.....	87
Approvisionnements.....	88
FILIÈRE DES BIOCARBURANTS LIQUIDES	89
Biodiesel.....	89
Éthanol	91
FILIÈRE DU BIOMÉTHANE	92
LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION DES BIOÉNERGIES	95
Combustibles solides	95
Biocombustibles liquides	95
Combustibles gazeux.....	95
L'INNOVATION	96
Combustibles gazeux.....	97
Combustibles liquides	97
Combustibles solides	99
Initiatives pour promouvoir l'utilisation des bioénergies	100
CONTRIBUTION DES BIOÉNERGIES AU DÉVELOPPEMENT	103
SECTION 3 - ENJEUX ET QUESTIONS.....	104
QUESTIONS GÉNÉRALES	104
LE BIOMÉTHANE	105
Enjeux.....	105
Questions	105
LES BIOCARBURANTS LIQUIDES	106
Enjeux.....	106
Questions	107
LES BIOCOMBUSTIBLES SOLIDES	108
Enjeux.....	108
Questions	108
CONCLUSION	110
ANNEXE 1 – TABLES DE CONVERSION ET DES UNITÉS DE MESURE.....	111
ANNEXE 2 – RÉGLEMENTATION DE L’ÉLECTRICITÉ AU CANADA	112
ANNEXE 3 – RÉFÉRENCES.....	114

LISTE DES FIGURES

PARTIE A

FIGURE 2.1 LA CONSOMMATION FINALE D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEUR EN 2011.....	14
FIGURE 2.2 L'ÉLECTRICITÉ – DES CENTRALES DE PRODUCTION AUX CONSOMMATEURS	16
FIGURE 3.1 PART DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE AU QUÉBEC PAR SOURCE D'ÉNERGIE PRIMAIRE (2013)	18
FIGURE 3.2 RÉPARTITION DE LA PUISSANCE ÉLECTRIQUE DISPONIBLE PAR TYPE DE PRODUCTEURS AU 31 DÉCEMBRE 2013.....	19
FIGURE 3.3 CAPACITÉ DES PRINCIPAUX ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC	20
FIGURE 3.4 ÉQUILIBRE ENTRE LES PRÉVISIONS DE CONSOMMATION POUR LA PÉRIODE 2002-2011 ET LA CONSOMMATION RÉELLE D'ÉLECTRICITÉ PAR LES CLIENTS DE HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION	25
FIGURE 3.5 ÉMISSIONS DE GES DES DIFFÉRENTES FILIÈRES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ.....	28
FIGURE 4.1 CARTE DES PROJETS DE PRODUCTION INTÉGRÉS AU RÉSEAU DE TRANSPORT DE 1994 À 2014	33
FIGURE 5.1 DÉPENSES EN ÉLECTRICITÉ DES MÉNAGES QUÉBÉCOIS PAR QUINTILE DE REVENU EN 2012	45

LISTE DES FIGURES

PARTIE B

FIGURE 1.1 RÉPARTITION DU RAYONNEMENT SOLAIRE REÇUE PAR LA TERRE	70
FIGURE 1.2 NOMBRE D'UNITÉS DE GÉOTHERMIE INSTALLÉES ANNUELLEMENT PAR PROVINCE	72
FIGURE 2.1 QUELQUES VOIES DE CONVERSION DE LA BIOMASSE EN ÉNERGIE OU EN PRODUITS ÉNERGÉTIQUES	80
FIGURE 2.2 COMPARAISON SELON UNE APPROCHE DE CYCLE DE VIE DE L'INTENSITÉ CARBONE DES CARBURANTS UTILISÉS POUR LE TRANSPORT EN COLOMBIE-BRITANNIQUE (2012)	81
FIGURE 2.3 PROPORTION DE LA CONSOMMATION FINALE D'ÉNERGIE PAR FORME D'ÉNERGIE (2011)	84
FIGURE 2.4 PROCÉDÉ DE TRANSESTÉRIFICATION UTILISÉ CHEZ ROTHSAY BIODIESEL.....	90
FIGURE 2.5 PROCESSUS DE PRODUCTION ET DE VALORISATION DU BIOMÉTHANE.....	93

LISTE DES TABLEAUX

PARTIE A

TABLEAU 2.1 VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION AU SECTEUR INDUSTRIEL EN 2013	15
TABLEAU 3.1 COÛT MOYEN ET COÛT MARGINAL DES APPROVISIONNEMENTS D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION EN 2013	22
TABLEAU 3.2 EXCÉDENT ANNUEL PRÉVU DES APPROVISIONNEMENTS D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION SUR LA DEMANDE DE SA CLIENTÈLE, D'ICI À 2023	23
TABLEAU 3.3 BESOIN EN PUISSANCE SUPPLÉMENTAIRE REQUISE POUR RÉPONDRE À LA DEMANDE DE LA CLIENTÈLE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION LORS DE LA POINTE HIVERNALE	24
TABLEAU 3.4 PRINCIPAUX PROJETS DE CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES AU CANADA	26
TABLEAU 4.1 CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS ENTRE LE RÉSEAU QUÉBÉCOIS DE TRANSPORT ET LES RÉSEAUX LIMITROPHES.....	31
TABLEAU 4.2 DURÉE MOYENNE DES PANNES ET DES INTERRUPTIONS PLANIFIÉES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE.....	32
TABLEAU 4.3 DURÉE MOYENNE DES PANNES ET DES INTERRUPTIONS PLANIFIÉES SUR LE RÉSEAU D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION	32
TABLEAU 4.4 COÛT DE REVIENT DES RÉSEAUX AUTONOMES EXPLOITÉS PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2012).....	38
TABLEAU 5.1 PRIX MOYEN FACTURÉ AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS	43
TABLEAU 5.2 MOYENNE DES DÉPENSES TOTALES EN ÉNERGIE PAR MÉNAGE (2012)	44
TABLEAU 5.3 PRIX MOYEN FACTURÉ AUX CLIENTS DE GRANDE PUissance	45
TABLEAU 5.4 L'INTERFINANCEMENT ENTRE LES TARIFS D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION	47

TABLEAU 6.1	
VERSEMENTS D'HYDRO-QUÉBEC AU GOUVERNEMENT DU QUÉBEC EN 2014	49
TABLEAU 6.2	
QUELQUES ENTENTES SUR LES RÉPERCUSSIONS ET LES AVANTAGES SIGNÉES AVEC DES COMMUNAUTÉS DANS LE CADRE DU COMPLEXE HYDROÉLECTRIQUE DE LA ROMAINE	51
TABLEAU 6.3	
REVENUS TIRÉS DES EXPORTATIONS NETTES D'HYDRO-QUÉBEC	52
TABLEAU 6.4	
ÉVOLUTION DU PARC DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN NOUVELLE-ANGLETERRE	53
TABLEAU 6.5	
EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ RÉALISÉES À PARTIR DES LIGNES INTERNATIONALES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ SITUÉES AU QUÉBEC EN 2014	53
TABLEAU 6.6	
CONTRIBUTION DES EXPORTATIONS NETTES D'HYDRO-QUÉBEC À SES RÉSULTATS NETS.....	54
TABLEAU 6.7	
VALEUR DES ACHATS DE BIENS ET DE SERVICES D'HYDRO-QUÉBEC EN 2014	55
TABLEAU 6.8	
ÉVOLUTION DE CERTAINS INDICATEURS DU MARCHÉ DU TRAVAIL DANS LA RÉGION DE LA GASPÉSIE-ÎLES-DE-LA-MADELEINE ET DANS L'ENSEMBLE DU QUÉBEC DE 2005 À 2014	56

LISTE DES TABLEAUX

PARTIE B

TABLEAU 1.1 POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE DES REJETS INDUSTRIELS AU QUÉBEC, EN 2008	77
TABLEAU 2.1 VARIATION DE LA CONSOMMATION DE PRODUITS PÉTROLIERS AU QUÉBEC, DE 1990 À 2011.....	85
TABLEAU 2.2 UTILISATION DE FIBRE DE BOIS POUR LA PRODUCTION DE BIOCOMBUSTIBLES SOLIDES ET D'ÉNERGIE, PAR TYPE D'USINE	87
TABLEAU 2.3 UTILISATION DE FIBRE DE BOIS POUR LA PRODUCTION DE BIOCOMBUSTIBLES SOLIDES ET D'ÉNERGIE, PAR TYPE DE FIBRE	87
TABLEAU 2.4 PROCÉDÉ DE PRODUCTION DE BIOCARBURANT À PARTIR DE RÉSIDUS FORESTIERS	91
TABLEAU 2.5 PROJETS MUNICIPAUX RETENUS EN VERTU DU PROGRAMME DE TRAITEMENT DES MATIÈRES ORGANIQUES PAR BIOMÉTHANISATION ET COMPOSTAGE	94
TABLEAU 2.6 CLASSEMENT DES FILIÈRES SELON LEUR POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE REMplacement DES ÉNERGIES FOSSILES.....	96
TABLEAU 2.7 PRINCIPALES RETOMBÉES DES BIOÉNERGIES AU QUÉBEC	103

LISTE DES ENCADRÉS

INTRODUCTION

ENCADRÉ 1 LES PRÉVISIONNISTES DE L'AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE ESTIMENT QU'AU COURS DES DEUX PROCHAINES DÉCENNIES.....	4
---	---

PARTIE A

ENCADRÉ 1 HYDRO-QUÉBEC	10
ENCADRÉ 2 LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE.....	11
ENCADRÉ 3 LE BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT	12
ENCADRÉ 4 LE GOUVERNEMENT DU QUÉBEC	13
ENCADRÉ 5 NOTION DE PUISSANCE ET D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE.....	24
ENCADRÉ 6 LA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, LA NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION ET LE NORTHEAST POWER COORDINATION COUNCIL	35
ENCADRÉ 7 LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE INTELLIGENT	37
ENCADRÉ 8 CHANTIER SUR LA CONCILIATION DES USAGES	40
ENCADRÉ 9 LES TARIFS SOCIAUX.....	44
ENCADRÉ 10 ALLEMAGNE : UNE ÉLECTRICITÉ MOINS CHÈRE POUR LES ENTREPRISES	46
ENCADRÉ 11 LES CONTRIBUTIONS ET LES ENGAGEMENTS FINANCIERS (2010-2013)	50
ENCADRÉ 12 CONTRAT DE VENTE AVEC LE VERMONT.....	52
ENCADRÉ 13 LE PROJET HYDROÉLECTRIQUE DU COMPLEXE DE LA ROMAINE	55

LISTE DES ENCADRÉS

PARTIE B

ENCADRÉ 1 EXEMPLE DANS LE MONDE.....	66
ENCADRÉ 2 LA GÉOTHERMIE PROFONDE.....	70
ENCADRÉ 3 EXEMPLES DE GISEMENTS DE CHALEUR DISPONIBLES AU QUÉBEC	77
ENCADRÉ 4 ROTHSAY BIODIESEL INC.....	90
ENCADRÉ 5 EXEMPLE DE SOLUTIONS D'AVENIR EN BIOÉNERGIE.....	99
ENCADRÉ 6 INITIATIVES SCANDINAVES	101
ENCADRÉ 7 L'EXEMPLE DE GÖTEBORG ENERGI EN SUÈDE	102

INTRODUCTION

En 2006, le gouvernement adoptait la Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 « L'énergie pour construire le Québec de demain », reposant notamment sur la relance et l'accélération du développement du patrimoine hydroélectrique, la création d'une filière éolienne, la diversification des sources d'approvisionnement en gaz naturel et en pétrole ainsi que sur la promotion d'une plus grande efficacité énergétique.

Il est maintenant temps de revoir les priorités et les orientations du gouvernement du Québec en matière d'énergie. Pour ce faire, il est nécessaire d'examiner les besoins et les attentes à l'endroit des différentes filières énergétiques qui soutiennent la vitalité économique et le développement de la société québécoise. Simultanément, l'occasion est offerte de réévaluer la pertinence, la performance ainsi que l'efficience des outils que le Québec s'est donnés pour assurer la saine gouvernance, la mise en valeur et l'utilisation responsable des ressources énergétiques.

FASCICULES D'AIDE À LA RÉFLEXION

La série de fascicules que propose le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles se veut une aide à la réflexion destinée à fournir un éclairage avisé sur la situation et les enjeux propres au Québec d'aujourd'hui. Elle vise à dégager des éléments de réflexion à la lumière des succès obtenus ici et à l'étranger, de même qu'à soulever différentes questions permettant de faire des choix éclairés pour la prochaine décennie.

Ce fascicule présente la place des énergies renouvelables dans le portefeuille énergétique du Québec. Il fait également état des questions économiques, technologiques, environnementales et sociales liées au marché actuel et au développement accru de ses énergies dans les prochaines années au Québec.

Le document est divisé en trois parties. La première partie présente le contexte général dans lequel se développeront les énergies renouvelables au cours des prochaines années, au Québec et dans le monde. La section suivante présente les filières qui alimentent les Québécois en électricité. On y décrit la demande, les filières de production, les réseaux de transport et de distribution, le cadre de gouvernance, la situation tarifaire et la contribution des filières électriques au développement du Québec. La troisième partie rassemble l'information sur les sources d'énergies renouvelables pouvant se substituer aux énergies fossiles. Il y est question des sources de chaleur exploitables et des bioénergies. Un espace important est consacré à l'innovation.

Chaque section se termine sur des constatations, des enjeux ainsi que des questions pour définir la place que devrait occuper chaque filière dans les efforts à déployer pour assurer un approvisionnement énergétique diversifié, stable, sécuritaire, accessible, respectueux des communautés et conforme à la capacité de support des écosystèmes.

Le Québec évolue. Il doit se repositionner en tenant compte de ses besoins énergétiques, du contexte extérieur et des valeurs chères à sa population en matière de développement économique, de protection de l'environnement et de justice sociale.

DESCRIPTION DE LA DÉMARCHE DE CONSULTATION

D'ici à la fin de l'année 2015, le gouvernement du Québec se dotera d'une politique énergétique couvrant l'horizon 2016-2025. Celle-ci définira les orientations qui permettront au Québec :

- de s'inscrire dans un contexte énergétique et économique mondial en pleine mouvance;
- de conserver, voire d'accroître son leadership en matière d'énergies renouvelables;
- d'améliorer sa performance en matière d'efficacité énergétique, de progrès comportementaux, d'éducation relative à l'énergie et d'innovation technologique;
- de poursuivre la transition vers une économie à faible empreinte carbone;
- de faire des ressources énergétiques un levier de création de richesse et de développement social dans toutes ses régions.

Cette politique sera le fruit d'une démarche de mobilisation et de consultation interpellant l'ensemble des citoyens et des parties prenantes de la société québécoise.

Déjà, à l'automne 2013, la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec a parcouru les régions pour recueillir les préoccupations et les réflexions des personnes et des organismes intéressés par les enjeux environnementaux, économiques et sociaux liés à l'énergie. Un rapport comportant 57 recommandations a été tiré des quelque 460 mémoires, 300 présentations, 250 interventions sur le Web ou en personne lors des 47 séances publiques de consultation, des 3 ateliers avec les communautés autochtones et des nombreuses rencontres des commissaires avec des experts universitaires ou des organismes publics.

Comme cela a été annoncé le 7 novembre 2014, la démarche se poursuivra par la mise en ligne de fascicules thématiques de réflexion. Ceux-ci permettront d'approfondir la réflexion en mettant à contribution des tables rondes constituées d'experts québécois, canadiens et internationaux.

Les tables rondes exploreront les thèmes suivants :

- efficacité et innovation énergétiques;
- énergies renouvelables;
- hydrocarbures.

Parallèlement aux travaux des experts, la population sera invitée à commenter en ligne les constatations, les enjeux et les questionnements soumis à l'attention des experts. Des rencontres ouvertes aux citoyens et aux organismes désireux de présenter leur point de vue aux représentants du Ministère seront organisées pour chaque thème. Une invitation sera aussi lancée aux représentants autochtones afin qu'ils fassent part du point de vue de leurs communautés.

Fort des résultats découlant de ces multiples occasions de réflexion et de débat, le gouvernement rendra publique sa politique énergétique 2016-2025 à l'automne 2015.

CONTEXTE INTERNATIONAL

Historiquement, les récessions ont été suivies par des périodes de croissance forte et généralisée sur le plan mondial. La crise de 2008 fait donc exception, puisque ses stigmates marquent encore plusieurs régions, dont l'Amérique du Nord où le Québec a d'importants partenaires commerciaux. Cette situation a entraîné entre les pays de grands écarts de croissance qui, à force de persistance, sont devenus caractéristiques de l'économie mondiale actuelle. Ces disparités sont reflétées par des indicateurs en dents de scie qui sont autant de signes d'une reprise économique fragile.

De l'avis des prévisionnistes, la reprise économique devrait se poursuivre, malgré les risques qui la guettent. Ceux-ci estiment que le produit intérieur brut (PIB) mondial continuera d'augmenter modestement au cours des prochaines années grâce essentiellement à la croissance des pays émergents qui, en dépit d'un certain recul, devrait surpasser celle des États développés.

L'évolution du PIB mondial influencera la dynamique des marchés énergétiques dans une proportion qui, au fil des années, sera de plus en plus déterminée par les pays non membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), notamment asiatiques et moyen-orientaux. Par cet effet de vase communicant, la demande énergétique mondiale devrait croître, mais de façon moins importante que cela était prévu au début du siècle.

Pour satisfaire les besoins à venir, les ressources énergétiques les plus sollicitées d'ici à 2035 seront fossiles. Cette prépondérance tient du fait que la technologie donne un accès sans cesse accru aux ressources en question, ce qui les rend toujours plus disponibles et leur permet de répondre à la demande du marché. Les récentes avancées illustrent bien cela dans la mesure où elles permettent d'exploiter, spécialement en Amérique du Nord, des hydrocarbures non traditionnels qui grossissent les réserves d'or noir et de gaz naturel avant d'être écoulés sur des marchés très demandeurs.

L'abondance des ressources énergétiques fossiles n'est donc pas de nature à favoriser le développement des énergies renouvelables. Dernièrement, ce parallèle s'est vérifié d'autant plus que la récession de 2008 a guidé les choix énergétiques vers des combustibles fossiles déjà attrayants du fait de leur abondance. Cela s'est traduit par un ralentissement du taux de croissance des investissements réalisés dans le secteur des énergies renouvelables à l'échelle du globe. Cette tendance pourrait se poursuivre si la récente baisse du prix du pétrole se maintient.

Bien que le virage vers les énergies renouvelables semble difficile à prendre, il n'en demeure pas moins impérieux de l'opérer étant donné que cela constitue pour la planète un enjeu majeur en matière d'environnement et de sécurité, mais aussi de santé et de finances publiques. Les défis à relever pour y parvenir sont encore imposants, mais il y a, fort heureusement, des éléments encourageants.

- **Conférence climat de Paris 2015 :** la France présidera la 21^e Conférence des parties de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques de 2015. Cette conférence doit aboutir à l'adoption d'un premier accord universel et contraignant sur le climat pour maintenir l'élévation de la température globale en deçà de 2°C. Cet accord international, qui entrera en vigueur en 2020, poursuit l'objectif que tous les pays, dont

les plus grands émetteurs de gaz à effet de serre tels que les États-Unis, le Canada ou la Chine - pays développés comme pays en développement - soient engagés pour la première fois par un accord universel sur le climat. Un tel accord agira comme un accélérateur sans précédent pour les investissements dans le secteur des énergies renouvelables à l'échelle mondiale.

- **Des pays européens qui se détournent du charbon et du nucléaire :** certains pays européens comme l'Allemagne et la France ont la ferme volonté de réduire leur consommation de charbon et d'énergie nucléaire, ce qui les a conduit à miser davantage sur les énergies renouvelables, notamment sur les énergies éolienne et solaire.
- **La baisse des coûts de production de l'énergie éolienne et solaire :** le développement économique des pays au taux d'ensoleillement élevé ainsi que les innovations technologiques ont permis de réduire les coûts de production des filières éolienne et solaire de sorte qu'ils se comparent de plus en plus avantageusement à ceux d'autres filières énergétiques, renouvelables ou non. À contre-fil de cette tendance, les coûts de production de l'hydroélectricité augmentent.

ENCADRÉ 1

LES PRÉVISIONNISTES DE L'AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE ESTIMENT QU'AU COURS DES DEUX PROCHAINES DÉCENNIES :

- la demande globale d'électricité croîtra sensiblement;
- la demande globale pour le pétrole, le charbon et le gaz naturel poursuivra sa croissance, si bien que les combustibles fossiles demeureront les ressources énergétiques les plus utilisées;
- le mix énergétique mondial évoluera de sorte que la part de l'énergie fossile continuera d'être la plus importante, tandis que la part de l'énergie nucléaire progressera légèrement et que celle des énergies renouvelables restera stable;
- des avancées technologiques importantes pourraient être réalisées dans le secteur des énergies renouvelables, notamment de l'énergie solaire, et ce, dans différents endroits du monde, y compris au Québec;
- les États-Unis exploiteront l'ensemble de leurs ressources énergétiques pour atteindre l'indépendance énergétique qui est à leur portée.

Note : Les prévisions de consommation sont présentées de manière plus étayée dans le fascicule portant sur les tendances mondiales et continentales, accessible sur le site www.politiqueenergetique.gouv.qc.ca.

CONTEXTE QUÉBÉCOIS

Le contexte économique du Québec reflète celui de la planète. La part relativement importante des ressources naturelles et des produits de première transformation, notamment de l'aluminium, et la tertiarisation de son économie font que le Québec subit les contrecoups économiques de la lente reprise économique américaine et mondiale.

La sécurité énergétique, un enjeu stratégique pour toutes les économies du monde, est pour le Québec un enjeu essentiellement économique. Notre richesse en ressources énergétiques renouvelables et l'accès privilégié aux importantes ressources fossiles de l'Ouest canadien et, plus largement, du continent nord-américain, nous mettent à l'abri du contexte géopolitique incertain entourant d'importants pays producteurs de pétrole.

Ainsi, si l'accès aux différentes formes d'énergie primaire n'est pas un problème, la balance commerciale associée aux produits d'origine fossile, raffinés ou non (pétrole brut, essences, distillats, charbon, gaz naturel, etc.), en est un. Avec la tertiarisation de l'économie québécoise, ce pétrole est de moins en moins requis pour la création de valeur par le secteur industriel, mais de plus en plus utilisé pour le transport des personnes et des marchandises. D'ailleurs, 75 % du pétrole consommé au Québec est utilisé pour le transport.

Le tissu économique du Québec se transforme et les déterminants socioéconomiques évoluent également. Le parc résidentiel répond à la diminution de la taille des ménages, au faible taux d'intérêt et au vieillissement de la population. Les espaces commerciaux se dissocient et s'éloignent des zones résidentielles, tandis que de plus en plus d'habitants des régions migrent vers les centres urbains. Le nombre de véhicules par habitant croît et la part du budget des familles et de la société consacrée à l'énergie demeure une source de préoccupation pour plusieurs.

En matière environnementale, le Québec a réussi à atteindre la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) qu'il s'était fixé dans le cadre du Protocole de Kyoto de 6 %, en 2012, par rapport à 1990. Il s'est engagé à poursuivre ses efforts afin d'atteindre 20 % de réduction en 2020 et suivra de près les travaux que mènera la communauté internationale lors de la Conférence climat de Paris à l'automne 2015. L'engagement à lutter contre les changements climatiques et son financement au moyen du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE), mis en place conjointement avec la Californie, constituent des éléments déterminants de la prochaine politique énergétique. En effet, la production, le transport et la consommation d'énergie sont responsables de plus de 75 % des émissions québécoises de GES (en 2011). La question soulève d'ailleurs des enjeux énergétiques dont les solutions interpellent l'aménagement du territoire, la mobilité durable, l'électrification des transports, les changements climatiques, l'efficacité énergétique et le recours à la bioénergie.

Outre la lutte contre les changements climatiques, le Québec travaille à la conservation de sa biodiversité et à la réduction de ses émissions polluantes. Ainsi, en 1992, il s'est déclaré lié aux conventions du Sommet de la Terre, dont la Convention sur la diversité biologique. Le gouvernement adhère donc d'emblée aux normes de l'Union internationale pour la

conservation de la nature (UICN) en matière d'aires protégées et au Plan stratégique pour la diversité biologique pour la décennie (2010-2020), mis à jour à Nagoya en 2011. Ce plan engage les parties à protéger 17 % de l'ensemble du territoire terrestre et 10 % du territoire marin d'ici à 2020 (Objectif C11). Au Québec, ces cibles, qui se déclinent de différentes façons selon les régions et la tenue des terres, peuvent interférer avec les projets de développement énergétique.

En matière d'émissions polluantes, que ce soit sur le plan de la lutte contre les pluies acides (réglementation sur les carburants), de la réduction des rejets aqueux industriels ou de la qualité de l'air en milieu urbain, le Québec, même s'il présente un bilan déjà enviable, poursuit des cibles toujours plus ambitieuses qui appellent le secteur de l'énergie à innover pour se dépasser.

En raison de sa production hydroélectrique et de l'omniprésence de la forêt sur son territoire, le profil énergétique du Québec est presque unique au monde. Avec la fin de l'expérience nucléaire, le déclassement de quelques vieilles centrales thermiques, le développement d'installations éoliennes importantes et l'utilisation du biogaz et de la biomasse forestière, l'électricité du Québec est renouvelable à plus de 99 %. L'utilisation généralisée de l'électricité pour le chauffage et la production intensive d'aluminium découle de la disponibilité, en grande quantité et à coût compétitif, de cette électricité verte.

Dans le secteur du transport, le profil de consommation est semblable à celui observé ailleurs dans le monde. Les produits pétroliers y dominent largement, laissant quelques maigres dixièmes au gaz naturel et aux autres combustibles gazeux (propane et hydrogène) ainsi qu'au transport électrifié tel que le métro de Montréal et les véhicules légers électriques.

La situation énergétique particulière du Québec où l'hydroélectricité jouit du statut de symbole de fierté nationale, au même titre que nos grands espaces et notre langue, rend notre rapport à l'environnement et aux infrastructures énergétiques tout aussi distinctif, du moins en Amérique du Nord. C'est ainsi que des mouvements sociaux bien organisés ont pu, par le passé, faire reculer le gouvernement sur différents projets tels que la construction d'une centrale thermique au gaz naturel et l'exploration du gaz de schiste dans la vallée du Saint-Laurent. Aujourd'hui, même les grands projets hydroélectriques sont contestés par plusieurs groupes préoccupés par l'environnement et l'intégrité du territoire.

Les priorités du gouvernement du Québec sont l'économie, la création d'emplois et l'assainissement des finances publiques. Le gouvernement mise sur l'énergie pour soutenir la compétitivité des entreprises québécoises et favoriser le développement régional. Malgré son bilan déjà enviable conséquence de la nature même de notre territoire riche en énergies renouvelables, il réitère son engagement, solidaire des autres nations, à poursuivre la lutte contre les changements climatiques. Deux grands projets contribueront à l'atteinte de

ses priorités économiques : la relance du Plan Nord et la Stratégie maritime du Québec. L'énergie y occupe une place importante. L'accès à des formes d'énergie concurrentielles et respectueuses de l'environnement sur le territoire du Plan Nord est une condition d'attraction des investissements privés. D'autre part, une partie des infrastructures maritimes dont le Québec a besoin pour soutenir son développement et sa sécurité énergétique sera destinée au transport de produits énergétiques.

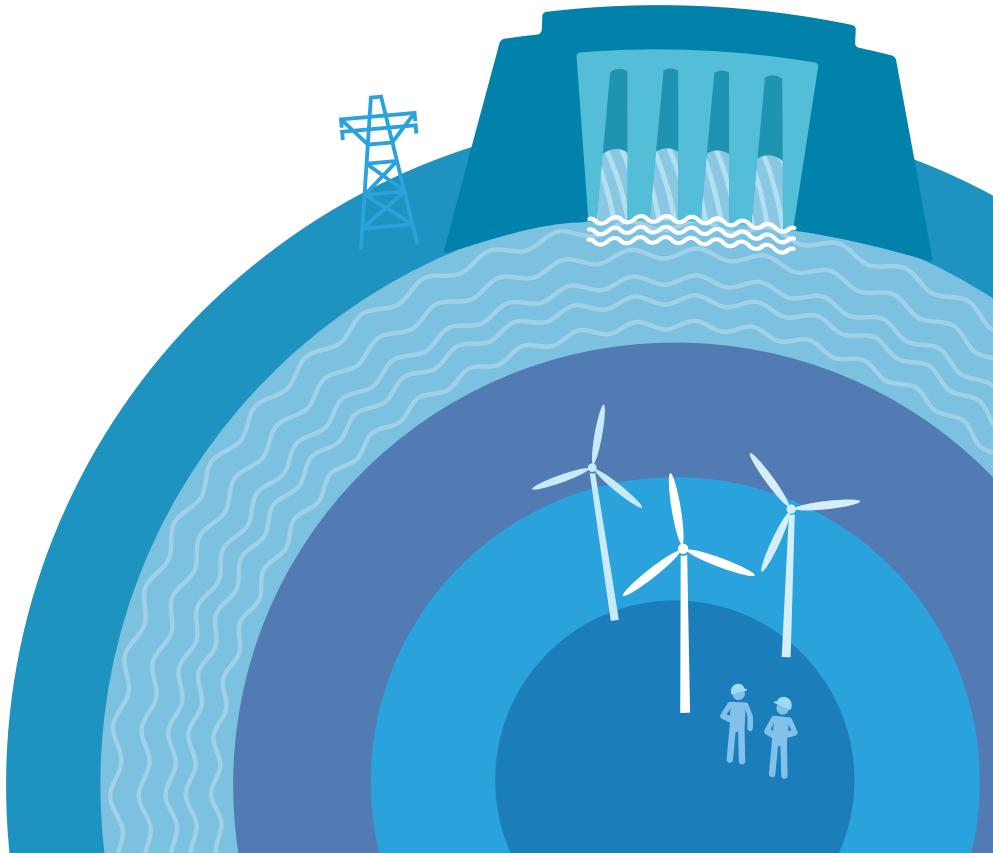
Outre ces deux projets majeurs, le gouvernement compte améliorer l'emploi et la productivité en soutenant l'innovation ainsi qu'en utilisant de façon stratégique les surplus d'électricité du Québec. Ainsi, les promoteurs de projets industriels intensifs en électricité peuvent bénéficier d'un rabais du tarif applicable sur une période bien définie, si ce privilège devient un déclencheur de l'investissement, sans pour autant nuire à des établissements québécois actifs dans le même domaine. Le gouvernement misera, notamment, sur les filières de l'éolien, de l'aluminium et des composantes de véhicules électriques pour renforcer la base industrielle du Québec.

Finalement, les bioressources forestières et agricoles du Québec complètent l'éventail des ressources énergétiques sur lesquelles la société québécoise peut miser pour assurer sa prospérité de manière durable. La recherche et le développement de nouvelles technologies dans ce secteur pourraient donner accès à des marchés comme celui des équipements, des biomatériaux et autres molécules à hautes valeurs ajoutées présentant un potentiel extrêmement lucratif.

A

PARTIE A

L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EN RÉSEAU





SECTION

LA GOUVERNANCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Depuis un siècle, le développement social, industriel et économique du Québec a été stimulé par l'abondance de ses ressources hydrauliques. Toutefois, pendant la crise économique des années 1930, de nombreuses voix se sont élevées au Québec contre les compagnies d'électricité privées, taxées de pratiques abusives telles que la prestation de service de piètre qualité, le refus de desservir de nombreuses régions rurales jugées peu ou pas lucratives ainsi que la fixation de tarifs excessifs, synonymes de dividendes exorbitants pour leur actionnariat essentiellement étranger.

En conséquence, le premier ministre du Québec de l'époque, Adélard Godbout, décide d'exproprier les actifs électriques et gaziers du monopole qu'était la compagnie Montreal Light, Heat and Power. Le projet de nationalisation se concrétise grâce à l'adoption, le 14 avril 1944, de la Loi établissant la Commission hydroélectrique de Québec. De la teneur de cette loi germe l'idée d'un pacte social selon lequel la Commission hydroélectrique de Québec, devenue Hydro-Québec, doit offrir des tarifs à la fois stables, uniformes pour l'ensemble du Québec et aussi bas que les exigences d'une saine administration financière le permettent.

En 2000, l'enchâssement de ce pacte dans la Loi sur la Régie de l'énergie prend la forme suivante :

- l'obligation pour Hydro-Québec de mettre à la disposition des consommateurs québécois un bloc d'électricité patrimoniale de 165 TWh au prix de 0,0279 \$/kWh, prix qui est maintenant indexé depuis 2014;
- l'interdiction de modifier l'interfinancement entre les différentes catégories de clients, qui favorise la clientèle résidentielle;
- l'uniformité des tarifs d'électricité sur l'ensemble du territoire québécois, sans égard à l'éloignement des lieux de production ou à la dispersion de la clientèle desservie.

La création d'Hydro-Québec allait permettre de lancer les grands chantiers de l'énergie. En 1963, le gouvernement québécois a décidé d'acquérir la majorité des réseaux privés d'électricité par l'intermédiaire d'Hydro-Québec, à l'exception des quelque 80 réseaux municipaux et coopératifs existant à l'époque, qui appartenaient déjà à la collectivité.

ACTEURS

Au Québec, la société d'État Hydro-Québec domine le secteur des énergies renouvelables. À titre d'entreprise d'électricité, Hydro-Québec est impliquée dans la production hydroélectrique ainsi que dans le transport et la distribution de l'électricité. Par ailleurs, elle encourage l'efficacité énergétique et poursuit des initiatives visant à favoriser l'électrification des transports.

Depuis 2000, à la suite des modifications apportées à la Loi sur la Régie de l'énergie, le cadre réglementaire de l'électricité repose sur une réglementation des activités de transport et de distribution d'électricité selon les pratiques nord-américaines et une déréglementation des activités de production d'électricité (concurrence).

ENCADRÉ 1

HYDRO-QUÉBEC

Hydro-Québec, société d'État, produit, transporte et distribue de l'électricité. Elle compte quatre principales divisions :

- **Hydro-Québec Production** produit de l'électricité pour approvisionner le marché québécois, dont le volume d'électricité patrimoniale, et en commercialise sur les marchés de gros;
- **Hydro-Québec TransÉnergie** exploite le réseau de transport d'électricité le plus vaste d'Amérique du Nord pour desservir sa clientèle au Québec et hors Québec, soit les clients du réseau de transport d'électricité. Elle commercialise ses capacités de transit et gère les mouvements d'énergie sur le territoire québécois;
- **Hydro-Québec Distribution** exploite le réseau de distribution d'électricité et assure aux Québécois un approvisionnement fiable en électricité. La division déploie des initiatives visant une utilisation efficace de l'électricité et assure les relations avec les clientèles, soit les ménages, les institutions et les entreprises québécoises;
- **Hydro Québec Équipement et services partagés (HQESP) et la Société d'énergie de la Baie James (SEBJ)**, filiales d'Hydro-Québec, sont actives tant dans les projets de construction que dans l'offre de services. Ainsi, HQESP et la SEBJ conçoivent et réalisent des projets de construction et de réfection d'équipements de production et de transport pour le compte d'Hydro-Québec. Par ailleurs, HQESP offre des services de gestion immobilière, de gestion de matériel, d'approvisionnement, de transport et autres, et ce, à l'ensemble des divisions et unités d'Hydro-Québec.

En vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie, depuis 2000, Hydro-Québec Distribution est l'entité responsable de l'approvisionnement en électricité des marchés québécois. Elle s'approvisionne chez Hydro-Québec Production et chez des producteurs privés pour desservir les clients.

À l'exclusion, non négligeable, du bloc patrimonial, les activités de production d'électricité au Québec sont régies par les règles de la libre concurrence. Par contre, Hydro-Québec Production est la seule entité qui construit des ouvrages hydroélectriques de plus de 50 MW, ce qui limite le champ concurrentiel aux petites centrales hydroélectriques et aux autres filières de production.

Les Québécois demeurent attachés à Hydro-Québec, mais remettent régulièrement en question la structure d'entreprise de la société d'État (divisions Distribution, TransÉnergie, Production et HQESP/SEBJ), l'importance des profits générés, les règles de séparation fonctionnelle entre l'entreprise et le gouvernement et certaines de ses pratiques d'entreprise (p. ex., accès à l'information).

ENCADRÉ 2

LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

La Régie de l'énergie est un organisme de régulation économique dont la mission consiste à assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs.

Il s'agit d'un organisme quasi judiciaire, qui est au centre du cadre réglementaire. La Régie a remplacé la Régie du gaz naturel, dont les compétences se limitaient aux distributeurs gaziers.

Avant sa création en 1997, le gouvernement était responsable de la réglementation applicable à Hydro-Québec. La Régie de l'énergie a été créée afin de combler certaines lacunes perçues quant à la multiplicité des rôles de l'État (définition des orientations, adoption et application de la réglementation, actionnaire). L'expertise étant concentrée dans la même organisation, il était difficile d'obtenir un deuxième avis et d'intégrer l'avis des citoyens dans la prise de décision.

Le mandat de la Régie est défini par la Loi sur la Régie de l'énergie. Celle-ci exerce principalement sa compétence sur Hydro-Québec, dans ses activités de transport et de distribution, ainsi que sur les distributeurs de gaz naturel Gaz Métro et Gazifère. Les neuf distributeurs municipaux d'électricité et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville relèvent également de la compétence de la Régie (traitement des plaintes des consommateurs).

La Régie fixe les tarifs de transport d'électricité, les tarifs applicables par Hydro-Québec Distribution ainsi que ceux des distributeurs gaziers. Elle autorise l'enveloppe des projets d'investissement des divisions distribution et transport d'Hydro-Québec. Elle autorise individuellement le budget des projets d'investissement de plus de 25 millions de dollars pour le transporteur et de 10 millions de dollars pour le distributeur. Au regard de ce dernier, la Régie approuve le plan d'approvisionnement, la procédure d'appel d'offres et d'octroi, les contrats d'approvisionnement en électricité signés avec des fournisseurs ainsi que le budget du Plan global en efficacité énergétique. La Régie joue également un rôle de surveillance des prix des produits pétroliers.

La Régie n'a aucune compétence dans le domaine de la production d'électricité.

Le cadre réglementaire québécois de l'électricité ressemble à ceux appliqués dans les autres administrations canadiennes (voir annexe 2), particulièrement à celui de la Colombie-Britannique. La nécessité de la Régie de l'énergie est admise, mais la nature de ses responsabilités est régulièrement remise en question alors que des intervenants jugent, par exemple, que les activités de production d'électricité devraient être réglementées, que la pertinence des investissements de certains projets de transport devrait être analysée en même temps que les projets associés de production d'électricité ou, enfin, que l'organisme devrait avoir des responsabilités accrues en environnement.

Par ailleurs, les interventions gouvernementales sous forme de préoccupations économiques, sociales et environnementales données à la Régie de l'énergie soulèvent, de la part des participants aux travaux de la Régie, une perception d'effritement des compétences de l'organisme.

Les projets de production et de transport d'électricité font l'objet de contestations, tant sur les plans de la justification énergétique, des choix énergétiques et des impacts environnementaux que de la justification économique et financière. Les compétences dans ces domaines sont partagées entre diverses institutions.

Les questions environnementales de certains projets d'infrastructures de production ou de transport d'électricité sont encadrées par les articles 22 et 31.1 de la Loi sur la qualité de l'environnement. Dans certains cas, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) peut également demander la tenue d'une audience au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE).

ENCADRÉ 3

LE BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT

Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement est un organisme public et neutre qui relève du ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Il a pour mission d'éclairer la prise de décision gouvernementale dans une perspective de développement durable, laquelle englobe les aspects écologiques, sociaux et économiques.

Pour réaliser sa mission, il informe, enquête et consulte la population sur des projets ou des questions relatives à la qualité de l'environnement que lui soumet le ministre. Il produit par la suite des rapports d'enquête qui sont rendus publics. Depuis la création de l'organisme, ses commissions d'enquête examinent les projets qui leur sont soumis en appliquant une notion large de l'environnement assimilable au développement durable.

Pour les projets de production, le gouvernement autorise les projets d'Hydro-Québec en considérant leur justification énergétique, économique et financière et en tenant compte notamment des choix énergétiques possibles. C'est au gouvernement de donner les autorisations finales à ces projets d'infrastructures, le cas échéant, sous conditions.

ENCADRÉ 4

LE GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

Le gouvernement du Québec a conservé un rôle et des pouvoirs importants à l'égard d'Hydro-Québec et de la Régie de l'énergie. Il a effectivement conservé ses prérogatives au regard de la production d'électricité par Hydro-Québec, de l'exportation d'électricité et de la capacité de déterminer des approvisionnements requis de certaines filières de production d'électricité.

En effet, le gouvernement peut requérir qu'Hydro-Québec Distribution lance des appels d'offres pour les approvisionnements d'une filière particulière. Dans ce dernier cas, le processus concurrentiel remplace la justification financière.

À l'échelle fédérale, l'Office national de l'énergie du Canada est un organisme de réglementation qui, dans le domaine de l'électricité, autorise la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité (interconnexions)¹ et délivre des permis d'exportation.

ENJEUX

Plusieurs organismes interviennent dans l'examen des projets, en fonction de leur champ de compétence respectif. Cela rend difficile l'analyse simultanée et intégrée des dimensions énergétiques, économiques, financières et environnementales et a pour effet de rendre plus complexe la prise de décision en vue de faire les meilleurs choix.

QUESTIONS

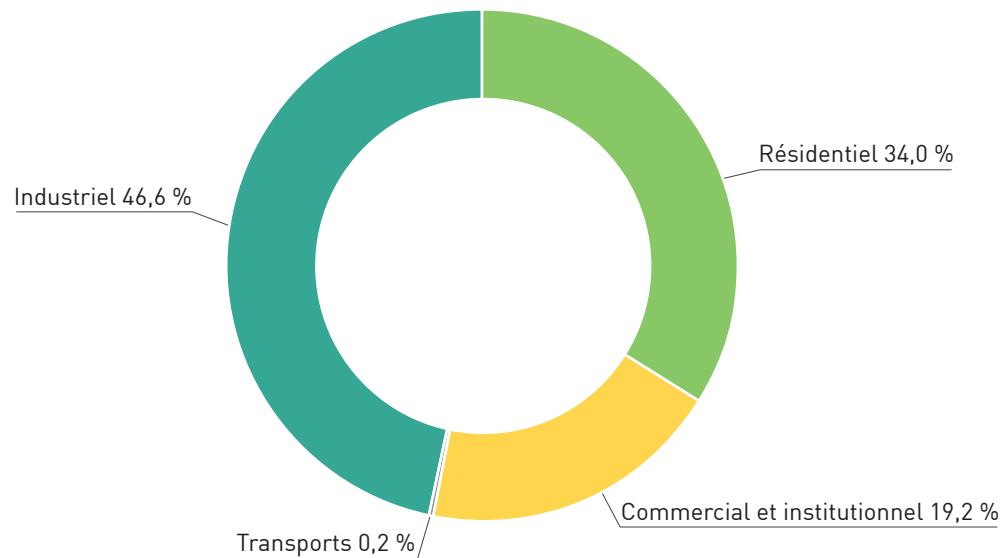
- Le cadre réglementaire en vigueur au Québec est-il adéquat pour permettre au gouvernement de bien jouer son rôle en matière de tarification de l'électricité et de la planification des approvisionnements?
- Les pouvoirs et les champs d'activité dévolus à Hydro-Québec en vertu de sa loi constitutive sont-ils de nature à répondre aux enjeux du contexte énergétique actuel ainsi qu'aux défis que cela soulève?
- Le rôle de la Régie devrait-il être élargi à toutes les facettes d'un projet d'infrastructure hydroélectrique, y compris l'opportunité du projet et ses impacts environnementaux, enjeux qui relèvent actuellement du BAPE?
- De quelle manière pourrait-on mieux intégrer l'ensemble des processus d'autorisation requis pour les projets d'infrastructure électrique, y compris celui de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ)?

¹ La compétence de l'Office national de l'énergie peut également s'étendre à des lignes de transport d'électricité interprovinciales désignées de compétence fédérale.

LA CONSOMMATION

Hydro-Québec Distribution est le principal distributeur d'électricité au Québec, avec 4,2 millions d'abonnés au 31 décembre 2014. Depuis les années 1970, le nombre accru d'appareils électriques dans les logements, la position concurrentielle favorable et les avantages intrinsèques de l'électricité, notamment son caractère renouvelable, guident certains choix de consommation, dont la conversion des systèmes de chauffage au mazout à des systèmes à l'électricité.

Figure 2.1
La consommation finale d'électricité par secteur en 2011



Note : La consommation totale d'électricité en 2011 a été de 186 milliards de kWh.
Source : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

Le Québec se classe parmi les plus grands consommateurs d'électricité par personne au monde, juste après l'Islande et la Norvège qui, comme le Québec, disposent de ressources hydroélectriques abondantes. La décision historique du Québec de développer la filière hydroélectrique et le très faible coût de cette énergie représentent aujourd'hui des atouts tant pour les ménages que pour les entreprises. Pour cette raison, le chauffage électrique s'est grandement répandu dans le secteur résidentiel et plusieurs industries grandes consommatrices d'électricité, telles que les alumineries, se sont installées chez nous.

Selon Statistique Canada, 70 % des Québécois utilisent l'électricité comme source principale de chauffage. Le chauffage de l'espace compte pour 61 % de la consommation d'électricité d'une résidence, loin devant l'eau chaude, l'éclairage et les électroménagers².

Selon Hydro-Québec Distribution³, les ventes d'électricité devraient afficher un taux de croissance annuel moyen de 0,7 % (environ 1,3 TWh par année) pour atteindre 184,1 TWh en 2023. La croissance prévue de la consommation d'électricité est donc faible au Québec. Le niveau de consommation est sensible à la vigueur de l'économie. Ainsi, Hydro-Québec Distribution observe depuis plusieurs années une stagnation et même une décroissance des ventes d'électricité dans plusieurs secteurs industriels. De 2007 à 2014, les ventes d'électricité aux grandes industries ont décrue de 8,0 TWh. Quant aux ventes aux clientèles résidentielles et commerciales, la croissance demeure modeste.

En 2013, les clients industriels (grands et petits) ont consommé 38 % de l'électricité vendue au Québec par Hydro-Québec, soit 65,7 TWh (tableau 2.1). À cette consommation s'ajoute l'électricité produite par certaines grandes entreprises des secteurs des pâtes et papiers et de l'aluminium. À ce titre, les autoproducateurs industriels, tels Rio Tinto Alcan, Produits forestiers Résolu et Société en commandite hydroélectrique Manicouagan, ont produit et consommé 20,9 TWh en 2013.

Tableau 2.1
Ventes d'électricité par Hydro-Québec Distribution au secteur industriel en 2013

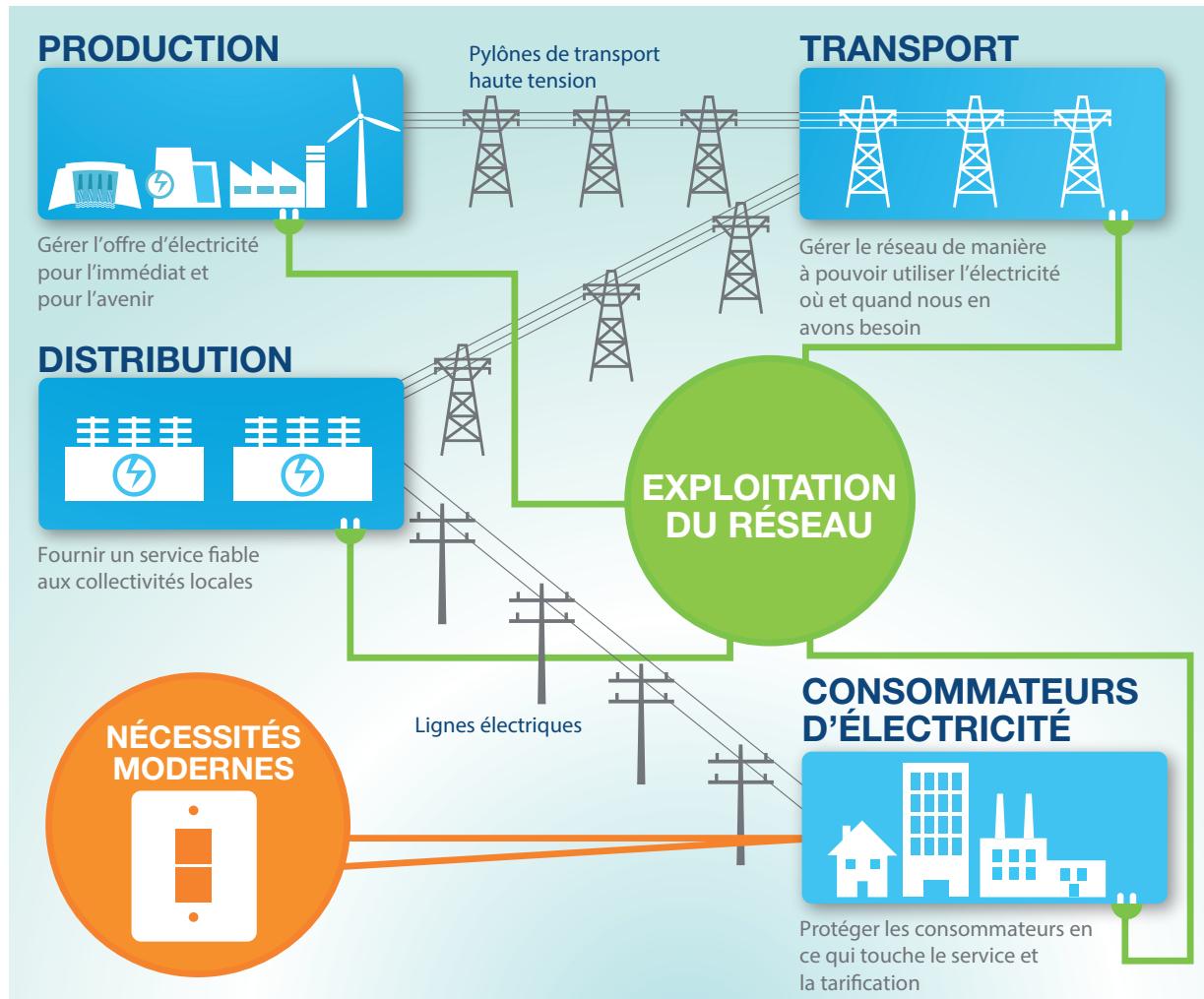
Catégorie industrielle	Ventes (TWh)	Part (%)
Petites et moyennes entreprises	8,8	13,4 %
Grandes entreprises	56,9	86,6 %
Alumineries	22,8	34,7 %
Pâtes et papiers	14,1	21,5 %
Pétrole et chimie	5,6	8,5 %
Mines	3,5	5,3 %
Sidérurgie, fonte et affinage	7,4	11,3 %
Autres	3,3	5,0 %
TOTAL INDUSTRIEL	65,7	100,0 %

Source : Hydro-Québec Distribution (2014), *État d'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement 2014-2023*, 49 p.

² MERN (2015), *Politique énergétique 2016-2025 — Efficacité et innovation énergétiques*, 50 p.

³ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2014), *État d'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement 2014-2023*, 49 p.

Figure 2.2
L'électricité — Des centrales de production aux consommateurs



Source : ASSOCIATION CANADIENNE DE L'ÉLECTRICITÉ. Comment fonctionne le réseau électrique? [En ligne] [\[lelectricitedelavenir.ca/la-valeur-de-lelectricite/comment-fonctionne-le-reseau-electrique/\]](http://lelectricitedelavenir.ca/la-valeur-de-lelectricite/comment-fonctionne-le-reseau-electrique/) (Consulté le 13 février 2015).

ENJEUX

Il faut encourager des habitudes et des choix de consommation éclairés propices à un meilleur usage de l'électricité. Les changements escomptés doivent améliorer la situation des ménages, des institutions et des entreprises ainsi qu'être bénéfiques à l'ensemble de la société québécoise.

QUESTIONS

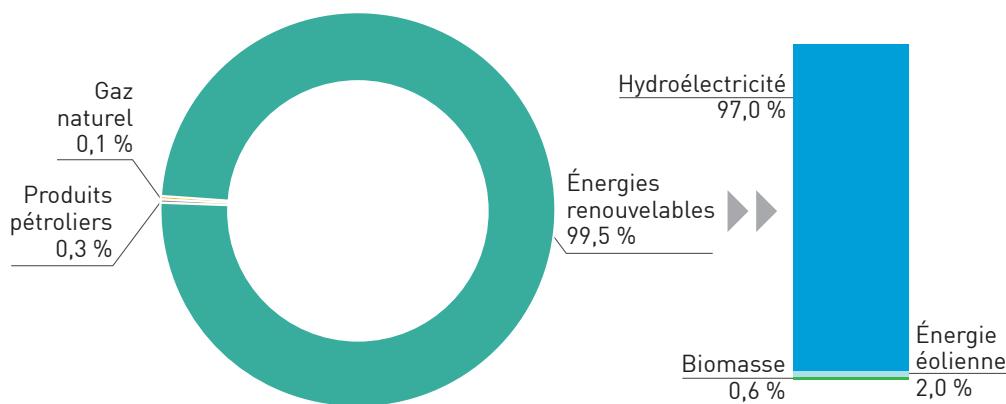
- Quelle place l'électricité doit-elle occuper dans le bilan énergétique du Québec?
- Dans le contexte énergétique et économique du Québec, quelles sont les mesures qui incitent à mieux consommer sans restreindre l'accès à l'énergie aux ménages à faible revenu?
- Dans le secteur résidentiel, comment peut-on remédier aux problèmes de puissance de pointe qu'exacerbe l'adoption du chauffage électrique autant dans les nouveaux bâtiments que dans les bâtiments déjà construits, tout en poursuivant une politique d'indépendance progressive aux énergies fossiles?
- Quels efforts de conversion à l'électricité devraient être déployés et dans quels secteurs d'activité?

LA PRODUCTION ET LES APPROVISIONNEMENTS

CAPACITÉS DE PRODUCTION ACTUELLES

À la suite de la fermeture de la centrale nucléaire Gentilly-2, la presque totalité de l'électricité produite au Québec provient de ressources renouvelables (figure 3.1). L'énergie hydroélectrique domine, héritage d'un développement historique des forces hydrauliques abondantes sur le territoire. Les filières de l'éolien et de la cogénération d'électricité à partir de la biomasse sont plus récentes et beaucoup moins importantes en ce qui a trait à la capacité de production en place.

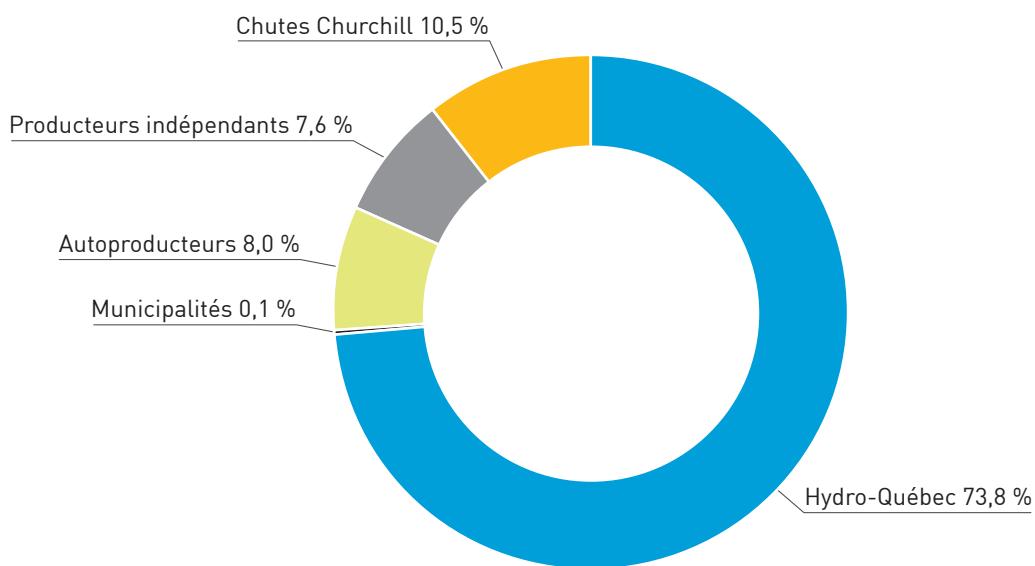
Figure 3.1
Part de l'électricité produite au Québec par source d'énergie primaire (2013)



Source : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, données préliminaires.

La production d'électricité au Québec est dominée par la division Production d'Hydro-Québec. Depuis des décennies, le Québec a valorisé son énorme potentiel hydroélectrique. Aujourd'hui, le coût des approvisionnements d'Hydro-Québec Production est très faible, de l'ordre de 0,02 \$/kWh.

Figure 3.2
Répartition de la puissance électrique disponible par type de producteurs au 31 décembre 2013



Note : La puissance installée totale disponible au 31 décembre 2013 est de 43 731 MW.

Sources : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles et Hydro-Québec.

En 2013, les autoproducateurs industriels québécois possédaient une capacité de production hydroélectrique de 3 965 MW, alors que la capacité hydroélectrique des producteurs privés et municipaux totalisait 415 MW. Par ailleurs, des producteurs privés exploitaient des centrales de production d'électricité à partir de biomasse d'une capacité totale de près de 249 MW ainsi que des centrales au biogaz d'une capacité totale de plus de 35 MW.

La capacité éolienne des producteurs privés et municipaux s'élevait à 2 399 MW au 31 décembre 2013, soit 5,5 % de la capacité de production installée au Québec, et devrait atteindre plus de 3 900 MW à l'horizon 2017. La capacité de production thermique alimentée par les énergies fossiles totalisait 1 589 MW, ou 3,6 % de la capacité installée au Québec.

Hydro-Québec Production possède une centrale thermique qui fournit de l'énergie à la pointe du réseau. Par ailleurs, TransCanada Energy (TCE) est propriétaire d'une centrale de cogénération d'électricité fonctionnant au gaz naturel d'une capacité de 547 MW. En vertu d'une entente avec Hydro-Québec Distribution, cette centrale est pour le moment fermée⁴.

Dans les secteurs éloignés sur le territoire du Plan Nord, en Haute-Mauricie et aux Îles-de-la-Madeleine, desservis par des réseaux autonomes, Hydro-Québec Distribution exploite des équipements de production constitués de 24 centrales thermiques et de 2 petites centrales hydroélectriques.

⁴ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, 2014. Décision relative à la demande d'approbation des amendements à l'entente de 2009 portant sur la suspension temporaire des livraisons de la centrale de TCE, D-2014-086, R-3875-2014, 18 p.

Figure 3.3
Capacité des principaux équipements de production et de transport d'électricité au Québec



Source : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles.

POTENTIEL DES FILIÈRES ÉLECTRIQUES

ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE

Presque toutes les grandes centrales hydroélectriques sont situées sur le territoire du Plan Nord. Elles sont reliées aux grands centres de consommation par des lignes à haute tension qui parcourent des centaines de kilomètres. Le potentiel de développement de projets hydroélectriques demeure important sur le territoire québécois : il est sommairement évalué à 45 000 MW, dont près de 20 000 MW présentent un potentiel économique intéressant dans le contexte actuel. Cette disponibilité joue un rôle de levier en ce qui a trait au développement du Nord-du-Québec.

Ces estimations ne comprennent pas le potentiel offert par les technologies en développement telles que les hydroliennes qui exploitent la vitesse du courant pour produire de l'énergie.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

La production d'électricité de la filière éolienne, développée par des promoteurs privés, parfois en association avec les communautés locales et autochtones, a connu une croissance rapide à la suite de quatre appels d'offres. Lorsque tous les parcs éoliens ayant fait l'objet d'un contrat seront en service à la fin de 2017, la capacité de production éolienne du Québec atteindra près de 4 000 MW, ce qui correspond à 10 % de la capacité installée totale.

Le Québec est doté d'un potentiel éolien imposant. Le potentiel technique éolien exploitable s'élève à près de 8 millions de mégawatts. La région du Nord-du-Québec dispose de plus de 85 % du potentiel global du Québec⁵.

AUTOPRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET MESURAGE NET

L'autoproduction d'électricité à l'échelle résidentielle et commerciale (petits commerces) permet à un client d'injecter de l'électricité excédentaire obtenue d'une installation de 50 kW ou moins en échange de crédits. Hydro-Québec Distribution offre donc « d'entreposer » de l'électricité produite par ses clients en prévision du moment où la demande de ce client dépassera sa production. Les modalités d'application de ce programme au Québec sont comparables à celles qu'on trouve ailleurs en Amérique du Nord. Au Québec, au 1^{er} avril 2014, cette filière de « mesurage net » (net metering) comptait 69 abonnés disposant de 512 kW installés (0,001 % de la capacité québécoise) sous forme de panneaux solaires photovoltaïques et de microéoliennes. Les bas tarifs de l'électricité au Québec défavorisent ce type de production. Par ailleurs, malgré un intérêt démontré, aucun des abonnés à l'autoproduction n'utilise la filière hydroélectrique comme source de production, le cadre réglementaire n'y étant pas favorable (Loi sur le régime des eaux).

⁵ Hélima x Énergie inc. et AWS Truew ind LLC (2005), *Inventaire du potentiel exploitable du Québec*, 60 p. (document préparé pour le ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec).

COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

Le coût moyen⁶ des approvisionnements hydroélectriques de la division Hydro-Québec Distribution contractés auprès d'Hydro-Québec Production est très bas, soit moins de 0,03 \$/kWh. Ce coût, qui reflète le bas coût du bloc patrimonial, est appelé à croître étant donné l'indexation, sur l'inflation, du coût de l'électricité patrimoniale depuis 2014. Le coût marginal⁷ des approvisionnements hydroélectriques s'établit plutôt à 0,062 \$/kWh, soit le double.

Si les besoins dépassent le volume d'électricité patrimoniale, Hydro-Québec Distribution doit recourir à un processus d'appel d'offres où toutes les filières et tous les promoteurs sont mis en concurrence, y compris la filière de l'efficacité énergétique. Le gouvernement peut, par règlement, demander à Hydro-Québec Distribution de procéder à un appel d'offres pour l'achat d'un bloc d'énergie pour une filière particulière, telle que la filière éolienne ou celle de la cogénération à partir de biomasse. Il s'agit de l'électricité postpatrimoniale.

Le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux est actuellement de 0,098 \$/kWh, ce qui est nettement supérieur à celui du bloc patrimonial. Par contre, le dernier appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution concernant la fourniture d'un bloc de 450 MW d'énergie éolienne, dont les livraisons doivent débuter en 2016, établit un coût marginal à la baisse de l'ordre de 0,063 \$/kWh en dollars de 2014.

Tableau 3.1

Coût moyen et coût marginal des approvisionnements d'Hydro-Québec Distribution en 2013

Filière	Coût moyen (¢/kWh)	Coût marginal (¢/kWh)
Grandes centrales hydroélectriques	2,9	6,2 ¹
Petites centrales hydroélectriques	8,1	8,1
Éoliennes ²	8,6 ²	9,7 ²
Biomasse ²	9,9	10,5

1 Correspond aux contrats de base (350 MW) et cyclables (250 MW) intervenus avec Hydro-Québec Production.

2 Avant la mise en service des parcs construits en vertu du dernier appel d'offres d'électricité produite par éolienne (0,063 \$/kWh).

P Données partielles.

Sources : Hydro-Québec Distribution, *Approvisionnements en électricité*, R-3905-2014, HQD-6, document 1, 17 p.

Hydro-Québec Distribution, Achats d'électricité, R-3905-2014, HQD-6, document 2, 9 p.

6 Le coût moyen correspond à la moyenne des coûts de l'ensemble des approvisionnements contractés.

7 Le coût marginal correspond au coût des derniers approvisionnements contractés.

Tableau 3.2
Excédent annuel prévu des approvisionnements d'Hydro-Québec
Distribution sur la demande de sa clientèle, d'ici à 2023

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Surplus (TWh)	5,3	6,6	6,4	7,2	7,5	6,8	5,0	4,7	3,8	3,0
Part dans les approvisionnements totaux	2,7 %	3,4 %	3,3 %	3,7 %	3,8 %	3,4 %	2,5 %	2,3 %	1,9 %	1,5 %

Source : Hydro-Québec Distribution (2014), *État d'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement 2014-2023*, 49 p.

ÉQUILIBRE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

L'approvisionnement dont dispose Hydro-Québec Distribution est actuellement caractérisé par une disponibilité d'électricité achetée par contrat garanti à différents producteurs, laquelle dépasse la demande de sa clientèle. Cela se traduit par des surplus dont les consommateurs supportent les coûts.

Il faut toutefois garder à l'esprit que le concept de surplus énergétiques est volatil. Ainsi, à l'automne 2013, Hydro-Québec Distribution évaluait à 75 TWh⁸ ses surplus énergétiques cumulés pour la période de 2014 à 2023. À la suite d'une révision au printemps 2014, cette estimation a été rajustée à 60,6 TWh⁹. Enfin, la révision de l'automne 2014 porte ces surplus à 56,3 TWh¹⁰. En outre, l'implantation de quelques projets industriels d'importance pourrait ramener le distributeur à l'équilibre.

La situation d'Hydro-Québec Distribution est toutefois tout autre pour le bilan de sa puissance. En effet, Hydro-Québec Distribution prévoit un déficit de puissance électrique dès l'hiver 2015-2016 durant les périodes de pointe. Au Québec, les besoins en puissance ont lieu en période froide alors que l'ensemble des installations accessibles à Hydro-Québec Distribution est sollicité, y compris certaines importations des réseaux voisins. La pointe du distributeur correspond à un nombre d'heures limité, de l'ordre de quelques dizaines d'heures par année.

8 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2013), *Plan d'approvisionnement 2014-2023 — Réseau intégré*, R-3864-2013, HQD-1, document 1, 39 p.

9 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2014), *Prévision de la demande — Ajustements de mai 2014-2023*, R-3864-2013, HQD-6, document 2.

10 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2014), *État d'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement 2014-2023*, 49 p.

ENCADRÉ 5

NOTION DE PUISSANCE ET D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Puissance électrique

La puissance correspond à un débit d'énergie, produit ou consommé, à un moment précis. La puissance se mesure en watts (W). Un watt est la puissance lorsque un joule est transféré uniformément pendant une seconde.

Ainsi, pour un consommateur, une ampoule de 100 watts requiert une puissance électrique de 100 watts pour fonctionner, alors que 10 ampoules requerront 1 kW (1 000 watts) de puissance pour fonctionner simultanément.

Pour Hydro-Québec, la puissance correspond à l'effort que les centrales de production à sa disposition déploient à chaque instant pour répondre aux besoins des clients.

Énergie électrique

La quantité d'énergie électrique que nous consommons est l'addition, sur une période d'une heure, de la puissance consommée à chaque instant. L'énergie se mesure donc en wattheures (Wh).

Pour le consommateur, c'est l'électricité facturée par Hydro-Québec qui est mesurée par un compteur. Ainsi, pour 10 ampoules de 100 watts qui fonctionnent pendant une heure, l'énergie électrique totalisera 1 kWh (soit 10 ampoules x 100 watts x 1 heure).

Pour Hydro-Québec, l'énergie livrée correspond à la puissance des centrales de production exploitées multipliée par la durée d'exploitation.

Besoin en puissance en période hivernale (2013) :

- Hydro-Québec : 39 031 MW;
- réseaux municipaux et coopératifs : 1 077 MW.

Tableau 3.3

Besoin en puissance supplémentaire requise pour répondre à la demande de la clientèle d'Hydro-Québec Distribution lors de la pointe hivernale¹¹

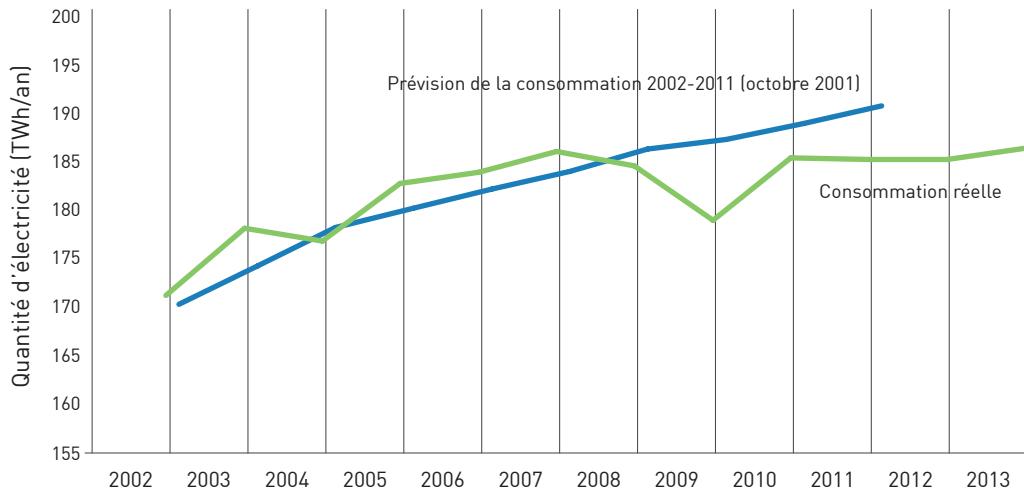
	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Puissance additionnelle requise selon les prévisions d'Hydro-Québec Distribution (MW)	0	600	1 050	1 500	1 650	2 050	2 400	2 800	3 150

Source : Hydro-Québec Distribution (2014), *État d'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement 2014-2023*, 49 p.

11 Période hivernale où l'appel de puissance est à son plus haut niveau.

Figure 3.4

Équilibre entre les prévisions de consommation pour la période 2002-2011 et la consommation réelle d'électricité par les clients de Hydro-Québec Distribution



Sources :

Donnée 2002 - Dossier R-3748-2010 - Plan d'approvisionnement 2011-2020 - déposé à la Régie de l'énergie le 1^{er} novembre 2010.
Données 2003-2012 - Dossier R-3864-2013 - Plan d'approvisionnement 2014-2023 - déposé à la Régie de l'énergie le 1^{er} novembre 2013.
Donnée 2013 - Hydro-Québec Distribution.
Dossier R-3470-2001 - Approvisionnement additionnel et stratégie proposée - déposé à la Régie de l'énergie le 25 octobre 2001.

CHOIX DES PROCHAINES FILIÈRES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Outre les efforts de réduction des émissions de GES liées à la production d'électricité dans le monde, l'émergence récente de certaines énergies renouvelables découle de la baisse de leur coût de production et d'une augmentation de leur efficacité. La poursuite de la recherche et l'obtention de gains technologiques contribueront, à terme, à rendre ces technologies concurrentielles par rapport aux filières matures de production d'électricité.

Centrales traditionnelles aux énergies fossiles

Aux États-Unis, la filière des centrales thermiques alimentées au gaz naturel est celle dont le coût de production est le plus faible pour une nouvelle installation. L'abondance du gaz de schiste offert à bas coût avantage cette filière dont les deux tiers des coûts de production sont liés à l'approvisionnement en gaz naturel. Selon le ministère américain de l'Énergie, le coût de production d'une centrale moderne à cycle combiné varie de 0,073 à 0,089 \$ US/kWh¹².

12 U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2014), *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014*, 12 p.

L'avantage concurrentiel des centrales thermiques au gaz naturel s'est traduit par une transformation des parcs de production. Effectivement, les centrales thermiques alimentées au charbon ou aux produits pétroliers ont été remplacées par des centrales alimentées au gaz naturel. Ainsi, en Nouvelle-Angleterre¹³, les centrales au gaz naturel représentent 46 % de la capacité de production en 2013, comparativement à 15 % en 2000.

Centrales hydroélectriques

Au Canada, les provinces ayant un potentiel hydroélectrique poursuivent le développement de cette filière, notamment pour ses qualités environnementales. Ainsi, quatre grands projets hydroélectriques sont actuellement en chantier ou en voie de l'être, notamment le projet hydroélectrique du complexe de la Romaine au Québec.

Tableau 3.4

Principaux projets de centrales hydroélectriques au Canada

Province	Projet	Puissance (MW)	Énergie (TWh)	Coût de revient (\$/kWh)
Terre-Neuve-et-Labrador	Muskrat Falls ¹⁴	824	4,9	0,077
Québec	Romaine ¹⁵	1 550	8,0	0,075
Manitoba	Keeyask ¹⁶	695	4,4	≈ 0,10
Colombie-Britannique	Site C ¹⁷	1 100	5,1	0,087 à 0,095

Filière éolienne

Selon une étude réalisée en 2005¹⁸, la capacité d'intégration de production d'énergie intermittente au réseau d'Hydro-Québec était de 10 % de la puissance de pointe du réseau. Sur cette base, la Stratégie énergétique 2006-2015 prévoyait une intégration éolienne de l'ordre de 4 000 MW à l'horizon 2015.

13 ISO NEW ENGLAND, (2014) *2014 Regional Electricity Outlook* [En ligne] [www.iso-ne.com/aboutiso/fin/annl_reports/2000/2014_reo.pdf] (Consulté le 30 janvier 2015).

14 Lettre du 1^{er} avril 2011 de NALCOR ENERGY au Lower Churchill Hydroelectric Generation Project Joint Review Panel portant sur la demande d'information du 21 mars 2011. Si les coûts du Muskrat Falls devaient être assumés uniquement par la croissance insuffisante de la demande interne de Terre-Neuve-et-Labrador, le coût atteindrait 0,143 \$/kWh.

15 Témoignage de M. Thierry Vandal, président-directeur général d'Hydro-Québec, devant la Commission parlementaire de l'agriculture, de l'énergie et des ressources naturelles, 12 février 2013. Ce coût tient compte d'un rendement anticipé.

16 MANITOBA PUBLIC UTILITIES BOARD, *A Final Order with Respect to Manitoba Hydro's Application for Increased 2010/11 and 2011/12 Rates and Other Related Matters*, 17 janvier 2012, 232 p.

17 B. C. HYDRO, *Site C Clean Energy Project – Backgrounder*, 28 janvier 2013, 4 p.

18 HÉLIMAX ÉNERGIE INC. et AWS TRUEWIND LLC (2005), *Inventaire du potentiel exploitable du Québec*, 60 p. (document préparé pour le ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec).

Depuis, des avancées technologiques portant sur les éoliennes et les équipements d'équilibrage des réseaux, ainsi que des expériences d'intégration ailleurs dans le monde indiquent la possibilité d'une intégration de la filière éolienne à hauteur de 20 %. En effet, l'intermittence peut être compensée par le système actuel sans frais ou sans contraintes importantes¹⁹. Ce ratio peut vraisemblablement être encore plus élevé pour les réseaux disposant de moyens de production flexibles comme les centrales hydroélectriques et celles au gaz naturel modernes.

L'intégration élevée (jusqu'à 35 %) de l'énergie éolienne dans certaines régions (Danemark, Allemagne et Suède) repose sur quatre prémisses²⁰, soit la disponibilité d'interconnexions (l'exportation rapide des excédents vers les réseaux voisins), le déploiement adéquat du réseau de transport, une technologie éolienne qui assure la stabilité, ainsi qu'une limitation de la production éolienne en « situations critiques » (p. ex., lorsque la demande est très faible).

Aux États-Unis, le coût de production des filières jugées jusqu'à récemment émergentes baisse rapidement. Ainsi, de 2009 à 2014, le coût de production (avant subvention ou crédit d'impôt) de la filière éolienne aurait baissé de 58 % pour atteindre une fourchette variant de 0,037 à 0,081 \$ US/kWh²¹, et la filière solaire photovoltaïque aurait connu une baisse de 78 % pour atteindre de 0,072 à 0,086 \$ US/kWh²².

Ces conditions ont amené plusieurs services publics à conclure des contrats d'achat à long terme à des conditions avantageuses, parfois inférieures à leur coût moyen d'approvisionnement. Ainsi, les approvisionnements de ces filières émergentes contribuent à alléger les tarifs d'électricité offerts aux consommateurs aux États-Unis, lesquels sont souvent beaucoup plus élevés que ceux observés au Québec.

Deux tendances qui contribuent également à l'émergence de ces filières dans plusieurs États américains sont :

- l'adoption par les États et par le gouvernement fédéral de cibles de production d'électricité à partir de sources renouvelables, qui sont assorties d'incitatifs fiscaux à l'intention des promoteurs;
- la décentralisation de la production d'électricité, notamment grâce à une réglementation et à des programmes d'achat favorables à l'autoproduction et à la microproduction.

19 U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2008), *20% Wind energy by 2030 – Increasing wind energy's contribution to U.S. electric supply*, 228 p.

20 H. HOLTTINEN (2004), *The impact of large-scale wind power production on the Nordic electricity system*, VTT Publications, 82 p.

21 LAZARD, *LAZARD's Levelized cost of Energy Analysis – Version 8.0*, septembre 2014, 19 p.

22 La localisation géographique est un des facteurs expliquant la variabilité du coût de production éolien.

Filière thermique à la biomasse

Au Québec, les expériences récentes visant des approvisionnements en électricité produite à partir de biomasse éprouvent certaines difficultés à atteindre les blocs visés. Ainsi, l'appel d'offres lancé en 2003 a permis d'obtenir 19 MW sur les 100 MW escomptés, alors que l'appel d'offres lancé en 2009 a permis d'obtenir 52,9 MW sur les 125 MW recherchés. Par ailleurs, la dernière initiative en date, qui a pris la forme d'un programme d'achat de 300 MW, a fait l'objet d'une prolongation d'une année.

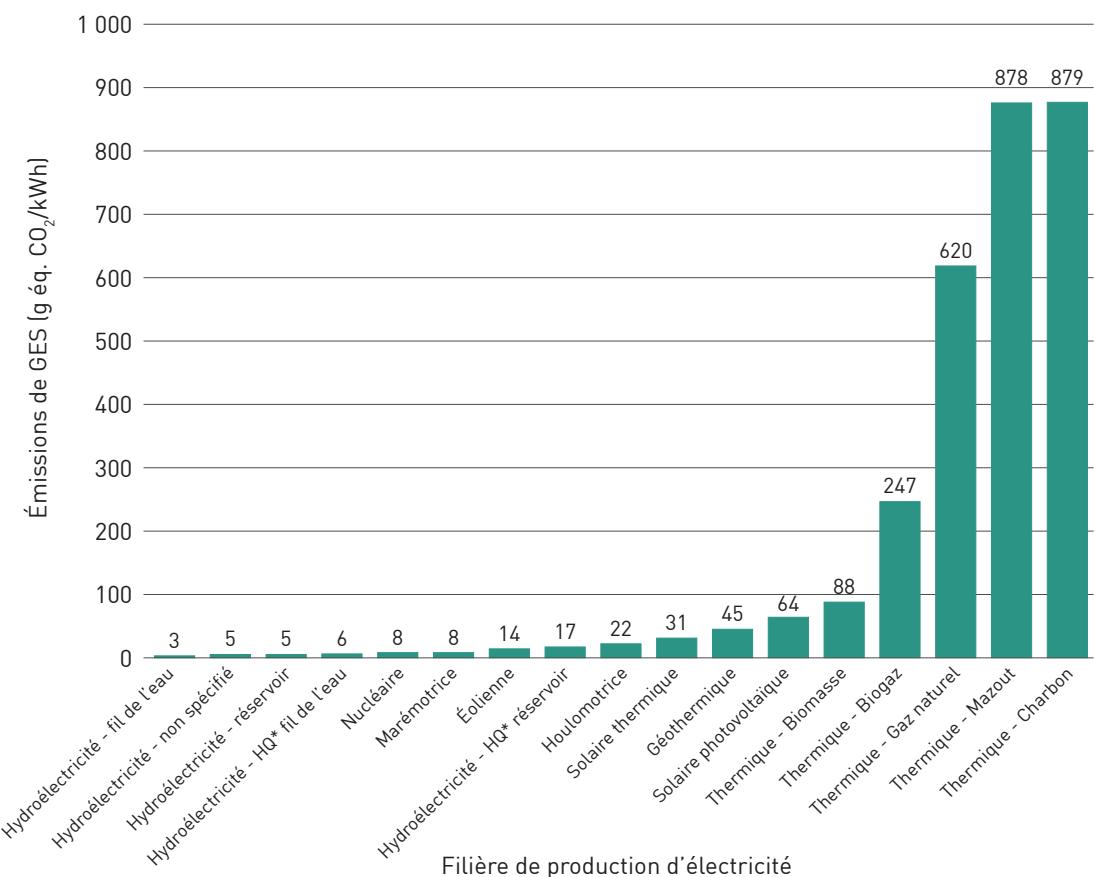
La lutte contre les changements climatiques

La position concurrentielle des diverses filières de production d'électricité n'intègre pas totalement les coûts environnementaux du développement de celles-ci, particulièrement celui des émissions de gaz à effet de serre (GES). Cette omission avantage les filières thermiques utilisant les énergies fossiles.

Les filières des énergies renouvelables sont réputées comme étant peu émettrices de GES, soit de 3 à 17 g éq. CO₂/kWh pour un projet hydroélectrique au fil de l'eau ou un projet avec réservoir. Il s'agit d'émissions infimes comparativement aux centrales thermiques alimentées au gaz naturel (620 g éq. CO₂/kWh) ou au charbon (879 g éq. CO₂/kWh).

Figure 3.5

Émissions de GES des différentes filières de production d'électricité



* HQ : Hydro-Québec

Source : CIRAIQ (2014), *Comparaison des filières de production d'électricité et des bouquets d'énergie électrique*, rapport technique, 52 p.

ENJEUX

- Dans le contexte de la lutte contre les changements climatiques, en tenant compte des ressources dont nous disposons et des objectifs de développement régional que nous poursuivons, le Québec doit définir la place que les différentes filières de production d'électricité occuperont dans l'avenir.
- En 2041, Hydro-Québec Production verra la fin du contrat d'achat de la production de la centrale hydroélectrique de Churchill Falls. Ces achats, de l'ordre de 30 TWh par année, représentent une partie non négligeable du volume d'électricité patrimoniale. Hydro-Québec Production engagera des négociations avec Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited pour la poursuite des approvisionnements après cette date.
- L'importance que prend la production décentralisée dans certains États américains soulève des questions réglementaires et tarifaires concernant l'accès aux infrastructures de transport et de distribution d'énergie ainsi que le partage de leurs coûts. Des services d'électricité demandent à leur organisme de réglementation de forcer les autoproducateurs à contribuer au financement des infrastructures de transport et de distribution d'électricité.
- La filière de la cogénération à la biomasse éprouve des problèmes de financement et de disponibilité à long terme de la biomasse à prix raisonnables.
- Les filières émergentes de production d'électricité renouvelable, dans le contexte québécois d'une production déjà renouvelable à 99 %, ne peuvent s'appuyer sur une certification d'énergie verte officielle pour faciliter leur développement.
- Pour obtenir l'adhésion des citoyens, les autorités responsables doivent compter sur une bonne compréhension des enjeux énergétiques, notamment la distinction entre les besoins en quantité d'électricité requise annuellement (quantité d'eau disponible dans nos barrages) et les besoins en puissance (capacité des turbines en état de livrer de l'électricité à un moment donné), ainsi que sur la compréhension des enjeux environnementaux associés aux différentes filières.

ACCEPTABILITÉ SOCIALE DES PROJETS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

- Malgré leurs vertus environnementales, les projets de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable font l'objet de contestations à l'échelle nationale et locale.
- La situation actuelle de surplus énergétiques incite à envisager l'arrêt des projets hydroélectriques, éoliens et de cogénération à la biomasse. Les répercussions de certains projets sur le territoire (route, barrage, zone inondée, etc.) concourent également à remettre en cause la réalisation de grands projets de production d'électricité renouvelable.
- Le développement de nouvelles capacités de production, même renouvelables, exacerbé la compétition entre les filières de production, tant traditionnelles qu'émergentes, ainsi qu'entre la filière de l'efficacité énergétique et les efforts qui doivent être déployés prioritairement pour réduire la demande brute d'énergie.

QUESTIONS

- Quels sont les avantages et les inconvénients de confier à Hydro-Québec Production, en partie ou en totalité, la responsabilité du développement de centrales hydroélectriques de grande envergure?
- Comment devrait-on encadrer le recours à de nouveaux approvisionnements d'Hydro-Québec Distribution, sous quelles conditions et en se basant sur quels critères?
- Dans la gestion des approvisionnements d'Hydro-Québec Distribution, quelle importance les surplus énergétiques peuvent-ils occuper?
- Quels sont les avantages et les inconvénients de la production décentralisée d'électricité et du recours plus important à l'autoproduction à très petite échelle (mesurage net) au Québec?
- Quels changements législatifs seraient requis afin que l'utilisation des forces hydrauliques du domaine de l'État (p. ex., conditions d'octroi) soit mieux adaptée aux réalités des projets économiquement rentables de microproduction en réseau intégré ou autonome?
- Alors que les projets de grandes centrales hydroélectriques sont de plus en plus éloignés des centres de consommation, est-ce que le développement de grands projets de plus en plus loin au nord est toujours opportun?
- Comment l'industrie éolienne au Québec peut-elle réduire ses coûts de production? Quels moyens devraient être déployés pour favoriser une industrie éolienne forte au Québec?
- Quels seraient les avantages de procéder à un couplage éolien avec les installations hydroélectriques en place, en réfection et en développement, notamment celles situées sur le territoire du Plan Nord?
- Dans le contexte québécois, comment une ouverture du marché de détail réservée à la fourniture d'énergie émergente pourrait-elle susciter de nouveaux développements chez les promoteurs acceptant de fournir directement les consommateurs?
- Est-ce que la mise en place d'une tarification verte optionnelle, réservée à certaines formes d'énergies (p. ex., éolien, solaire), serait viable au Québec alors que 99 % des approvisionnements sont déjà jugés renouvelables?
- Quel devrait être le rôle d'Hydro-Québec Production comme promoteur des filières émergentes?

LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ

TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La division TransÉnergie d'Hydro-Québec assure l'essentiel du transport d'électricité au Québec. Le réseau de transport intégré exploité par TransÉnergie s'étend sur plus de 33 900 km. Le vaste réseau de transport découle particulièrement de la distance entre les centrales de production hydroélectriques, situées sur le territoire du Plan Nord, et les centres de consommation situés dans le Sud du Québec.

Le réseau de transport de TransÉnergie est aussi interconnecté aux réseaux limitrophes. Le tableau suivant présente les réseaux voisins interconnectés avec le Québec. La puissance maximale en mégawatts de transit est présentée en mode exportation (du Québec vers l'État voisin) et en mode importation.

Tableau 4.1

Capacité des interconnexions entre le réseau québécois de transport et les réseaux limitrophes

Administrations	Capacité d'exportation (MW)	Capacité d'importation (MW)
Ontario	2 735	1 970
Nouvelle-Angleterre	2 275	2 170
New York	1 999	1 100
Nouveau-Brunswick	1 029	785

Source : Hydro-Québec (2013) [En ligne] [hydroquebec.com/transenergie/fr/reseau-bref.html] (Consulté le 23 janvier 2015).

Outre le réseau de TransÉnergie, d'autres réseaux de transport d'électricité, de moindre taille, ont été développés historiquement pour répondre aux besoins d'entreprises industrielles autoproductrices d'électricité. Ces réseaux existent toujours, notamment ceux de Rio Tinto Alcan et d'Énergie La Lièvre S.E.C., mais répondent dans certains cas à des besoins autres que celui d'une activité industrielle.

Le réseau est accessible aux tiers depuis mai 1997. Simultanément, le Québec a ouvert son marché de gros de l'électricité en permettant aux réseaux de redistribution d'électricité québécois de s'approvisionner d'un fournisseur autre qu'Hydro-Québec Distribution.

La Régie de l'énergie est responsable de la fiabilité du transport d'électricité au Québec, notamment par l'adoption de normes de fiabilité et la surveillance de l'application de celles-ci. Pour l'essentiel, le régime de fiabilité du Québec est harmonisé à celui des autres administrations nord-américaines.

Pour assurer un suivi de la fiabilité du service, tant la division Distribution que la division TransÉnergie d'Hydro-Québec procèdent à l'examen de certains indicateurs de performance qui sont soumis à la Régie de l'énergie.

Tableau 4.2

Durée moyenne des pannes et des interruptions planifiées sur le réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie

Indicateur	Année				
	2009	2010	2011	2012	2013
Durée moyenne en minutes	168	70	109	55	126

Source : Hydro-Québec TransÉnergie (2014), *Indicateurs de performance et objectifs corporatifs*, R-3903-2014, HQT-3, document 2, 26 p.

Tableau 4.3

Durée moyenne des pannes et des interruptions planifiées sur le réseau d'Hydro-Québec Distribution

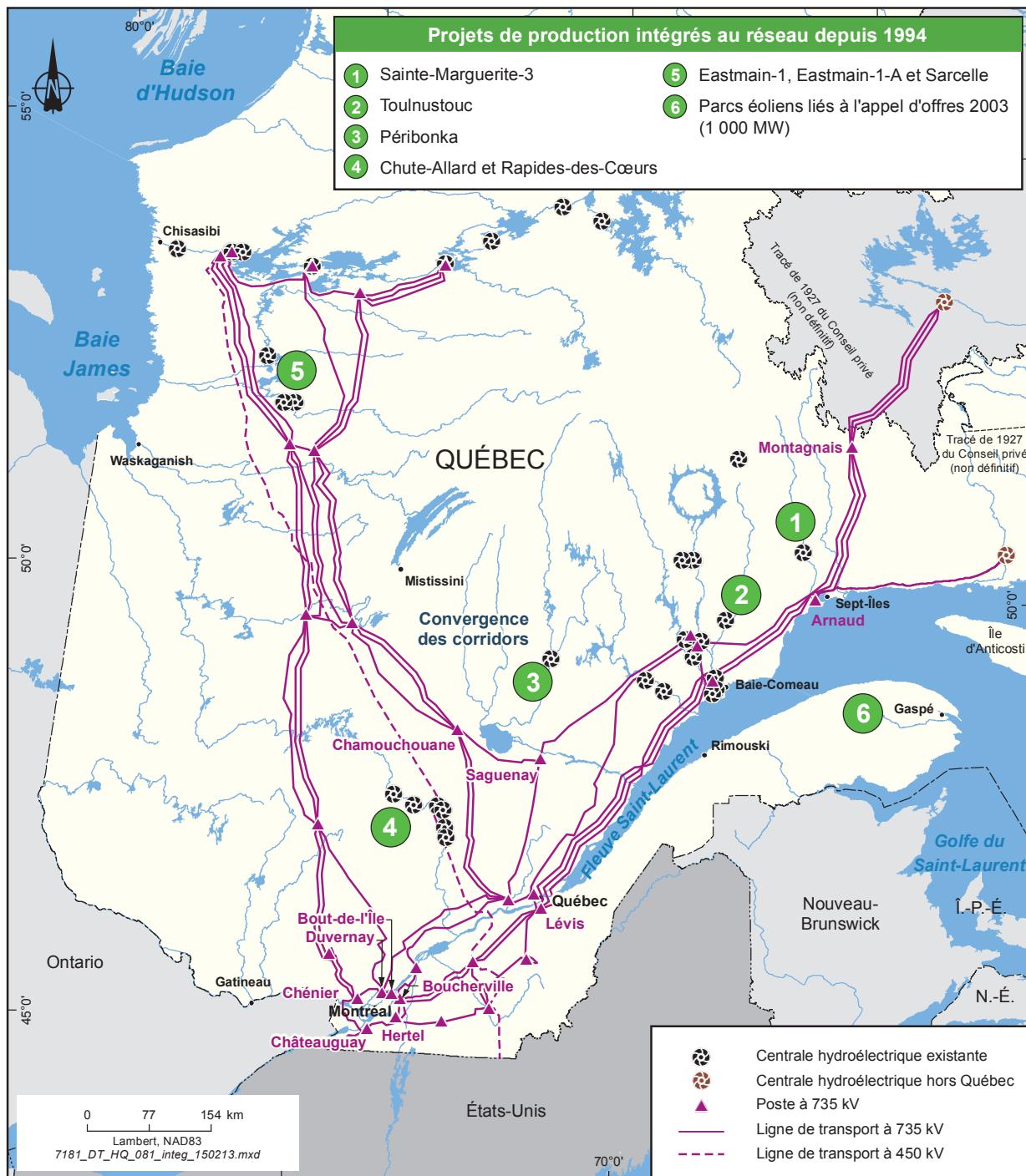
Indicateur	Année				
	2009	2010	2011	2012	2013
Indice de continuité brut²³ (minutes)	169	201	313	291	474
Indice de continuité normalisé²⁴ (minutes)	125	120	133	120	126

Source : Hydro-Québec Distribution (2014), *Efficience et performance*, R-3905-2014, HQD-2, document 1, 33 p.

23 Les indices de continuité « brut » et « normalisé » correspondent au nombre moyen de minutes d'interruption de service par client avec (brut) ou sans (normalisé) les événements exceptionnels.

24 *Idem*

Figure 4.1
Carte des projets de production intégrés au réseau de transport de 1994 à 2014



Source : Hydro-Québec.

PLANIFICATION DU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Depuis 1994, année de la mise en service de la dernière ligne en provenance de la Baie-James, près de 5 000 MW de nouvelle production ont été intégrés au réseau²⁵ dans le respect des critères de fiabilité, sans ajout de nouvelle ligne de transport (voir la figure 4.1). Les projets de production réalisés au cours de ces années ont plutôt été intégrés au réseau par l'addition de la compensation série, qui se prêtait bien, à ce moment du développement du réseau, à l'ajout progressif de projets de petite ou de moyenne envergure.

Des demandes de transport liées à de nouvelles sources de production, à de nouvelles interconnexions ou à de nouveaux contrats de service de transport s'ajoutent sans cesse. Il en est de même des besoins courants du distributeur qui augmentent au fil des années, tant l'été que l'hiver. Dans ce contexte de besoins grandissants, TransÉnergie doit ajouter au réseau principal à 735 kV les infrastructures nécessaires au maintien de sa fiabilité et de sa disponibilité en vue d'assurer la qualité d'alimentation de la clientèle québécoise.

À mesure que se développe le réseau pour répondre aux nouveaux besoins, les transits de puissance augmentent sur les lignes à 735 kV. Comme le réseau est intégré, c'est-à-dire que les lignes de transport sont raccordées les unes aux autres par les postes à 735 kV, la réalisation de tout projet majeur de production influe sur une grande partie du réseau. C'est le cas notamment de la production de 1 550 MW du complexe de la Romaine en cours de construction sur la Côte-Nord et des 2 000 MW associés à l'appel d'offres 2005-03 visant un approvisionnement en énergie éolienne.

Toute cette nouvelle production augmente la puissance transittée par les lignes du corridor de la Côte-Nord, à tel point qu'une partie de cette puissance se trouve transférée vers les corridors est et ouest de la Baie-James, du fait que le réseau est intégré. Il s'ensuit une augmentation des transits sur l'ensemble des lignes à 735 kV qui acheminent la production vers les régions de Montréal et de Québec.

En somme, le réseau de transport de TransÉnergie est de plus en plus sollicité et doit répondre aux besoins croissants en transport tout en garantissant la qualité du service. Dans ce contexte, TransÉnergie devra ajouter des infrastructures à son réseau de transport pour être en mesure de répondre à cette demande croissante. Parallèlement, il effectue une veille constante sur la gestion et le maintien de ses actifs pour en assurer la pérennité.

²⁵ Les 5 000 MW incluent les 640 MW de puissance installée de la centrale Romaine-2, mise en service en décembre 2014.

ENCADRÉ 6

LA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, LA NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION ET LE NORTHEAST POWER COORDINATION COUNCIL

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), agence fédérale américaine indépendante, réglemente notamment le transport de l'électricité, ainsi que le commerce de gros de l'électricité, entre les États américains. Dans le respect de l'Energy Policy Act de 1992, la FERC émet, en avril 1996, les ordonnances 888 et 889 qui concrétisent l'ouverture des marchés de gros de l'électricité et l'accessibilité des réseaux de transport aux tiers.

En conséquence, les entreprises qui désirent faire affaire sur les marchés de gros aux États-Unis doivent offrir des services comparables à ceux reçus et un accès non discriminatoire à leur réseau de transport. Il s'agit du libre accès (*open access*).

Pour répondre aux exigences de réciprocité et ainsi permettre à Hydro-Québec de poursuivre ses activités de commerçant d'électricité sur le marché américain, le gouvernement a pris les actions nécessaires dès 1997 :

- Le 5 mars 1997, par le décret 276-97, le gouvernement du Québec approuve le Règlement 659 d'Hydro-Québec, établissant notamment les tarifs du service de transport, ce qui concrétise l'ouverture du réseau de transport d'Hydro-Québec au transit au 1^{er} mai 1997.
- Le 7 mai 1997, en vertu du décret 618-97, le gouvernement a autorisé les réseaux municipaux de redistribution d'électricité du Québec à acheter leur électricité d'un autre fournisseur qu'Hydro-Québec. Par ce décret, le gouvernement a concrétisé l'ouverture du marché de gros de l'électricité du Québec.

Enfin, la FERC est responsable de l'examen des plaintes quant aux pratiques des participants aux marchés, par exemple, sur l'exercice d'un pouvoir de marché (*market power*).

En 2006, à la suite de modifications apportées à la Loi sur la Régie de l'énergie, le gouvernement a accordé à la Régie la responsabilité d'assurer la fiabilité du transport d'électricité au Québec. Afin d'exercer sa compétence, la Régie peut, en vertu de la Loi et avec l'autorisation du gouvernement, conclure une entente avec un organisme qui lui démontre son expertise pour le développement des normes de fiabilité du transport d'électricité ainsi que pour effectuer des inspections ou des enquêtes visant à surveiller l'application de ces normes.

Après avoir obtenu l'autorisation du gouvernement, la Régie de l'énergie a conclu une première entente, le 8 mai 2009, avec la North American Electric Reliability Corporation (NERC) et le Northeast Power Coordinating Council Inc. (NPCC) concernant l'élaboration des normes de fiabilité de transport d'électricité applicables au Québec. Cette entente a permis à la Régie de procéder à l'adoption de normes de fiabilité.

La NERC, organisme à but non lucratif, est l'organisation de fiabilité de l'électricité reconnue en Amérique du Nord. La NERC est assujettie à la surveillance de la FERC aux États-Unis et d'organismes provinciaux de réglementation de l'énergie au Canada. Pour sa part, le NPCC, organisme à but non lucratif, est responsable de la promotion et de l'amélioration de la fiabilité des réseaux d'électricité interconnectés du nord-est de l'Amérique du Nord.

Enfin, le 24 septembre 2014, la Régie de l'énergie a conclu une seconde entente avec la NERC et le NPCC portant sur la mise en œuvre du programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec. Par cette entente, le NPCC et la NERC procéderont, au nom de la Régie de l'énergie, à la surveillance des entités québécoises visées par les normes de fiabilité de transport.

DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ SUR LE TERRITOIRE

Hydro-Québec Distribution est l'entité responsable de la distribution de l'électricité aux clients et aux citoyens du Québec. Pour assurer sa mission, la Loi sur la Régie de l'énergie octroie à Hydro-Québec Distribution un bloc d'électricité patrimoniale de 165 TWh, équivalent à l'essentiel de la production d'Hydro-Québec Production en 2000, soit au moment de l'entrée en vigueur de la Loi.

Le réseau principal de distribution s'étend sur près de 115 000 km et dessert 4 179 850 abonnés (2014). Il est complété par neuf réseaux municipaux et un réseau coopératif. Ensemble, les dix membres de l'Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) desservent environ 156 000 clients (2013), principalement résidentiels. Ils disposent de 13 petites centrales totalisant 29 MW de puissance installée, et achètent la plus grande part de l'électricité qu'ils distribuent à Hydro-Québec Distribution au tarif LG de grandes entreprises réservé aux clients commerciaux et institutionnels. Annuellement, cela représente environ 4,5 TWh ou 2,2 % de la consommation québécoise.

RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS (SMART GRID)

Les compteurs de nouvelle génération et les technologies du réseau électrique intelligent offrent de nouvelles possibilités à explorer. Toutefois, le compteur intelligent n'est nulle part au monde utilisé comme une interface en « temps réel », puisque la fréquence établie de relève des compteurs est trop longue, de l'ordre de quelques minutes entre chaque lecture. D'autres technologies (wi-fi, onde FM, etc.) représentent des avenues plus concrètes pour implanter une gestion en temps réel de type « réseau intelligent ».

De grandes sociétés (Google, Samsung) investissent pour intégrer de « l'intelligence » dans les équipements domestiques. La dimension énergétique est également scrutée étant donné le potentiel d'économies d'énergie que ces technologies peuvent offrir. Toutefois, la cybersécurité du réseau électrique et la confidentialité sont des préoccupations omniprésentes.

ENCADRÉ 7

LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE INTELLIGENT

Le réseau intelligent est un projet de modernisation des réseaux électriques qui vise à permettre une communication avancée entre les installations électriques des clients et les équipements du réseau électrique. Il ne se résume pas à une seule technologie. Le réseau intelligent consiste en une gestion efficiente de l'électricité, par des possibilités nouvelles en facturation, un mesurage avancé de l'offre et de la demande, une surveillance et une automatisation accrues du réseau ainsi que le stockage et l'achat-revente d'énergie plus déployés.

Par exemple, l'implantation du réseau intelligent offre l'occasion aux clients de retourner l'électricité excédentaire produite par des éoliennes, des panneaux solaires, des batteries de véhicules électriques et d'autres moyens de production et d'accumulation d'énergie. Une production décentralisée (plus proche des points de consommation) prévient davantage les clients des pannes électriques associées à un bris des lignes de transport, par exemple. Les réseaux intelligents deviendraient maillés avec une multitude de petites sources de production d'électricité réparties sur le territoire.

Les innovations récentes de l'industrie dans le domaine du réseau électrique intelligent et celles présagées transformeront la façon de concevoir les réseaux électriques de transport et de distribution.

L'éventail des applications du réseau intelligent sont :

1. le mesurage avancé;
2. la réaction à la demande et les consommateurs proactifs;
3. le stockage et les services auxiliaires (réseau de production, de transport et stockage d'énergie centralisé);
4. la surveillance du réseau;
5. l'automatisation du réseau.

Dans les pays industrialisés, les réseaux intelligents se déploient graduellement. Le Québec doit suivre le pas en déterminant les fonctionnalités qui procureront un maximum de bénéfices à la société québécoise (financière, position concurrentielle technologique, soutien d'une grappe industrielle, d'un marché à l'exportation, etc.).

RÉSEAUX AUTONOMES

Les réseaux autonomes se situent dans une zone territoriale vaste, mais peu peuplée. Au Québec, ils sont situés sur cinq territoires distincts : les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik, la Haute-Mauricie, la Basse-Côte-Nord (y compris l'île d'Anticosti) et Schefferville. Ces territoires comptent une population totale de près de 35 000 habitants, répartie en 30 communautés composées d'Attikameks, de Blancs, de Cris, d'Innus, d'Inuits et de Naskapis. En 2012, les réseaux autonomes comptaient plus de 17 600 abonnés, la production d'électricité s'élevait à 412 GWh et les besoins en puissance atteignaient 93 MW.

Pour répondre à ces besoins, les réseaux autonomes sont alimentés par 2 centrales hydroélectriques (Ménihek et Lac-Robertson) et par 24 centrales thermiques²⁶, dont la puissance installée totale représente 164 MW. Le coût de fonctionnement des centrales thermiques est très élevé compte tenu du prix des combustibles (voir tableau 4.4). De plus, la plupart des centrales atteignant la fin de leur vie utile, elles nécessiteront éventuellement des investissements en vue d'en assurer la pérennité.

Tableau 4.4

Coût de revient des réseaux autonomes exploités par Hydro-Québec Distribution (2012)

Territoire desservi	Total (en ¢/kWh)	Entretien et exploitation (¢/kWh)
Îles-de-la-Madeleine	33,7	6,6
Nunavik		
Akulivik	109,7	35,1
Aupaluk	119,4	45,0
Inukjuak	77,7	10,8
Ivujivik	132,4	51,3
Kangiqsualujjuaq	78,8	14,0
Kangiqsujuaq	85,2	19,3
Kangirsuk	78,9	21,3
Kuujjuaq	86,0	5,3
Kuujjuarapik	70,4	7,7
Puvirnituq	66,2	9,3
Quaqtaq	95,4	32,4
Salluit	65,0	12,3
Tasiujaq	90,6	25,3
Umiujaq	95,9	33,7
Basse-Côte-Nord		
La Romaine	41,9	8,6
Lac-Robertson	40,5	7,2
Port-Menier	74,3	15,3
Schefferville	35,1	18,7
Haute-Mauricie		
Opitciwan	49,2	4,9
Clova	61,7	18,3

Source : Hydro-Québec Distribution (2013), *Plan d'approvisionnement 2014-2023 des réseaux autonomes – Annexes R-3864 – 2013, HQD – 2, Document 2*, 86 p.

²⁶ Y compris les centrales de La Tabatière, de Saint-Augustin et de Blanc-Sablon, lesquelles assurent la relève en cas de pannes et d'entretien du réseau du Lac-Robertson.

Hydro-Québec Distribution assure sa mission de base dans les réseaux autonomes, à savoir combler les besoins de la clientèle, et ce, à moindre coût. Pour ce faire, Hydro-Québec Distribution poursuit sa stratégie en agissant, dans un premier temps, sur la demande et, dans un second temps, sur l'offre de capacité. Ainsi, afin d'assurer le maintien de la fiabilité du service, le distributeur continue de planifier sa stratégie d'approvisionnement en tenant compte, d'une part, de l'ensemble des moyens de gestion dont il dispose, soit les interventions en efficacité énergétique, la tarification, l'utilisation de génératrices mobiles et ultimement l'ajout de capacité et, d'autre part, du contexte particulier de chacun des réseaux.

Les études concernant le jumelage éolien-diesel aux îles-de-la-Madeleine se poursuivent. Les résultats qui en découlent permettront de baliser les conditions de réalisation de ce type de projets dans d'autres réseaux, particulièrement en ce qui concerne l'emplacement des éoliennes.

Le 9 octobre 2014, la société TUGLIQ, conjointement avec le ministre des Ressources naturelles du Canada, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec et le député d'Ungava, diffusait un communiqué de presse pour souligner la mise en exploitation de la toute première éolienne industrielle sur le territoire du Plan Nord. L'éolienne, d'une puissance de 3 MW, permettra à Mine Raglan de réduire de 2,5 millions de litres sa consommation annuelle de diesel.

À cette même période, la Société crie d'énergie (Cree United Power Inc.) a procédé à la signature d'un accord de collaboration pour la construction et l'exploitation d'une centrale hybride (éolien-diesel-biomasse) hors réseau dans la communauté de la Première Nation de Whapmagoostui.

À Inukjuak, à la suite de plusieurs études, la communauté est à la recherche de financement pour concrétiser son projet d'aménagement hydroélectrique (nommé Innavik) sur la rivière Inukjuak.

Dans le cadre de la rencontre des ministres de l'Énergie du Québec et de l'Ontario, tenue le 10 octobre 2014, les deux provinces ont convenu qu'elles tireraient profit d'un partage de leurs expériences touchant le financement et l'exploitation de projets de connexion hors réseau dans les communautés des Premières Nations, plus particulièrement en ce qui concerne les négociations avec le gouvernement du Canada et les autres organismes subventionnaires.

CONSTATATIONS

- Les conditions de service applicables aux demandes de raccordement, lesquelles ont été déterminées dans une logique de proximité relative du réseau, trouvent difficilement une application dans le Nord-du-Québec où le réseau de transport est presque inexistant, sauf à proximité des centrales hydroélectriques.
- L'approvisionnement de plusieurs communautés et industries se fait à fort coût avec des centrales au diesel, limitant ainsi le développement économique. Dans cette situation, une demande de raccordement peut nécessiter des dépenses de plusieurs dizaines, voire de centaines de millions de dollars de la part du demandeur.
- Dans certaines régions où le réseau de transport est saturé, les répercussions financières limitent le raccordement de nouvelles charges d'importance et peuvent entraîner le transfert d'un projet d'investissement vers une autre région. Le développement économique du territoire où le réseau est saturé s'en trouve désavantage.
- Les projets de lignes de transport doivent de plus en plus surmonter des contraintes et des oppositions, venant particulièrement des milieux d'accueil. L'acceptabilité sociale est un enjeu pour tout nouveau projet, que cela soit dans le domaine de l'électricité ou dans tout autre domaine.
- La crise du verglas de 1998, qui a démontré la fragilité des réseaux lorsqu'ils sont exposés à des conditions climatiques extrêmes, a suscité la mise en place de mesures correctrices (bouclage, choix de pylône, etc.).
- Des processus industriels exigent une qualité de l'onde supérieure qui n'est pas accessible partout. Des portions du réseau, particulièrement en milieu rural, sont desservies en mode monophasé²⁷. Ces limitations influencent la qualité du service offert.

ENCADRÉ 8

CHANTIER SUR LA CONCILIATION DES USAGES

À l'automne 2014, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles a annoncé la création d'un « chantier sur l'acceptabilité sociale ». L'intégration des différentes dimensions de l'acceptabilité sociale et de la conciliation des usages demeure complexe et requiert une expertise particulière.

Le chantier sur l'acceptabilité sociale a pour but de permettre au gouvernement de mieux prendre en compte les attentes et les intérêts des collectivités lors de la planification et de la réalisation de projets. Dans un premier temps, le Ministère fera un état des lieux, de manière objective, pour obtenir un portrait clair des pratiques, des outils existants et de leur efficacité et de la gouvernance des projets de mise en valeur du territoire. La réflexion portera notamment sur les facteurs de succès communs des projets qui ont eu l'appui de la communauté ou, à l'inverse, sur des facteurs ayant contribué à freiner d'autres projets.

²⁷ La ligne électrique « monophasée » achemine l'énergie sur un seul câble, en comparaison à une ligne « triphasée », soit une ligne pourvue de trois conducteurs qui permet, par le déphasage du courant entre les câbles, de transporter davantage d'électricité.

ENJEUX

- Le réseau de transport n'est pas accessible à toutes les communautés ni à certains projets industriels situés dans le Nord-du-Québec.
- Les projets d'infrastructure de transport et de distribution d'électricité peuvent se heurter à des problèmes d'acceptabilité sociale.
- Tous les consommateurs québécois doivent être assurés de la sécurité, de la fiabilité et de la robustesse des réseaux.
- Le niveau de qualité de service varie sur certaines portions du territoire.
- La fiabilité des approvisionnements des consommateurs reliés aux réseaux autonomes doit être assurée tout en diminuant le recours aux énergies fossiles.
- Les communautés isolées doivent aussi bénéficier d'interventions en efficacité énergétique et de capacités de production supplémentaires, en vue d'assurer la suffisance des ressources énergétiques.

QUESTIONS

- Comment concilier les dispositions réglementaires concernant le raccordement au réseau avec les demandes de raccordement dans le Nord-du-Québec?
- Quelles modifications aux règles de raccordement pourraient être apportées afin d'assurer des choix optimaux de société et de favoriser le développement économique, tout en protégeant les consommateurs d'électricité?
- Quel rôle peut jouer le gouvernement dans la desserte du Nord-du-Québec, notamment dans le cadre de son engagement à participer à la mise en place d'infrastructures? Le cas échéant, quelles devraient être les conditions d'une participation gouvernementale?
- Hydro-Québec devrait-elle donner l'exemple et éliminer les produits pétroliers qui sont utilisés dans ses installations de production d'électricité pour alimenter les réseaux autonomes? À cet effet, quel rôle peuvent jouer l'énergie photovoltaïque et les autres filières de production décentralisée d'électricité?
- Lors de la saturation d'une partie du réseau de transport, quelles conditions devraient être appliquées pour éviter une charge trop importante pour le demandeur qui pourrait nuire au développement d'une région?
- Comment définir l'acceptabilité sociale et locale des projets de transport d'électricité et comment favoriser son atteinte?

- Lors d'un investissement en transport ou en distribution d'électricité, comment s'assurer que tous les choix ont été considérés, notamment les interventions ciblées en efficacité énergétique?
- Quels sont les avantages à maintenir les réseaux municipaux et coopératifs de redistribution d'électricité plutôt qu'à les consolider au sein du réseau principal exploité par Hydro-Québec Distribution?

Qualité du service

- Comment assurer une qualité de l'onde sur tout le territoire?
- Quels seraient les avantages et les coûts associés à la généralisation de la desserte en mode triphasé sur tout le territoire?
- Dans quelle mesure les réseaux de transport et de distribution d'électricité sont-ils aptes à résister aux conditions climatiques extrêmes?
- Comment la production décentralisée de l'électricité peut-elle contribuer à améliorer la qualité du service relativement aux conséquences des risques climatiques?
- Quels efforts le Québec devrait-il déployer par rapport à l'enfouissement des réseaux de transport et de distribution d'électricité? Quelles sont les technologies déployées dans ce domaine dans le monde et quels sont leurs coûts d'implantation?

Réseau intelligent et développement numérique

- Quelle place occuperont les fonctionnalités du réseau intelligent dans le secteur de l'électricité au Québec et en Amérique du Nord?
- Quelles fonctionnalités du réseau intelligent sont d'intérêt pour Hydro-Québec (p. ex., fiabilité des réseaux) et pour les consommateurs et quel devrait être le rôle du gouvernement dans le choix de certaines fonctionnalités (compétitivité technologique, soutien à une grappe industrielle) du réseau intelligent?
- Quelle place la domotique est-elle appelée à occuper dans la gestion de la consommation et quelles en seront les répercussions sur la gestion des réseaux électriques?



SECTION

LA TARIFICATION DE L'ÉLECTRICITÉ

TARIFS RÉSIDENTIELS

Les tarifs applicables aux clients résidentiels d'Hydro-Québec sont parmi les plus avantageux en Amérique du Nord; comme en témoigne le tableau 5.1, Montréal occupe la première position. En vertu des lois actuelles, les réseaux municipaux et le réseau coopératif doivent vendre l'électricité à un tarif égal ou inférieur à celui d'Hydro-Québec pour des clientèles comparables. Cette pratique concourt à l'uniformité des tarifs d'électricité pour tous les citoyens du Québec.

Tableau 5.1
Prix moyen facturé aux clients résidentiels

Ville	Tarif facturé en 2010 (en ¢/kWh)	Tarif facturé en 2014 (en ¢/kWh)
Montréal	6,88	7,06
Vancouver	7,79	9,71
Moncton	11,66	12,06
Ottawa	11,00	13,45
Toronto	11,82	13,78
Winnipeg	7,08	7,89
Boston	16,82	20,42
New York	22,82	30,74
San Francisco	21,14	26,15

Source : Hydro-Québec (2014), *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines — Tarifs en vigueur le 1^{er} avril 2014*, 78 p.

Considérant les différentes formes d'énergie consommées par les ménages canadiens, notamment le gaz naturel dont le prix a chuté depuis la mise en production des réservoirs non traditionnels, les ménages québécois bénéficiaient de la troisième plus basse facture d'énergie aux fins résidentielles au Canada, presque à égalité avec celle de la Colombie-Britannique.

Tableau 5.2

Moyenne des dépenses totales en énergie par ménage (2012)

Provinces	Dépenses
Terre-Neuve-et-Labrador	2 770 \$
Île-du-Prince-Édouard	2 916 \$
Nouvelle-Écosse	2 703 \$
Nouveau-Brunswick	2 468 \$
Québec	1 685 \$
Ontario	2 071 \$
Manitoba	1 577 \$
Saskatchewan	2 063 \$
Alberta	2 359 \$
Colombie-Britannique	1 675 \$

Source : Statistique Canada (2014), *Enquête sur les dépenses des ménages — 2012*.

ENCADRÉ 9

LES TARIFS SOCIAUX

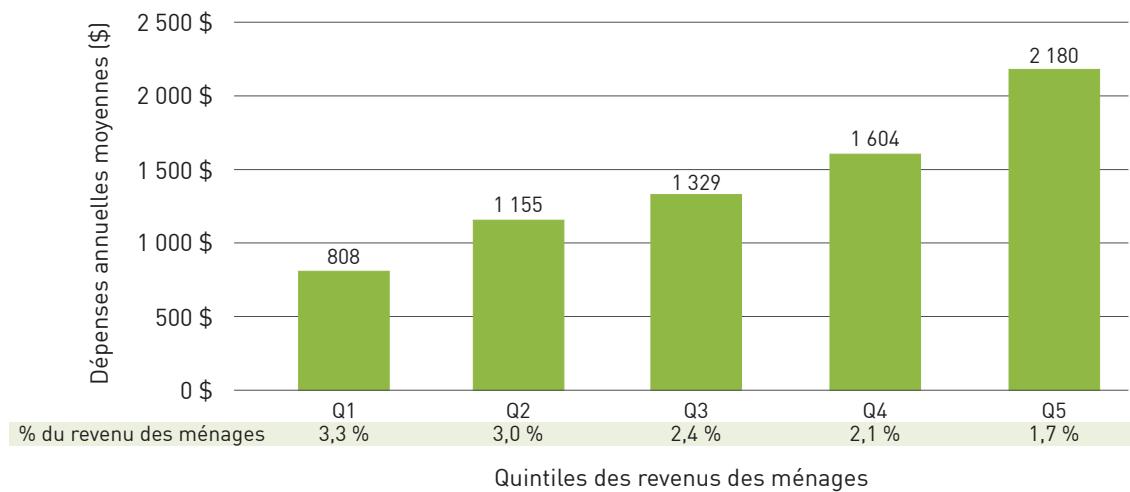
Malgré des tarifs enviables, l'électricité constitue un poste budgétaire important pour les ménages québécois (figure 5.1). L'analyse de l'évolution des comptes clients d'Hydro-Québec Distribution en ce qui a trait à sa clientèle résidentielle semble démontrer que de plus en plus de ménages québécois peinent à acquitter leur facture d'électricité. La part de cette dépense passe de 1,7 % du revenu pour les ménages les mieux nantis à plus de 3,3 % pour les ménages les moins fortunés. Ce dernier chiffre peut toutefois cacher d'importantes disparités au sein de ce quintile de revenu.

Hydro-Québec Distribution déploie déjà des mesures de soutien à l'intention des ménages à faible revenu, notamment la conclusion d'ententes de paiement qui respectent la capacité financière des ménages, et des mesures d'efficacité énergétique.

Pour répondre à cette préoccupation, certains pays rendent admissibles aux ménages à faible revenu des tarifs sociaux :

- En France, le tarif de première nécessité pour l'électricité offre certaines réductions aux clients admissibles établis en fonction de la composition du foyer et de ses équipements afin de déterminer la puissance souscrite. Pour un ménage de deux personnes ou plus en logement collectif, la réduction forfaitaire annuelle peut atteindre 140 € (environ 200 \$).
- En Wallonie (Belgique), le tarif social pour l'électricité accorde aux ménages admissibles le tarif commercial le plus bas du marché. La régie établit deux fois par année le tarif applicable.

Figure 5.1
Dépenses en électricité des ménages québécois
par quintile de revenu en 2012



Source : Whitmore, J. et P. O. Pineau (2014), *État de l'énergie au Québec*, 33 p.

TARIFS COMMERCIAUX, INSTITUTIONNELS ET INDUSTRIELS

Pour la grande industrie, Montréal occupe la deuxième place après Winnipeg pour le prix moyen facturé aux clients de grande puissance (consommation mensuelle supérieure à 3 MWh et puissance appelée de 5 000 kW.)

Tableau 5.3
Prix moyen facturé aux clients de grande puissance

Ville	2010 (¢/kWh)	2014 (¢/kWh)
Montréal	4,80	5,05
Moncton	6,99	7,34
Vancouver	5,32	6,66
Ottawa	9,07	13,31
Toronto	9,65	11,13
Winnipeg	4,10	4,54
Boston	11,98	13,98
New York	12,30	21,25
San Francisco	9,81	10,71

Source : Hydro-Québec (2014), *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines — Tarifs en vigueur le 1^{er} avril 2014*, 78 p.

La grande industrie jouit de tarifs plus bas que les clients résidentiels et commerciaux. Cette situation résulte principalement des coûts de fourniture moindres pour cette clientèle, son profil de consommation étant plus constant, et de coûts de distribution presque nuls, puisqu'elle est alimentée directement à partir de lignes à moyenne ou à haute tension. Par ailleurs, pour différents motifs d'ordre économique et social, certains grands clients industriels bénéficient de contrats spéciaux²⁸ octroyés par le gouvernement.

Le gouvernement du Québec utilise les bas tarifs d'électricité afin d'attirer de nouvelles entreprises et consolider les emplois courants. Pour les très grands projets, le gouvernement se réserve le droit d'accorder ou non de nouveaux blocs de grande puissance aux entreprises qui en font la demande. La limite de l'obligation imposée à Hydro-Québec de desservir la clientèle fixée à 175 MW en 1987 a été rajustée à 50 MW le 1^{er} avril 2008.

La position concurrentielle des tarifs d'électricité réglementés des industries québécoises grandes consommatrices d'électricité paraît avantageuse. Par contre, ces données officielles ne tiennent pas compte des pratiques tarifaires non réglementées (contrats spéciaux) de certaines administrations qui biaisen la concurrence que subissent plusieurs des entreprises établies en sol québécois.

Pour ces entreprises malmenées, jusqu'à récemment, par une devise canadienne très forte, le poids de la facture d'électricité constitue une part importante de leurs frais d'exploitation, oscillant entre 20 et 30 % de ceux-ci. Le gouvernement a reconnu cette situation particulière lorsqu'il a choisi d'exempter cette clientèle de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale qui s'applique aux tarifs d'électricité depuis 2014.

ENCADRÉ 10

ALLEMAGNE : UNE ÉLECTRICITÉ MOINS CHÈRE POUR LES ENTREPRISES

Pour assurer le développement des filières émergentes (éolien et solaire), l'Allemagne a instauré une surcharge tarifaire pour récupérer les coûts de ces filières plus coûteuses.

L'Union européenne permet aux États membres d'assurer une récupération de cette charge différente selon le type de consommateurs. Ainsi, pour assurer la compétitivité des industries grandes consommatrices d'électricité, un État peut les soustraire de l'application de la surcharge, en tout ou en partie.

Les grandes industries allemandes n'ont pas à payer la surcharge qui s'établit en 2015 à 6,17 c€/kWh. Les consommateurs industriels allemands (500 à 2 000 MWh) bénéficient d'un prix de 8,95 c€/kWh, inférieur à la moyenne de l'Union européenne qui est de 9,76 c€/kWh.

²⁸ Un contrat spécial octroie à un client un tarif ou des conditions de service qui diffèrent des tarifs ou des conditions déterminés par l'organisme de réglementation. En vertu de la Loi sur Hydro-Québec, le gouvernement peut octroyer par contrat spécial un tarif ou des conditions de service à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs.

INTERFINANCEMENT

L'interfinancement consiste à pratiquer des tarifs plus élevés que les coûts réels pour un groupe de consommateurs afin de financer des tarifs plus bas que les coûts réels pour un autre groupe de consommateurs. Au Québec, l'interfinancement est appliqué au profit de la clientèle résidentielle, au détriment des clientèles commerciales, institutionnelles et industrielles.

La Loi sur la Régie de l'énergie prévoit que la Régie ne peut pas modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs.

Tableau 5.4

L'interfinancement entre les tarifs d'Hydro-Québec Distribution

	Résidentiel	Petite puissance	Moyenne puissance	Grande Puissance (Autre)	Grande puissance (Industriel)
Tarif	D	G	M	LG	L
Pourcentage du coût réel couvert par le tarif	84 %	116 %	132 %	109 %	116 %

Source : Hydro-Québec Distribution (2014), *Mise à jour des informations relatives au dossier tarifaire 2014-2015*, R-3854-2013, HQD-19, document 1, 25 p.

ENJEUX

- Au cours des prochaines années, les tarifs d'électricité continueront de subir une pression continue, découlant notamment :
 - de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale, supportée uniquement par les deux tiers des ventes (ménages, PME, commerces et institutions);
 - des coûts des nouveaux approvisionnements qui sont nettement supérieurs aux coûts historiques.
- L'absence de reconnaissance officielle du Québec des vertus environnementales de certaines filières de production renouvelable d'électricité (petite centrale hydroélectrique, éolien et solaire), au moyen d'une certification, ne permet pas d'établir une tarification verte au Québec.
- La recherche du juste équilibre entre les mesures tarifaires susceptibles d'entraîner une consommation responsable de l'électricité et les mesures permettant d'assurer l'accès à l'énergie dont ont besoin les ménages à faible revenu.
- Le maintien du pacte social de l'électricité (tarifs bas, stables et uniformes) découlant de la création d'Hydro-Québec et de la nationalisation des services électriques.

QUESTIONS

- Quels seraient les avantages et les inconvénients d'une tarification en fonction du coût des derniers approvisionnements qui serait toutefois compensée par un allègement de la fiscalité?
- Doit-on mener des expériences de tarification modulée selon les heures (nuit, jour, période de pointe), les jours (semaine, fin de semaine) ou les saisons? Quelles balises doivent être prévues pour encourager la participation des consommateurs?
- Quels seraient les avantages et les inconvénients d'accroître la progressivité de la grille tarifaire des clients résidentiels, par exemple, par l'introduction de nouveaux paliers de prix de l'énergie croissants? Une complexité trop importante de la grille tarifaire peut-elle être contreproductive?
- Sur quelle base peut-on justifier la fourniture d'électricité à faible coût aux entreprises grandes consommatrices? À l'instar de l'Allemagne, est-ce que les entreprises grandes consommatrices du Québec devraient être soustraites du financement des énergies renouvelables?
- Si certaines composantes du pacte social de l'électricité devaient être révisées, ces changements devraient viser quels objectifs, respecter quels principes et être réalisés au moyen de quels outils?
- Doit-on maintenir l'exemption de l'indexation du prix patrimonial pour les grands clients industriels, qui génère une nouvelle forme d'interfinancement, et si oui, jusqu'à quand?
- Les prix de l'électricité étant nettement supérieurs chez nos voisins du nord-est des États-Unis, devrait-on augmenter les tarifs du Québec pour inciter les clients à consommer plus efficacement ou, au contraire, les maintenir bas pour s'en servir comme un avantage comparatif et un levier de développement économique?
- Pour les secteurs moins énergivores où l'énergie compte pour une faible part des coûts de production, comment l'électricité pourrait-elle être utilisée pour rétablir leur compétitivité?
- Est-ce que la mise en place de tarifs sociaux, financés par les autres consommateurs d'électricité, destinés aux ménages à faible revenu, est la mesure la plus équitable et la mieux adaptée au contexte social et fiscal québécois pour soutenir ces ménages?
- Quelles conditions seraient requises pour qu'une ouverture du marché de détail de l'électricité soit profitable aux consommateurs québécois et à l'enrichissement collectif du Québec?
- Dans le contexte où l'hydroélectricité est la forme d'énergie ayant la plus faible empreinte environnementale, quels sont les avantages à proposer une tarification verte aux consommateurs afin qu'ils choisissent volontairement de payer plus cher pour favoriser l'émergence d'autres filières énergétiques renouvelables?

LA CONTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ AU DÉVELOPPEMENT DU QUÉBEC

CONTRIBUTION AUX FINANCES PUBLIQUES DU QUÉBEC

En vertu des lois, notamment de la Loi sur Hydro-Québec, la société d'État est assujettie au versement de redevances hydrauliques, de la taxe sur les services publics, d'un dividende et de frais de garantie aux titres d'emprunt. Ces sommes, qui totalisaient 3,6 milliards de dollars en 2014, contribuent à la réalisation de la mission gouvernementale, notamment en santé et en éducation.

Tableau 6.1

Versements d'Hydro-Québec au gouvernement du Québec en 2014

Nature des contributions	Montant versé
Redevances hydrauliques	656 M\$
Taxes sur les services publics	252 M\$
Frais de garantie relatifs aux titres d'emprunt	205 M\$
Dividende	2 535 M\$
TOTAL	3 648 M\$

Source : Hydro-Québec (2015), *Rapport annuel 2014*, 118 p.

Les redevances hydrauliques versées par Hydro-Québec et les producteurs privés devraient atteindre plus de 770 millions de dollars pour l'année budgétaire 2015-2016. Elles sont versées annuellement au Fonds des générations constitué afin de payer la dette du Québec.

Ayant accès à des forces hydrauliques privées et du domaine de l'État, des entreprises ont historiquement suscité le développement industriel du Québec grâce à l'autoproduction d'électricité. Ces autoproducateurs n'ont pas été nationalisés en 1963 étant donné leur contribution au développement économique du Québec.

SOUTIEN À LA VIE CULTURELLE, SOCIALE ET ÉCONOMIQUE DU QUÉBEC

Par ses politiques et ses programmes, Hydro-Québec soutient la vie culturelle, sociale et économique du Québec. Elle contribue entre autres financièrement à des projets d'intérêt collectif dans le cadre du Programme de mise en valeur intégrée (PMVI) et par l'entremise de la Fondation Hydro-Québec pour l'environnement.

Par ailleurs, afin de compenser les effets résiduels des projets de transport d'électricité, particulièrement sur le paysage, le PMVI verse aux collectivités touchées 1 % de la valeur autorisée des installations visées. Les fonds servent à la réalisation d'initiatives locales visant l'amélioration de l'environnement, l'amélioration d'infrastructures municipales, communautaires ou de loisir ainsi que le développement touristique et régional ou le développement des communautés autochtones. Depuis la création du PMVI en 1985, l'entreprise a contribué, à hauteur de 116 millions de dollars, à la réalisation de 1 168 initiatives. Le tableau suivant présente les valeurs des contributions d'Hydro-Québec de 2010 à 2013. Les contributions d'Hydro-Québec au PMVI varient annuellement en fonction du nombre et de l'importance des projets de transport en cours de réalisation.

ENCADRÉ 11

LES CONTRIBUTIONS ET LES ENGAGEMENTS FINANCIERS (2010-2013)

	2010	2011	2012	2013
Nombre d'initiatives	32	45	36	26
Contribution d'Hydro-Québec (k\$)	5 910,3	2 262,6	2 494,8	2 798,9
Contribution du milieu (k\$)	2 932,5	4 395,9	6 189,5	4 547,8
Valeur des travaux (k\$)	8 842,8	6 658,5	8 684,4	6 346,0

Source : Hydro-Québec, *Rapport sur le développement durable 2013*, 72 p.

ENTENTES AVEC LES COMMUNAUTÉS LOCALES ET AUTOCHTONES

ENTENTE SUR LES RÉPERCUSSIONS ET LES AVANTAGES

Afin de faciliter l'acceptabilité sociale de ses projets de développement hydroélectrique, Hydro-Québec négocie des ententes sur les répercussions et les avantages (ERA) avec les différentes communautés touchées, dont des communautés autochtones. Ces ententes permettent de promouvoir la participation des communautés dans les projets, de développer des partenariats économiques et d'atténuer les répercussions tant à l'échelle environnementale que sociale.

Par exemple, dans le cadre du projet de la Romaine, Hydro-Québec a conclu quatre ententes : une première avec la municipalité régionale de comté (MRC) de Minganie, une deuxième avec la communauté de Nutashkuan, une troisième avec les communautés d'Unamen Shipu et de Pakua Shipi et une quatrième avec la communauté d'Ekuanitshit.

Les fonds provenant des différentes ententes sont versés aux communautés afin qu'elles puissent réaliser des projets de développement économique, communautaire et culturel, poursuivre leurs activités traditionnelles et fournir de la formation. De plus, des modalités sont mises en place afin que les communautés participent au suivi environnemental tout au cours des projets.

Tableau 6.2

Quelques ententes sur les répercussions et les avantages signées avec des communautés dans le cadre du complexe hydroélectrique de la Romaine

Communautés	Date	Montant total (\$ de 2009)	Durée
Nutashkuan (Natashquan)	4 juillet 2008	43,0 M\$	2009-2070
Unamen Shipu et Pakua Shipi	9 octobre 2008	14,5 M\$	2009-2070
Ekuanitshit (Mingan)	27 mars 2009	75,0 M\$	2009-2070

Source : Hydro-Québec, communication interne.

PAIX DES BRAVES

Le 7 février 2002, le Québec et les Cris ont conclu une entente politique et économique globale de 50 ans. Cette entente historique, surnommée la Paix des Braves, marque une nouvelle ère dans les relations entre le Québec et les Cris.

L'entente a ainsi donné le coup d'envoi aux travaux hydroélectriques de la centrale Eastmain-1 et du projet des centrales de l'Eastmain-1-A, de la Sarcelle et de la dérivation de la rivière Rupert. Les deux projets ont permis la réalisation de 4 milliards de dollars d'investissements dans la région et ont procuré de l'emploi à 10 500 personnes au cours des neuf années des travaux.

La mise en œuvre de ces grands chantiers a été réalisée grâce à un nouvel esprit de collaboration et a entraîné des retombées économiques majeures pour plusieurs entreprises criées et québécoises. Elle a également permis d'ajouter environ 1 400 MW au réseau d'Hydro-Québec, soit une augmentation de 15 % de la production d'électricité sur le territoire de la Baie-James.

Le gouvernement du Québec s'est engagé à verser à la communauté crie 23 millions de dollars en 2002-2003, 46 millions de dollars en 2003-2004 et 70 millions de dollars en 2004-2005. Par la suite, cette contribution est indexée selon une formule qui reflète l'évolution de l'activité économique sur le territoire visé dans les secteurs de l'hydroélectricité, de la foresterie et des mines.

EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ

Historiquement, le développement du potentiel hydroélectrique a permis de répondre aux besoins des ménages et des entreprises du Québec et, lorsque ces besoins sont satisfaits, aux besoins des marchés limitrophes par l'exportation. Ces deux objectifs sont complémentaires.

Sur le plan économique, les exportations d'hydroélectricité représentent une importante source de revenus pour le Québec. En 2014, les exportations nettes d'électricité ont progressé de 176 millions de dollars pour atteindre 1 529 millions de dollars, comparativement à 1 353 millions de dollars en 2013.

Tableau 6.3

Revenus tirés des exportations nettes d'Hydro-Québec

	2010	2011	2012	2013	2014
Revenus (M\$)	1 034	1 134	1 233	1 353	1 529

Source : Hydro-Québec (2011-2015), *Rapports annuels*.

ENCADRÉ 12

CONTRAT DE VENTE AVEC LE VERMONT

En 2010, Hydro-Québec a conclu un nouveau contrat de vente d'électricité à long terme, de 218 à 225 MW, avec huit distributeurs d'électricité du Vermont pour la période de 2012 à 2038. Ce contrat remplace et assure une transition avec le contrat actuel (335 MW) qui prend fin en 2016. Ce dernier contrat répond environ au tiers des besoins du Vermont (environ 2 TWh).

Le nouveau contrat, qui prévoit un prix variant en fonction de l'inflation et des cours de l'électricité sur les marchés, protégera Hydro-Québec Production contre les fortes baisses subites des prix des marchés libres et les consommateurs du Vermont, contre les fortes hausses subites.

Au Québec, Hydro-Québec n'est pas le seul exportateur d'électricité, d'autres entreprises exportent de l'électricité produite au Québec ou transitent sur le réseau de transport de TransÉnergie à l'extérieur du Québec. Ces entreprises exportatrices d'électricité convoitent les mêmes marchés qu'Hydro-Québec.

Par ailleurs, les nouvelles technologies d'extraction de gaz de schiste rendent accessibles d'importants volumes de gaz naturel à très bas prix aux États-Unis. Cette abondance y a favorisé le remplacement des centrales thermiques au charbon et au pétrole par des centrales alimentées au gaz naturel. Cette situation a contribué à réduire le prix courant de l'électricité rendant du coup l'hydroélectricité québécoise moins attrayante pour nos voisins américains.

Tableau 6.4

Évolution du parc de production d'électricité en Nouvelle-Angleterre

Centrale	2000	2013
Nucléaire	31 %	33 %
Produits pétroliers	22 %	Moins de 1 %
Charbon	18 %	6 %
Gaz naturel	15 %	46 %
Énergie renouvelable	13 %	14 %
Réserve pompée	Moins de 2 %	1 %

Source : www.iso-ne.com/aboutiso/fin/annl_reports/2000/2014_reo.pdf (Consulté le 30 janvier 2015).

Malgré ce contexte, les exportations d'électricité d'Hydro-Québec, tant vers les marchés américains que canadiens, ont totalisé 26,6 TWh en 2014. Une partie des ventes à l'exportation découle d'activités d'arbitrage et d'achat-revente où Hydro-Québec achète à bas prix de l'énergie sur les marchés pour l'entreposer dans ses réservoirs dans l'attente de meilleures conditions de prix pour la revendre sur ces mêmes marchés. D'ailleurs, les activités d'Hydro-Québec sur les marchés externes se réalisent dans un contexte commercial où ce sont les conditions de marché qui guident les décisions d'Hydro-Québec.

Tableau 6.5

Exportations d'électricité réalisées à partir des lignes internationales de transport d'électricité situées au Québec en 2014

Entreprise exportatrice	Volume exporté (millions de kWh)
Brookfield Energy Marketing Inc.	1 306,7
Emera Energy Inc.	1 359,9
Hydro-Québec ¹	20 913,5
Banque Royale du Canada	5,1
Saracen Power Ltd	5,7
TOTAL	23 591,0

¹ Ne tient pas compte des exportations d'Hydro-Québec (2 951,2 GWh) à partir de lignes internationales ontariennes.

Source : Office national de l'énergie (2015), *Exportations et importations d'électricité — Décembre 2014*.

Compte tenu du bénéfice net tiré des transactions d'Hydro-Québec à l'exportation, il s'agit d'une source de revenus non négligeable pour le gouvernement, revenus qu'il perçoit lors du versement du dividende d'Hydro-Québec.

Tableau 6.6

Contribution des exportations nettes d'Hydro-Québec à ses résultats nets

	2010	2011	2012	2013	2014
Contributions (M\$)	432	398	363	622	814

Source : Hydro-Québec (2010-2015), *Rapports annuels*.

Sur le plan environnemental, en fournissant aux marchés voisins du Québec une énergie renouvelable, compétitive et fiable, le Québec contribue à la lutte contre les changements climatiques et la pollution. En effet, l'hydroélectricité québécoise se substitue souvent à une production dominée par la filière thermique classique dans les réseaux voisins; filière qui est fortement émettrice de gaz à effet de serre et d'autres polluants atmosphériques. À titre d'exemple, en 2013 seulement, les exportations nettes d'électricité d'Hydro-Québec ont permis d'éviter l'émission de près de 9 millions de tonnes de CO₂ chez ces clientèles.

Enfin, quatre projets d'interconnexion entre le Québec et des États américains pourraient contribuer à accroître les exportations d'électricité du Québec :

- le projet Champlain Hudson Power Express du promoteur Transmission Developers Inc., une ligne à courant continu de 1 000 MW, enfouie sous le lac Champlain et la rivière Hudson, qui relierait le Québec à New York; ce projet a reçu son « permis présidentiel » en octobre 2014, une des conditions à sa réalisation;
- le projet Northern Pass du promoteur Eversource Energy, une ligne à courant continu de 1 200 MW qui relierait le Québec au New Hampshire;
- le projet New England Clean Power Link du promoteur Transmission Developers Inc., une ligne à courant continu de 1 000 MW, enfouie sous le lac Champlain, qui relierait le Québec au Vermont;
- Le projet Highgate Expansion au Vermont du promoteur Hydro-Québec d'une capacité de 425 MW.

CONTRIBUTION AU DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

Le secteur énergétique est responsable de milliers d'emplois directs et indirects au Québec et constitue un levier de développement économique important pour plusieurs intervenants, dont des entreprises, des municipalités et des communautés autochtones. Le développement hydroélectrique du Québec a engendré et continue d'engendrer des retombées économiques et financières majeures. Les activités d'Hydro-Québec génèrent des retombées très importantes pour l'économie québécoise. En 2014, Hydro-Québec a réalisé pour 3,3 milliards de dollars en achats de biens et de services. De cette somme, les acquisitions effectuées chez des entreprises établies au Québec ont atteint 3,1 milliards de dollars, soit plus de 94 % de la totalité des achats. Le nombre d'emplois soutenu au Québec par ces acquisitions est évalué à 17 700, dont 12 300 emplois directs.

Tableau 6.7

Valeur des achats de biens et de services d'Hydro-Québec en 2014

Biens et services	Dépenses (M\$)
Achat de biens	1251
Location de biens	29
Travaux et services spécialisés	1675
Services professionnels	364
TOTAL	3301

Source : Hydro-Québec (2015), *Rapport annuel 2014*, 118 p.

ENCADRÉ 13

LE PROJET HYDROÉLECTRIQUE DU COMPLEXE DE LA ROMAINE

Le complexe hydroélectrique de 1 550 MW sur la rivière Romaine de la Côte-Nord sera composé de quatre aménagements hydroélectriques dont la production énergétique moyenne annuelle s'élèvera à 8,0 TWh. La construction a débuté en 2009 et la première centrale (Romaine-2) a été mise en service en décembre 2014. Les travaux sur les aménagements des centrales Romaine-1 et Romaine-3 se poursuivent en vue des mises en service en 2016 et 2017.

Le projet de la Romaine générera des retombées économiques substantielles, de l'ordre de 3,5 milliards de dollars pour l'ensemble du Québec, dont 1,3 milliard de dollars uniquement pour la Côte-Nord. De 2013 à 2016, l'effectif en pointe dépassera 2 000 travailleurs.

En 2014, des investissements de 664 millions de dollars ont eu lieu et le nombre d'employés a atteint 1 608 années-personnes, dont 42 % des postes sont occupés par des travailleurs de la Côte-Nord et 12 % par ceux des communautés innues. Les contrats octroyés dans la région ont totalisé 105 millions de dollars.

Source : Hydro-Québec (2015), *Rapport annuel 2014*, 118 p.

Pour sa part, la filière éolienne au Québec est développée par le secteur privé qui vend à Hydro-Québec Distribution l'électricité produite par les parcs éoliens. Afin de susciter des retombées économiques, les appels d'offres visant l'achat de blocs d'énergie éolienne imposaient des seuils minimaux de retombées économiques au Québec ainsi que de retombées manufacturières structurantes dans la région de la Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine et de la MRC de La Matanie.

L'achat d'énergie éolienne par Hydro-Québec Distribution a permis l'implantation d'une chaîne manufacturière intégrée, laquelle est bonifiée par le travail d'organismes actifs dans le domaine de la recherche et développement et de la formation de la main-d'œuvre.

Une étude publiée par SECOR-KPMG en 2013²⁹ estime que cette industrie est responsable de 5 000 emplois directs et indirects au Québec, dont 1 200 dans les entreprises éoliennes situées dans la région désignée. On évalue également à 1 000 le nombre d'emplois qui sont liés à l'industrie éolienne dans la région métropolitaine de Montréal. Selon cette étude, le salaire moyen des travailleurs de l'industrie éolienne serait de 48 140 \$, soit de 30 % supérieur au revenu moyen des particuliers québécois.

Sur le plan des retombées économiques, les parcs éoliens implantés auront entraîné des investissements de plus de 10 milliards de dollars dans l'économie du Québec à l'horizon 2017, sans compter les retombées fiscales et parafiscales qui leur sont imputables. Les municipalités du Québec ont, elles aussi, su tirer profit de l'implantation des parcs éoliens sur leur territoire. Les propriétaires de parcs éoliens leur verseront, par l'entremise de contributions volontaires, plusieurs millions de dollars au cours de leur période d'activité, des sommes d'argent qui permettront de dynamiser l'économie d'un grand nombre de municipalités du Québec. Enfin, pour la région de la Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine et la MRC de La Matanie, le développement éolien s'est traduit concrètement par une amélioration sensible du marché du travail, soit par une baisse du taux de chômage et une progression importante du taux d'activité.

Tableau 6.8

Évolution de certains indicateurs du marché du travail dans la région de la Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine et dans l'ensemble du Québec de 2005 à 2014

Indicateur	Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine		Ensemble du Québec	
	2005	2014 ^P	2005	2014 ^P
Taux de chômage (%)	18,0	16,6	8,3	7,7
Taux d'activité (%)	50,6	56,4	65,5	64,8

^P Données préliminaires.

Source : Institut de la statistique du Québec (Consulté le 27 janvier 2015).

29 SECOR/KPMG (2013), *Retombées économiques de l'industrie éolienne québécoise*.

L'aménagement de petites centrales hydroélectriques (PCH) et de parcs éoliens « communautaires » a permis de réaliser de premières expériences de développement par et pour les communautés locales et autochtones.

Pour offrir aux communautés locales et autochtones un levier qui les aidera à prendre en charge leur développement économique, le gouvernement a annoncé que les six projets du Programme d'achat des petites centrales hydroélectriques, annulés en février 2013, étaient réactivés.

ÉLECTRICITÉ ET INNOVATION

Le développement de la filière hydroélectrique au Québec, notamment des complexes situés loin des centres de consommation, a nécessité d'adapter les technologies courantes pour mieux respecter le contexte québécois. Ainsi, l'expertise québécoise en production hydroélectrique et en transport d'électricité à très haute tension est reconnue mondialement.

Hydro-Québec soutient son engagement dans le développement durable et travaille à l'intégration de l'énergie éolienne au réseau de transport. Elle a d'ailleurs développé une expertise de plus en plus reconnue sur le plan de l'intégration de l'énergie intermittente. Par ailleurs, le Québec est devenu une référence mondiale dans l'exploitation de parcs éoliens adaptés au climat nordique et plusieurs pièces et services ont été développés ou perfectionnés par l'industrie éolienne québécoise au fil des années. La société d'État explore les énergies renouvelables émergentes comme les énergies hydriennes et osmotiques. Leurs études concernent également les effets des changements climatiques sur les différents secteurs d'activité de l'entreprise.

Les récentes recherches d'Hydro-Québec ont permis le développement d'une expertise croissante en technologie des réseaux (technologie de contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive de distribution ou CATVAR, intégration de source de production d'énergie intermittente, intégration de compteurs communicants de nouvelle génération).

Les efforts déployés par Hydro-Québec en innovation procèdent notamment de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) qui est un centre de recherche d'importance qui regroupe 500 scientifiques, techniciens, ingénieurs et employés de toutes spécialités. Les activités de l'IREQ sont regroupées dans deux centres : les Laboratoires de recherche et d'essais de Varennes et le Laboratoire des technologies de l'énergie (LTE) de Shawinigan. Les travaux de l'IREQ soutiennent cinq domaines prioritaires : le réseau intelligent, le vieillissement des matériaux et la pérennité des installations, l'utilisation efficace de l'énergie, les énergies renouvelables ainsi que les matériaux pour batteries et transport électrique.

Depuis plusieurs années, Hydro-Québec consacre en moyenne 100 millions de dollars par année à ses projets d'innovation.

Par ailleurs, Hydro-Québec apporte son soutien à des chaires de recherche favorisant le développement des connaissances dans des domaines d'intérêt pour ses activités, la préparation d'une relève compétente capable de répondre aux besoins futurs de la société d'État ainsi que le regroupement de partenaires industriels qui contribue à maximiser les contributions de

l'entreprise à la réalisation des activités de recherche. En 2014, Hydro-Québec a poursuivi sa collaboration avec 17 chaires de recherche universitaires et centres collégiaux de transfert de technologie au Québec.

Le financement de la recherche universitaire québécoise dans le domaine de l'électricité s'est accru de manière importante, passant de 1,6 million de dollars en 2000 à 9,1 millions de dollars en 2011³⁰. Le nombre de publications scientifiques dans le domaine de l'électricité a suivi la même tendance, passant de 16 publications en 2000 à 61 en 2011³¹.

Enfin, le Québec a déployé une capacité de recherche intéressante en matière d'énergie éolienne au cours des dernières années. En plus de l'IREQ, le Québec dispose de deux laboratoires universitaires ainsi que d'un certain nombre de chaires de recherche spécialisées dans le domaine de l'éolien. Le TechnoCentre éolien, quant à lui, constitue un centre de recherche en énergie éolienne possédant des infrastructures de recherche de classe mondiale et qui réalise des collaborations à l'étranger. Le Québec dispose, de plus, d'un centre collégial de transfert de technologie (CCTT) en énergie éolienne.

Le développement de nos connaissances et de notre expertise dans des technologies de pointe est important pour positionner le Québec sur le marché international. La mise au point de technologies d'avant-garde conduit immanquablement à des contrats internationaux en matière de génie-conseil ainsi que de commandes à nos entreprises pour des produits technologiques nouveaux.

CONSTATATIONS

Pour les autoproducateurs industriels québécois, l'ouverture des marchés de l'électricité dans le nord-est de l'Amérique du Nord peut représenter des possibilités d'affaires qui peuvent entrer en conflit avec leurs activités industrielles.

Une mise en valeur des qualités environnementales de l'électricité québécoise doit être explorée notamment à l'égard d'une reconnaissance de sa faible empreinte carbone. Une telle reconnaissance pourrait représenter un atout pour certains secteurs industriels dont les produits pourraient être vendus accompagnés d'une mention de respect de l'environnement.

L'exportation d'hydroélectricité du Québec contribue également positivement à la diminution des émissions de GES sur le nord-est des États-Unis. Malgré cet avantage, les vertus environnementales de la filière hydroélectrique de grande envergure ne sont pas reconnues par nos partenaires américains aux fins des exigences des portefeuilles de ressources renouvelables, sauf par le Vermont.

De nouvelles façons d'exporter l'électricité voient lentement le jour (p. ex., hydrogène fait à partir d'électricité propre). Par exemple, le Japon a décidé d'investir des milliards de dollars pour développer la filière hydrogène, notamment pour le transport. Dans sa démarche, le Japon entend réaliser des petits projets de recherche et développement (R et D) dont la localisation pourrait déterminer l'emplacement futur des grandes usines de fabrication (2020 à 2040).

30 Système d'information sur la recherche universitaire (SIRU) et ministère de l'Économie, de l'Innovation et des Exportations.

31 *Web of Science*, Thomson Reuters, l'Observatoire des sciences et des technologies (UQAM) et le ministère de l'Économie, de l'Innovation et des Exportations.

Les communautés régionales et autochtones démontrent une volonté ferme de participer activement au développement de leur milieu.

L'énergie éolienne est l'une des sources d'énergies propres qui ont connu la croissance la plus impressionnante au cours des 15 dernières années au Québec. La filière éolienne est devenue un nouveau secteur manufacturier d'importance.

ENJEUX

Le développement d'Hydro-Québec, longtemps perçu comme clé essentielle du développement économique du Québec, se heurte à des difficultés croissantes : résistance tenace de ceux à qui le caractère public de l'entreprise est perçu négativement, résistance des réseaux voisins américains à reconnaître les vertus environnementales de l'énergie provenant du Québec, résistance des communautés aux aménagements hydroélectriques, résistance née de la conviction que l'énergie « propre » des aménagements hydroélectriques ne s'obtient pas sans un coût environnemental important, résistance des entités régionales et locales quant à l'implantation de lignes de transport et de postes de transformation sur leur territoire.

Actuellement, Hydro-Québec contribue au financement des fonctions vitales de l'État (santé, éducation, etc.). Il importe d'assurer la pérennité de cette contribution.

Au Québec, l'électricité produite ne bénéficie pas d'une reconnaissance officielle à titre d'énergie renouvelable, qui pourrait offrir à certaines industries une plus-value importante pour les biens qu'elles produisent.

Nos partenaires nord-américains ne reconnaissent pas officiellement les attributs « faibles émissions » et « renouvelable » des filières de production d'électricité du Québec.

Le développement de projets énergétiques par des entités régionales et locales, convoités pour les sources de revenus qu'ils génèrent, est aux prises avec les hausses de tarifs qu'ils entraînent.

La réalisation de projets énergétiques par les Autochtones représente des défis importants.

QUESTIONS

- Doit-on réviser le régime des redevances sur la production d'électricité? Les redevances perçues sont-elles suffisantes, peuvent-elles être augmentées? À quel usage ces redevances devraient-elles servir?
- Quels sont les avantages pour le Québec de permettre aux autoproducateurs industriels de poursuivre leur activité d'autoproduction d'électricité?
- Quels seraient les secteurs industriels qui pourraient bénéficier de la plus-value offerte par une certification d'énergie verte dans la vente de leurs produits? Comment établir les règles de certification?

EXPORTATION DE L'ÉLECTRICITÉ

- Dans quelles conditions les besoins des marchés limitrophes peuvent-ils justifier l'ajout de nouvelles capacités de production d'électricité au Québec?
- Au lieu d'exporter de l'électricité à l'état brut, quelles seraient les autres façons d'utiliser l'électricité pour créer de la richesse au Québec? À ce titre, doit-on soutenir le développement de la filière hydrogène?
- Comment favoriser la reconnaissance des attributs environnementaux de notre électricité (hydroélectrique de grande envergure, PCH et éolienne) aux États-Unis?

DÉVELOPPEMENT DES FILIÈRES ÉNERGÉTIQUES ET DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

- Les récentes hausses de tarifs d'électricité associées à certains approvisionnements (PCH, éolien), ayant des retombées économiques locales non négligeables, soulèvent la question de la responsabilité financière du soutien au développement économique. Doit-on privilégier une approche tarifaire ou fiscale?
- Afin de réduire la dépendance de l'industrie manufacturière éolienne aux approvisionnements locaux, quelles seraient les avenues à privilégier pour soutenir l'industrie dans le développement de son expertise et de ses produits de façon à augmenter ses exportations et diversifier sa production?
- Est-il avantageux pour le Québec de favoriser le développement industriel de certaines filières de production d'énergie?
- Lors d'un développement énergétique, quels sont les mécanismes à mettre en place pour maximiser les retombées pour les régions?
- Quel rôle Hydro-Québec peut-elle jouer dans le développement économique régional du Québec, notamment dans le contexte d'une demande maîtrisée?
- Quelles sont les possibilités d'utilisation des infrastructures de transmission et de distribution d'électricité pour le transport de signaux numériques par fibres optiques vers les communautés éloignées?
- Quelle devrait être la place des communautés dans les nouveaux projets énergétiques d'Hydro-Québec?
- Quel modèle d'affaires devrait-on adopter en réseaux autonomes et quel devrait être le rôle des communautés?

INNOVATION ET EXPERTISE

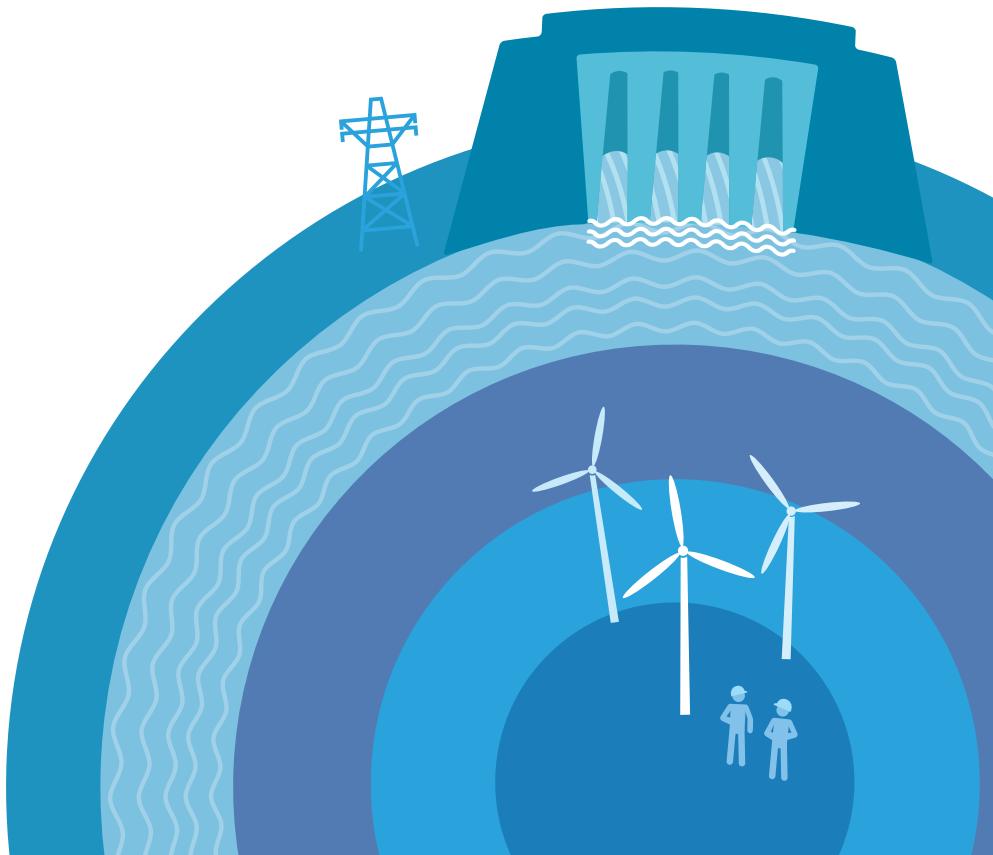
- Quelles conditions sont requises pour exporter notre expertise? Quel soutien les gouvernements et Hydro-Québec peuvent-ils offrir?
- Quels seraient les avantages de regrouper les activités de recherche en électricité (l'Institut de recherche d'Hydro-Québec) et celles relatives au gaz naturel au sein d'une même institution ou d'un consortium de recherche?
- Selon les différents créneaux d'expertise (grande hydraulique, petite hydraulique, éolien, etc.), quelles institutions ou quels organismes devraient être ciblés pour occuper le rôle de chef de file en R et D et en innovation au Québec? Est-ce que des organismes devraient obtenir du soutien du gouvernement en vue d'assumer ces responsabilités?
- Alors que 85 % du gisement éolien québécois se situe dans le Nord-du-Québec, quels champs de recherche en technologies nordiques le Québec devrait-il exploiter?
- Dans quelles conditions le couplage éolien-diesel-gaz naturel est-il une piste de solution pour les réseaux autonomes? Qu'en est-il des hydroliennes? Des éoliennes en mer? Des modes de stockage?

CONCLUSION

Au cours des 20 dernières années, grâce à des gains technologiques, les marchés de l'électricité ont connu des changements fondamentaux dictés par l'intérêt des consommateurs. Les administrations affichant les tarifs d'électricité les plus élevés ont été les premières à implanter ces réformes.

Des transformations (production décentralisée, réseaux électriques intelligents, électrification des transports, etc.) continueront à s'opérer au cours des prochaines années et modèleront les façons de faire. Dans le cadre de la politique énergétique à venir, le Québec doit être attentif à ces changements afin que les consommateurs d'électricité, les ménages et les entreprises puissent en tirer profit.

LES SOURCES DE CHALEUR ET LA BIOÉNERGIE



LES FILIÈRES DE CHALEUR

INTRODUCTION

Les besoins en chaleur, que ce soit pour le chauffage de l'espace, de l'eau sanitaire ou pour les procédés industriels, constituent une part importante des besoins énergétiques du Québec. À titre d'exemple, pour le secteur résidentiel, les besoins en chaleur (chauffage de l'espace et de l'eau) représentent 77,5 % de la consommation d'énergie, alors que, pour le secteur commercial et institutionnel, cette proportion est de 44,2 %¹. Le secteur industriel, pour sa part, utilise la chaleur pour plusieurs procédés².

Si l'on exclut les productions hydraulique et éolienne qui alimentent le réseau principal d'Hydro-Québec en électricité et qui présentent une empreinte carbone presque nulle³, les autres sources d'énergies renouvelables offrent des possibilités énormes pour lutter contre les changements climatiques. Elles peuvent, dans plusieurs cas, remplacer le mazout ou le gaz naturel, tous deux émetteurs de GES pour la production de chaleur et offrent aussi l'avantage de contribuer positivement à la balance commerciale du Québec en réduisant sa dépendance aux hydrocarbures.

Les filières de chaleur, la géothermie, le solaire passif et actif ainsi que la valorisation des rejets de chaleur ou de vapeur, se révèlent, dans maintes circonstances, des solutions de premier choix tant sur le plan environnemental que logistique et économique. Elles font aussi partie de la solution au déficit de puissance anticipé du réseau d'Hydro-Québec lors des pointes découlant des grands froids hivernaux.

Qualifiées d'émergentes parce que leur utilisation est encore peu répandue au Québec, ces sources d'énergies renouvelables abondent et les technologies qui permettent leur utilisation existent. Le Québec possède une expertise en ce qui concerne l'énergie solaire thermique active et passive, la géothermie, les rejets thermiques industriels ou émis par les centres de données ainsi que les réseaux de chaleur alimentés par la biomasse forestière résiduelle. En raison de la grande disponibilité, mais aussi du caractère diffus des sources d'énergies renouvelables, leur exploitation représente un défi énergétique énorme.

1 GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (2015), *Efficacité et innovation énergétiques* [En ligne] [politiqueenergetique.gouv.qc.ca/documentation/] (Consulté le 30 janvier 2015).

2 GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (2014), *Profil statistique de l'énergie au Québec* [En ligne] [politiqueenergetique.gouv.qc.ca/documentation/] (Consulté le 30 janvier 2015).

3 Le secteur de l'électricité produit moins de 1 % des émissions québécoise de GES et comble environ 43 % des besoins énergétiques.

SOLAIRE THERMIQUE ACTIF

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Les technologies solaires actives de type mur solaire, chauffe-eau solaire et climatisation solaire utilisent l'énergie thermique du rayonnement solaire pour préchauffer l'air dans les immeubles et chauffer ou refroidir les locaux ainsi que l'eau. Un système de capteur solaire pour le préchauffage de l'air peut convertir de 50 à 80 % de l'énergie solaire reçue en chaleur utile⁴. Selon Ressources naturelles Canada, le potentiel solaire du Québec est favorable. En 2010, le potentiel technico-économique de l'utilisation de l'énergie solaire thermique dans les bâtiments chauffés à l'électricité était évalué à 43 millions de kWh⁵. Aux fins de comparaison, une résidence unifamiliale moyenne au Québec consomme 26 500 kWh annuellement.

Depuis 2007, des capteurs solaires ont été installés sur une superficie estimée de 544 000 m² du Québec. Il s'agit principalement de capteurs de plastique non vitrés utilisés pour le chauffage de l'eau des piscines (71 %) et de capteurs solaires perforés et non vitrés utilisés pour le chauffage de l'air d'immeubles commerciaux (26 %), qui produisent au total environ 627 000 GJ et préviennent le rejet de 38 000 t de CO₂ par année⁶.

Mur solaire

Les murs solaires sont habituellement utilisés pour le préchauffage de l'air entrant dans les systèmes de ventilation mécanique. Cette technologie est principalement utilisée dans les bâtiments industriels, institutionnels, agricoles, municipaux et dans des bâtiments d'entreprises manufacturières qui requièrent le chauffage d'espaces et de grands apports d'air frais extérieur pour la ventilation. Tous les bâtiments qui contiennent des systèmes mécaniques pour la ventilation, qui nécessitent un apport d'air frais qui ont un mur vertical qui n'est pas ombragé et qui bénéficie d'un ensoleillement propice, peuvent se doter d'un système de capteurs solaires.

La problématique de cette technologie réside dans les coûts élevés d'installation et d'achat des équipements, l'apparence architecturale qui rebute certains et le rendement tardif de l'investissement étant donné les coûts relativement faibles de l'énergie au Québec.

Chauffe-eau solaire

Les chauffe-eau solaires sont alimentés par des capteurs dans lesquels circule un fluide caloporteur. L'énergie thermique captée est ensuite cédée au réservoir de stockage par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur qui permet de chauffer l'eau.

Quoique cette technologie soit plus rare dans certains pays, des capteurs concentrateurs sont également utilisés pour atteindre de plus hautes températures, ce qui permet de produire de la vapeur pouvant alimenter des turbines afin de générer de l'électricité.

4 CONTECH BÂTIMENT (2013), *Énergie solaire dans les bâtiments efficaces*, formation en mode pratique, cahier de formation.

5 TECHNOSIM (2011), *Potentiel technico-économique de l'énergie au Québec*, rapport technique présenté à Hydro-Québec, 123 p.

6 RESSOURCES NATURELLES CANADA, *Énergie solaire thermique* [En ligne] [rncan.gc.ca/energie/renouvelable-electricite/solaire-thermique/7302] (Consulté le 23 février 2015).

ENCADRÉ 1 EXEMPLE DANS LE MONDE

Le projet de communauté solaire Drake Landing en Angleterre stocke l'énergie provenant de capteurs solaires installés sur 52 maisons au moyen d'une réserve géothermique à haute température. Cette réserve est constituée de 144 puits verticaux et atteint 70 °C avant la saison de chauffage. En considérant une durée de vie de 20 ans, le coût de l'énergie solaire thermique associée à ce projet est estimé à 0,37 \$/kWh. La phase 2 de ce projet dont l'objectif est de réduire les coûts à 0,21 \$/kWh est en développement⁷. Aux fins de comparaison, le prix de l'électricité livrée au secteur résidentiel est d'environ 0,083 \$/kWh au Québec.

Le programme Renewable Heat Incentive⁸ achète de l'énergie solaire thermique aux entreprises, aux particuliers et aux communautés du Québec. Il s'agit de contrats d'achat sur 20 ans, à un taux de 19,2 pences/kWh thermique, soit environ 0,344 \$/kWh.

POTENTIEL ET DÉFIS

Au Québec, l'énergie solaire est abondamment disponible, toutefois, le coût de l'énergie solaire thermique active est de trois à quatre fois plus élevé que celui de l'électricité et du mazout. Cette technologie devra donc compter sur une réduction importante des coûts d'acquisition avant d'être largement utilisée au Québec.

Étant donné la baisse des coûts qui s'est amorcée pour les capteurs solaires et l'intérêt de plus en plus soutenu de la population pour les questions environnementales, la technologie solaire thermique a fait une entrée intéressante au Québec, surtout grâce au soutien gouvernemental. Ce dernier a en effet permis de réduire la période de rendement de l'investissement, un des critères décisionnels des organisations désirant adopter des technologies vertes.

Le prix de l'électricité (et son caractère carboneutre) qui a cours au Québec fait en sorte que c'est sur les marchés extérieurs que les projets utilisant le solaire thermique sont les plus intéressants. Néanmoins, certains projets de préchauffage de l'air dans le secteur industriel se réalisent déjà au Québec avec un coût unitaire de l'énergie proche du coût des sources d'énergie traditionnelles. Toutefois, le préchauffage solaire de l'air ne disposant pas de stockage, il s'avère parfois difficile de faire coïncider la disponibilité de la chaleur avec les besoins du bâtiment.

Les technologies solaires actives entrent en compétition avec les systèmes de récupération de la chaleur contenue dans l'air vicié (échangeur d'air à récupération de chaleur), puisqu'ils visent tous deux à préchauffer l'air neuf fourni au bâtiment.

⁷ Doug McCLENEHAN (2011), *Drake 2: The New 1,000-Home Solar Thermal Community in Alberta*, présenté lors de la Canadian Solar Industries Association Annual Conference & Exposition, December 5, 2011, Toronto.

⁸ GOUVERNEMENT DU ROYAUME-UNI, *Increasing the use of low-carbon technologies- Renewable Heat Incentive* [En ligne] [gov.uk/government/policies/increasing-the-use-of-low-carbon-technologies/supporting-pages/renewable-heat-incentive-rhi] (Consulté le 30 janvier 2015).

EXPERTISE ET PROJETS AU QUÉBEC

La Chaire de recherche sur l'optimisation du fonctionnement et de l'efficacité énergétique : *Vers des bâtiments à haut rendement*, de l'Université Concordia, a bénéficié d'un financement de 2 millions de dollars du Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie (CRSNG) d'Hydro-Québec, de Ressources naturelles Canada et de Régulvar. Elle se consacre à un programme de recherche et de formation portant sur les immeubles commerciaux et institutionnels et, plus particulièrement, au développement et à la mise à l'essai de fonctions intelligentes, à la technologie de prévision informatisée de la demande énergétique, de même qu'à des systèmes intégrés comme les panneaux solaires et les technologies de stockage de chaleur⁹.

Le Centre des technologies du gaz naturel (CTGN) dispose d'installations qui permettent de mener des essais sur des équipements solaires thermiques. La Chaire de recherche industrielle en technologies de l'énergie et en efficacité énergétique (t3e) de l'École de technologie supérieure du Québec s'intéresse également à l'énergie solaire thermique.

Près de 30 entreprises se spécialisant en conception, en distribution ou en installation travaillent dans le domaine de l'énergie thermique active au Québec. Le marché de l'énergie solaire thermique est estimé à 9,5 millions de dollars par année au Québec¹⁰.

Depuis 2005, des programmes d'Hydro-Québec, de Gaz Métro et du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) appuient financièrement l'acquisition de murs solaires. Ainsi, plusieurs projets d'implantation ont été réalisés, principalement des systèmes de murs solaires et des systèmes avec capteurs concentrateurs utilisés pour le préchauffage de l'eau à haute température.

L'industrie solaire thermique a bénéficié au Québec de montants d'aide financière qui ont permis d'aider à déployer certaines applications solaires, tels les capteurs solaires Lubi et les concentrateurs paraboliques (CSP) de l'entreprise québécoise Rackam. Celle-ci possède deux projets de démonstration de son système de CSP, soit un premier à la Laiterie Chagnon de Waterloo (400 m²) et un second à l'usine de Cascades de Kingsey Falls (4 000 m²). Ces projets ont été financés par le Programme d'aide à l'innovation en énergie du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques.

La Polyvalente Bélanger à Saint-Martin de Beauce a fait l'acquisition et l'installation d'un mur solaire de 43,3 m². Avec un investissement de 17 500 \$, la polyvalente a réduit ses coûts annuels de chauffage de l'ordre de 1 080 \$. La période de rendement de l'investissement était de plus de 16 années alors que l'aide financière a réduit cette période à 8 ans.

⁹ VOIR VERT, *Nouvelle chaire de recherche en bâtiments verts à Concordia* [En ligne] [www.voirvert.ca/nouvelles/actualites/nouvelle-chaire-recherche-batiments-verts-concordia] (Consulté le 30 janvier 2015).

¹⁰ ZINS BEAUCHESNES ET ASSOCIÉS (2011), *Portrait économique du secteur de l'énergie solaire au Québec*, rapport final, 46 p.

SOLAIRE PASSIF

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Les techniques du solaire passif ne font appel à aucun équipement mécanique ou électrique. Il s'agit d'une méthode de conception qui favorise l'utilisation directe du rayonnement solaire pour chauffer ou éclairer le bâtiment. La conception d'un bâtiment solaire passif implique notamment le choix de l'orientation du bâtiment et des fenêtres, une isolation élevée, l'utilisation de matériaux à masse thermique élevée et l'utilisation de dispositifs d'ombrage.

Equilibrium, une initiative nationale de démonstration de maisons durables dirigée par la Société canadienne d'hypothèques et de logement (SCHL), a permis de démontrer qu'une conception solaire passive peut améliorer la consommation d'une habitation de 20 % ou plus de sa demande énergétique normale.

EXEMPLES DANS LE MONDE

En Allemagne, le Passive House Institute (PHI) est un organisme indépendant qui développe et fait la promotion du concept des bâtiments solaires passifs depuis 1990. Cet organisme développe également des certifications et milite pour l'adoption de normes de conception dans les réglementations européennes.

Le Canadian Passive House Institute (CanPHI) est un organisme à but non lucratif qui est autorisé à délivrer des certifications basées sur les normes du PHI allemand. Au Canada, les premières maisons passives y ont été construites vers 1977¹¹.

POTENTIEL ET DÉFIS

En 2002, le potentiel technico-économique du solaire passif pour les bâtiments commerciaux et institutionnels chauffés à l'électricité au Québec était estimé à 40 GWh¹². Cependant, la configuration urbaine actuelle limite la mise en valeur de ce potentiel. La conception passive s'applique préférablement aux constructions neuves dans des développements urbains conçus à cet effet.

EXPERTISE AU QUÉBEC

Le laboratoire d'habitation nordique de la Société d'habitation du Québec, le Réseau de recherche stratégique du CRSNG sur les bâtiments intelligents à consommation énergétique nette zéro, la Chaire de recherche industrielle en technologies de l'énergie et en efficacité énergétique, l'École d'architecture de l'Université Laval et d'autres institutions travaillent dans le domaine de la conception solaire passive ou dans des disciplines qui y font appel.

11 CANPHI, *First Passive Houses* [En ligne] [passivehouse.ca/first-passive-houses-2/] (Consulté le 30 janvier 2015).

12 TECHNOSIM (2002), *Mise à jour du potentiel technico-économique d'économie d'énergie au Québec — Marchés commercial et institutionnel*, rapport présenté à Hydro-Québec et à l'Agence de l'efficacité énergétique, 79 p.

MESURES POUR PROMOUVOIR LA TECHNOLOGIE

Peu d'initiatives ont actuellement cours au Québec pour promouvoir le déploiement du solaire passif. Pour l'instant, cette forme d'énergie est mentionnée dans le *Guide de bonnes pratiques sur la planification territoriale et le développement durable* du ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire (MAMOT)¹³. Le programme ÉcoPerformance soutient toutefois la mise en œuvre de projets faisant appel aux technologies solaires pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

QUESTIONS

- Comment le Québec pourrait-il agir afin de valoriser le potentiel de l'énergie solaire?
- Les programmes de soutien financier aident-ils efficacement les filières solaires à prendre leur essor?
- Quel est le potentiel d'approvisionnement en énergie solaire dans des réseaux autonomes, notamment sur le territoire du Plan Nord?

GÉOTHERMIE

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

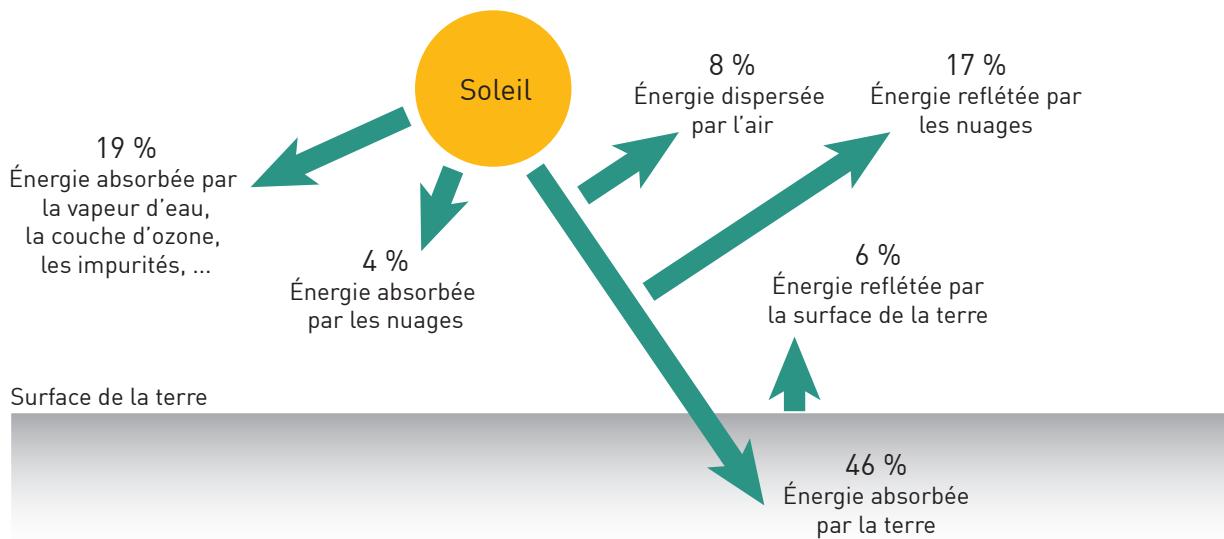
La croûte terrestre emmagasine près de la moitié de l'énergie reçue du soleil et les concepts impliquant la géothermie peu profonde (jusqu'à 1 500 mètres) tirent profit de cette situation. En effet, à partir de quelques mètres de profondeur, la température du sol n'est plus influencée par les conditions climatiques à la surface. Une augmentation de la température, en moyenne de 3 °C par tranche de 100 m¹⁴, est graduellement observée.

Ainsi, un système géothermique permet de transférer de l'énergie du sol pour chauffer ou refroidir des bâtiments. Dans la grande majorité de ces installations (résidentielles, commerciales ou institutionnelles), une pompe à chaleur est utilisée pour rendre ce processus efficace. L'intérêt de la pompe à chaleur devient évident lorsque l'on considère que, pour chaque unité d'énergie (électricité) consommée pour son fonctionnement, elle permet de puiser dans le sol, grâce à un réseau de canalisations souterraines, jusqu'à 3,5 unités d'énergie, qu'elle transfère ensuite au bâtiment (chaleur ou froid, selon les saisons). Il va sans dire que les économies d'énergie et d'argent sont importantes. Toutefois, les coûts d'installation, liés en grande partie aux canalisations souterraines, représentent des investissements beaucoup plus élevés que pour les technologies de chauffage dites standards.

13 Isabelle BOUCHER, Pierre BLAIS et VIVRE EN VILLE (2010), *Le bâtiment durable, Guide de bonnes pratiques sur la planification territoriale et le développement durable*, ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire, coll. « Planification territoriale et développement durable », 89 p. [mamot.gouv.qc.ca].

14 HYDRO-QUÉBEC (2007), *La géothermie*, Varennes, 34 p.

Figure 1.1
Répartition du rayonnement solaire reçue par la terre



Source : HYDRO-QUÉBEC (2007), *La géothermie*, Varennes, 34 p.

ENCADRÉ 2 **LA GÉOTHERMIE PROFONDE**

La géothermie profonde se distingue de la géothermie de surface par le fait qu'elle implique l'installation de canalisations souterraines à une profondeur beaucoup plus grande, parfois quelques milliers de mètres au lieu de centaines de mètres pour la géothermie de surface. En effet, la géothermie profonde vise à extraire l'énergie thermique à quelques kilomètres de profondeur (généralement de 3 à 6 km) et à utiliser cette énergie sous forme de chaleur (énergie thermique) ou pour produire de l'électricité. Deux principaux types de ressources géothermiques permettent de produire de l'électricité. Le premier est associé aux réservoirs hydrothermaux, alors que le second est associé aux réservoirs stimulés par fracturation. Les projets actuellement étudiés au Québec sont associés au second type.

Au Québec, il n'y a pas de production d'électricité ou de chaleur à partir de systèmes géothermiques faisant intervenir les grandes profondeurs de la croûte terrestre. Cette technologie nécessite actuellement des investissements très importants. La viabilité d'une telle application semble encore très loin sur le plan de la rentabilité. Elle représente toutefois un intérêt pour les chercheurs québécois qui y voient une façon émergente de produire de l'électricité ou de la chaleur. L'Institut national de la recherche scientifique (INRS) et l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) mènent actuellement des travaux préliminaires qui visent à analyser les réservoirs potentiels pour l'exploitation de la géothermie profonde au Québec. L'INRS étudie également la perception et les connaissances des Québécois par rapport à cette technologie ainsi qu'à son degré d'acceptabilité sociale.

EXEMPLE DANS LE MONDE

À l'échelle mondiale, 94,5 % de l'électricité obtenue de systèmes géothermiques est produite dans une dizaine de pays seulement¹⁵. La très grande majorité des centrales se trouvent dans des zones volcaniques offrant une géothermie hydrothermale à haute énergie.

Quelques projets pilotes, notamment celui de Soultz-sous-Forêts, réalisé dans le Fossé rhénan, à la frontière entre la France et l'Allemagne, exploitent la géothermie profonde stimulée à l'extérieur des zones volcaniques. D'ailleurs, la France se classe dans le peloton de tête des pays européens avec une capacité de production électrique de 17,0 MW (principalement d'origine volcanique) et de production de chaleur de 2 300 MW¹⁶.

Au Canada, les plus grands potentiels pour la géothermie profonde se trouvent dans des régions peu peuplées de l'ouest du pays (Colombie-Britannique et Territoires du Nord-Ouest). Cette technologie est toutefois actuellement étudiée à titre de projet de démonstration expérimentale seulement¹⁷.

Dans l'*État de l'industrie canadienne de la géothermie 2011*¹⁸, publié par la Coalition canadienne de l'énergie géothermique (CCEG), le Québec venait au septième rang des provinces canadiennes quant au nombre de nouvelles installations par personne pour 2010, avec un taux de 2 unités par 10 000 habitants. L'Ontario arrivait premier avec un taux de 5,5. Au total, plus de 10 000 installations nouvelles ont pu être comptabilisées au Canada en 2010 pour le secteur résidentiel et le secteur commercial et institutionnel, portant le nombre total d'installations à plus de 80 000.

Au Québec, une décroissance des ventes des pompes à chaleur géothermiques a été observée en 2009 et en 2010, et ce, malgré la force du marché de la construction durant la même période (augmentation de 15 % des mises en chantier, secteur de l'habitation¹⁹). Ailleurs, le marché de la géothermie demeure lui aussi de faible ampleur. En France comme aux États-Unis, de l'aide financière est offerte pour soutenir le déploiement de la technologie dont le coût d'installation demeure élevé par rapport aux options traditionnelles.

15 OBSERV'ER (2013), *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde : collection chiffres et statistiques* [En ligne] [energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/pdf/15e-inventaire-Chap02.pdf] (Consulté le 30 janvier 2015).

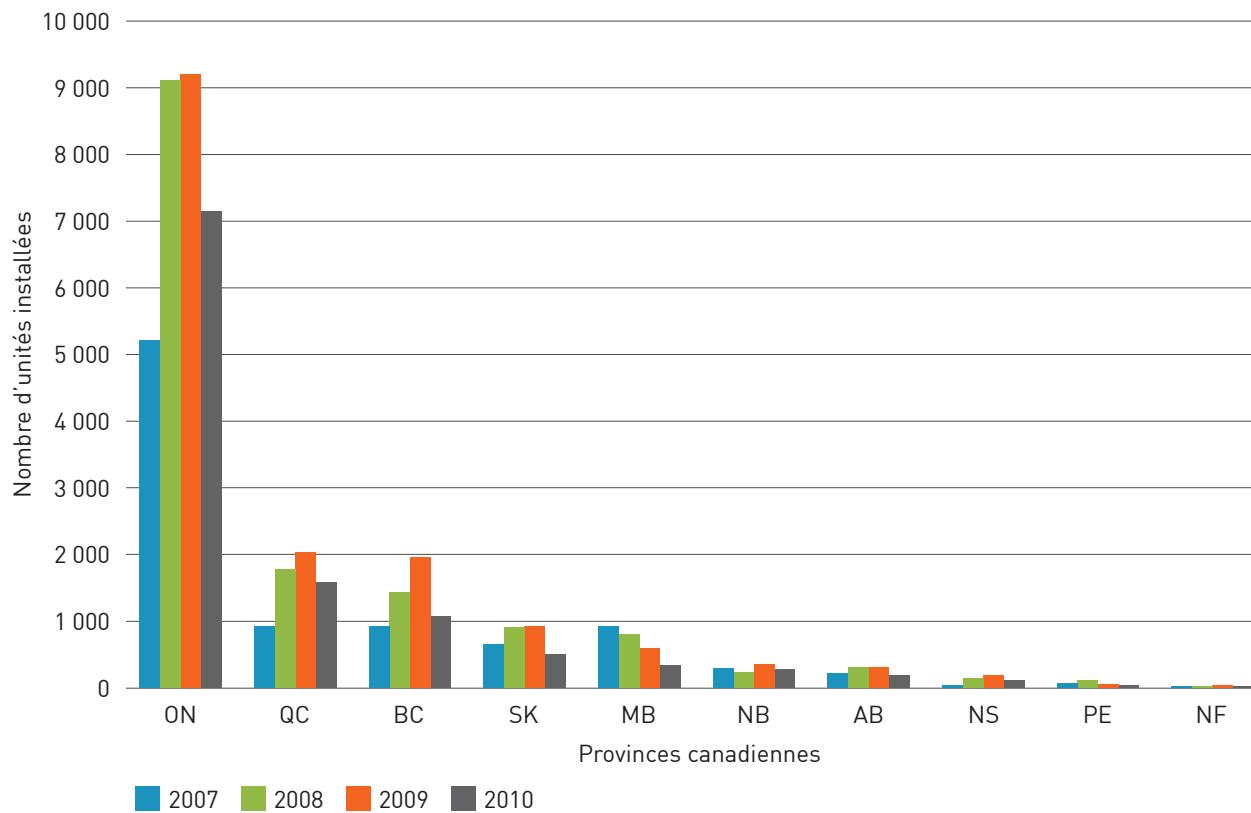
16 ASSOCIATION FRANÇAISE DES PROFESSIONNELS DE LA GÉOTHERMIE (2013), *Étude de marché de la géothermie en France mise à jour 2013*, 22 p. [En ligne] [afpg.asso.fr/resources/Nos-actions/Travaux/AFPG-Etude-Marche_maj2013_V072014.pdf] (Consulté le 28 janvier 2015).

17 RESSOURCES NATURELLES CANADA (2012), *Geothermal Energy Resource Potential of Canada*. 301 p.

18 COALITION CANADIENNE DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE (2012), *État de l'industrie canadienne de la géothermie 2011*, 40 p. [En ligne] [geo-exchange.ca/fr/UserAttachments/article82_Final%20Stats%20Report%202011%20-%20February%206,%202012_F.pdf] (Consulté le 28 janvier 2015).

19 STATISTIQUE CANADA, *Tableau 027-0008*, Société canadienne d'hypothèques et de logement, logements mis en chantier, en construction et achèvements, toutes les régions, trimestriel (unités) [En ligne] [statcan.gc.ca/tables-tableaux/sum-som/l02/cst01/manuf05-fra.htm] (Consulté le 28 janvier 2015).

Figure 1.2
Nombre d'unités de géothermie installées annuellement par province



Source : COALITION CANADIENNE DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE (2012). *État de l'industrie canadienne de la géothermie 2011*, 40 p.

POTENTIEL ET DÉFIS

Sur le plan technologique, l'intérêt suscité par la géothermie de surface demeure manifeste et cette technologie voit ses performances s'améliorer d'année en année, particulièrement dans le secteur commercial et institutionnel. Si jusqu'à tout récemment son application standard imposait aux concepteurs l'utilisation de réseaux de chauffage à basse température (air ou eau), aujourd'hui, il est de plus en plus fréquent d'intégrer le concept de la géothermie dans des bâtiments déjà construits où les réseaux transportent de l'eau de chauffage à plus haute température. Il devient alors possible de remplacer en plus grand nombre les modes de production de chaleur à fortes émissions de GES, tout en limitant les répercussions sur l'appel de puissance électrique en période hivernale.

L'intégration de ce concept dans tout bâtiment construit (habitation ou autre) et même neuf se voit optimisée par sa combinaison avec l'implantation de mesures d'efficacité énergétique (contrôles, récupération de chaleur, isolation et étanchéité de l'enveloppe) et une chaudière d'appoint (électrique ou au combustible) pour les jours de grand froid. Une telle approche permet de restreindre au minimum les besoins quant à l'étendue des canalisations souterraines.

Les propriétaires réalisent également des gains financiers sur leurs factures d'énergie, particulièrement ceux du secteur commercial et institutionnel, en évitant des appels de puissance supérieurs en périodes de pointe qui influent sur la tarification applicable.

Au Québec, le potentiel d'implantation de cette technologie dans le secteur de l'habitation neuve se heurte à la pratique favorisant le chauffage par plinthes électriques (deux tiers du marché dans les maisons Novoclimat certifiées en 2011) qui, de plus, complique toute possibilité de conversion ultérieure. Cela est également vrai, dans une moindre mesure, dans le secteur commercial.

Les défis technologiques qui attendent le marché de la géothermie résident davantage dans sa capacité à réduire les investissements nécessaires à l'installation des systèmes, à augmenter la performance des pompes à chaleur ainsi qu'à améliorer la configuration des canalisations et l'utilisation du sol. En effet, si les performances actuelles des pompes à chaleur représentent déjà un intérêt suffisant pour attirer la clientèle, des avancées sont encore possibles et souhaitables. Leurs prix équivalent aux équipements de chauffage à combustible, mais il faut davantage réduire les coûts importants liés aux canalisations souterraines, et ce, particulièrement au Québec. En 2010, on notait un écart à la hausse de près de 5 % par rapport au coût moyen d'une installation au Canada. Cet écart atteint 23 % si l'on compare avec le Manitoba²⁰, la meilleure province sur ce plan. Ces différences semblent s'expliquer, selon la Coalition canadienne de l'énergie géothermique, par les pratiques en matière de forage.

EXPERTISE ET PROJETS AU QUÉBEC

Depuis le milieu de la dernière décennie, l'industrie de la géothermie s'est structurée au Canada, insufflant un certain dynamisme au marché. Le Québec se positionne bien à cet égard, accueillant les bureaux de la Coalition canadienne de l'énergie géothermique qui a joué un rôle important en ce sens. Cette organisation gère une démarche d'accréditation des compétences, autant des entreprises que des concepteurs dans le domaine, de même qu'un processus de certification des installations géothermiques. Dans le cas du secteur résidentiel, l'offre de concepteurs accrédités par la Coalition dépasse les 300, dont 24 % sont autorisés à travailler au Québec. En matière de concepteurs accrédités, le secteur commercial et institutionnel voit par contre une offre beaucoup moins importante avec tout au plus 10 professionnels. Ces chiffres valent pour 2014.

De plus, la mise en place de normes produites par l'Association canadienne de normalisation permet d'encadrer l'installation et la conception des systèmes géothermiques.

Cet encadrement, comme pour toutes les technologies d'une certaine complexité et relativement nouvelles, est jugé nécessaire autant par l'industrie que par la clientèle, comme en fait foi la consultation des intervenants en géothermie dans le cadre de l'enquête SOM réalisée en 2011²¹.

²⁰ COALITION CANADIENNE DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE (2012), *État de l'industrie canadienne de la géothermie 2011*, 40 p. [En ligne] [geo-exchange.ca/fr/UserAttachments/article82_Final%20Stats%20Report%202011%20-%20February%206,%202012_F.pdf] (Consulté le 28 janvier 2015).

²¹ *Idem*

Parmi les projets recensés au Québec, le secteur des bâtiments institutionnels se distingue avec plus de 75 sites dotés de systèmes géothermiques. Ce secteur risque de devenir encore plus favorable à la géothermie avec les cibles et les mesures en matière d'exemplarité de l'État incluses dans le Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques.

Un exemple inspirant est celui du parc industriel de Murdochville dont les dix édifices sont chauffés et climatisés grâce à la géothermie. La chaleur des galeries inondées de la mine de cuivre, fermée en 1999, est récupérée et pourvoit à 60 % des besoins en énergie de ces bâtiments.

MESURES POUR PROMOUVOIR LA TECHNOLOGIE

Depuis 2006, le programme Rénoclimat offre une aide financière pour l'installation d'un système géothermique dans le cadre de la rénovation de maisons. La géothermie est également admissible à une subvention en vertu du programme Chauffez vert du MERN.

De 2007 à 2013, Hydro-Québec a appuyé financièrement l'installation de systèmes géothermiques dans les maisons neuves et déjà construites. Depuis 2013, le programme incitatif concerne uniquement les maisons neuves. Dans le cadre du programme PISTE (un volet du plan d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec), la société d'État a subventionné des études de faisabilité en géothermie relatives à un système commun à plusieurs résidences. Pour le secteur affaires et industriel, la géothermie est une mesure admissible aux programmes d'Hydro-Québec depuis 2003.

Depuis 2007, la géothermie est une mesure admissible dans le cadre d'une multitude de programmes d'aide financière du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIE) du MERN visant le secteur commercial et industriel. Le Programme de réduction de la consommation de mazout lourd (PRCML) et le Programme d'aide à l'implantation de mesures efficaces dans les bâtiments (PAIMEB), programmes qui sont maintenant intégrés dans le programme ÉcoPerformance en sont des exemples. Dans tous les cas, l'installation d'un système géothermique donne droit à une aide financière. L'offre du BEIE est complémentaire à celle offerte par les distributeurs d'énergie.

En collaboration avec la Société immobilière du Québec (SIQ), l'Agence de l'efficacité énergétique a publié, en 2008, une grille de critères d'analyse et de sélection des systèmes géothermiques. Ce document s'adresse à tous les gestionnaires immobiliers des secteurs public et parapublic. Il vise à les guider pour qu'ils considèrent la géothermie lors de la rénovation des systèmes de chauffage de leur parc immobilier ou la conception de nouveaux bâtiments.

Ces dernières années, trois projets majeurs de géothermie représentant un investissement total de 19,5 millions de dollars ont reçu l'appui financier du MERN. C'est 9 892 t éq. CO₂ par année qui ne sont plus émis dans l'atmosphère.

QUESTIONS

- Tout comme le Québec, plusieurs administrations américaines ont mis en place depuis une dizaine d'années des mesures financières incitatives. Dans quelle mesure doit-on poursuivre, voire bonifier les montants d'aide financière offerts aux consommateurs pour faire progresser cette filière au Québec?
- Quelle forme de soutien l'État devrait-il accorder à l'implantation de réseaux de chaleur fonctionnant à la géothermie pour les bâtiments existants et dans les nouveaux développements urbains?
- L'industrie devrait-elle intensifier et promouvoir davantage le contrôle de la qualité par la reconnaissance des intervenants, des inspections, de l'entretien et des normes?
- En matière d'exemplarité, serait-il pertinent que l'État privilégie cette filière (au même titre que la biomasse) comme moyen de chauffage principal dans ses nouveaux bâtiments et dans ses bâtiments utilisant le mazout?
- Comment est-il possible d'inciter l'industrie au Québec à poursuivre les avancées technologiques en matière de performance de pompes à chaleur, de configuration des canalisations souterraines et d'utilisation du sol?

REJETS THERMIQUES

Au Québec, les rejets thermiques produits par de nombreux procédés industriels sont généralement considérés comme des contaminants simplement rejetés dans l'environnement. Leur coût pour un éventuel utilisateur est donc nul, ce qui en fait une source d'énergie très intéressante, surtout si cette source s'avère pérenne. Quelques sites en cogénération rendent cette énergie disponible, la plupart du temps à basse température, pour chauffer des serres ou des bâtiments, par exemple. Les centrales thermiques de production d'électricité, les incinérateurs ainsi que les gros centres de données (*data center*) offrent aussi un potentiel intéressant de récupération de leurs rejets de chaleur.

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Les réseaux de chaleur consistent en un ensemble de tuyaux dans lesquels circule un fluide caloporteur, généralement de l'eau ou de la vapeur. Le fluide est chauffé par des chaudières ou des rejets thermiques et fournit la chaleur à plusieurs bâtiments. En raison des pertes de chaleur, les réseaux de chaleur offrent un avantage écoénergétique dans la mesure où ils recyclent des rejets de chaleur d'une production électrique (cogénération) ou d'un procédé (industrie, incinérateur, refroidissement, etc.).

EXEMPLES DANS LE MONDE

La France s'est dotée dès 1981 d'un important arsenal législatif²² afin de rendre obligatoire la déclaration des rejets thermiques importants, de diffuser cette information et de donner accès gratuitement à ces rejets de chaleur pour en faire un levier de développement régional.

À Stockholm en Suède, Fortum, une compagnie finlandaise, exploite un réseau de chauffage communautaire « ouvert » qui permet aux clients connectés à ce réseau de vendre leurs surplus de chaleur en plus d'en acheter. Le système d'achat de surplus de chaleur est en vigueur depuis 2013 et est commercialement rentable.

POTENTIEL ET DÉFIS

Selon des données de 2008²³, le potentiel des rejets de chaleur industriels et des rejets de chaleur des centrales thermiques de production d'électricité au Québec est de 76,6 TWh. À titre de comparaison, la production annuelle d'électricité prévue des quatre aménagements de la Romaine sera de 8 TWh²⁴.

Le principal défi de la valorisation de ces rejets thermiques est le mariage entre un rejet thermique et un ou des utilisateurs de chaleur. Pourtant, ces rejets sont relativement bien distribués dans les différentes régions du Québec comme le démontre le tableau 1.1.

22 INNOVAGRO CONSULTANTS (2011), *Potentiel énergétique des rejets thermiques industriel au Québec*, 32 p.

23 *Idem*

24 HYDRO-QUÉBEC, *Projets de production d'électricité : Complexe de la Romaine* [En ligne] [hydroquebec.com/projets/romaine.html] (Consulté le 30 janvier 2015).

Tableau 1.1
Potentiel énergétique des rejets industriels au Québec, en 2008

Région	Dénomination	Effluents liquides chauds (GJ/an)	Gaz chauds T °C < 177 °C (GJ/an)	Gaz chauds T °C > 177 °C (GJ/an)	Grand total en GJ/an	% régional par rapport au Québec
01	Bas-Saint-Laurent	909 882	6 319 449	1 246 216	8 745 546	3,11 %
02	Saguenay-Lac-Saint-Jean	7 558 890	18 630 007	6 005 031	32 193 928	11,82 %
03	Capitale-Nationale	3 058 139	10 755 899	2 225 966	16 040 003	5,89 %
04	Mauricie	6 720 122	12 576 674	1 971 166	21 267 963	7,81 %
05	Estrie	1 930 668	9 524 549	1 749 536	13 204 754	4,85 %
06	Montréal	0	19 916 241	17 848 855	37 765 096	13,87 %
07	Outaouais	3 593 008	6 717 668	1 097 234	11 407 910	4,19 %
08	Abitibi-Témiscamingue	4 960 275	8 840 631	4 124 990	17 925 896	6,58 %
09	Côte-Nord	2 388 827	11 994 360	1 139 114	15 522 300	5,70 %
10	Nord-du-Québec	1 270 152	121	2 116 800	3 387 073	1,24 %
11	Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	213	361	0	574	0,00 %
12	Chaudière-Appalaches	18 902	12 867 534	13 236 664	23 123 100	9,59 %
13	Laval	0	0	0	0	0,00 %
14	Lanaudière	284 943	2 908 042	1 020 650	4 123 634	1,55 %
15	Laurentides	61 243	1 275 262	304 667	1 641 171	0,60 %
16	Montérégie	1 602 782	13 225 464	5 473 364	20 331 610	7,47 %
17	Centre-du-Québec	34 509 616	7 246 836	1 092 925	42 849 377	15,73 %
TOTAL		68 867 662	142 799 098	60 653 178	269 529 935	100 %

Source : INNOVAGRO CONSULTANTS (2011), Potentiel énergétique des rejets thermiques industriel au Québec, 32 p.

ENCADRÉ 3

EXEMPLES DE GISEMENTS DE CHALEUR DISPONIBLES AU QUÉBEC

Les centres de données

Les serveurs informatiques génèrent de grandes quantités de chaleur qui doivent être évacuées pour maintenir les équipements à une température constante. Les centres de données qui comptent de nombreux serveurs constituent donc des sources de chaleur intéressantes à exploiter.

Par exemple la première phase du centre de données Telus de Rimouski a été achevée à l'automne 2012. Cette première phase évacue 26,3 GWh de chaleur par année et cinq autres phases sont prévues, pour un total de 131,5 GWh.

En janvier 2013, la première phase de ce qui sera « le plus important centre d'hébergement de données au monde », selon le propriétaire français OVH, a ouvert ses portes à Beauharnois.

Ces deux entreprises offrent à une clientèle canadienne et internationale d'héberger leurs serveurs informatiques dans un site bénéficiant d'un approvisionnement en électricité des plus fiables et de source renouvelable. De plus, en raison du climat québécois, les centres

de données sont refroidis par l'air extérieur presque toute l'année, ce qui réduit leurs coûts d'exploitation. Il leur serait possible d'améliorer encore leur rentabilité en vendant la chaleur évacuée à leurs voisins.

D'autres projets pourraient aussi être mis en œuvre dans les grands centres urbains où l'énergie dissipée par ces entrepôts de données pourrait être réutilisée pour chauffer l'air neuf. On peut citer en exemple la ville souterraine au centre-ville de Montréal, où un tel centre pourrait être installé.

Les incinérateurs

Les incinérateurs de matières résiduelles étant souvent implantés en milieu urbain, l'utilisation des rejets thermiques pour un réseau de chauffage communautaire offre un potentiel important. Par exemple, l'incinérateur de Québec vend 810 000 t de vapeur par année²⁵ à une papetière voisine, soit environ 560 GWh de chaleur.

Une des difficultés d'implantation d'un système de réseau de chaleur réside dans le principe que plusieurs intervenants doivent être impliqués. Les possibilités physiques et techniques ainsi que la volonté des parties sont autant d'obstacles à contourner. De plus, peu d'entreprises ou d'organisations se spécialisent dans la gestion des différents aspects liés à l'exploitation d'un réseau de chaleur au Québec.

EXPERTISE ET PROJETS AU QUÉBEC

À Saguenay, Serres Sagami s'est associée à Elkem Métal dans un projet de réseau de chaleur. À l'aide de thermopompes, la chaleur est extraite de l'eau de refroidissement des hauts fourneaux d'Elkem Métal afin de chauffer l'eau du système de chauffage des serres. Un système de récupération de chaleur des gaz brûlés de la chaudière au gaz naturel est aussi utilisé conjointement avec un générateur de CO₂. Les économies de chauffage se chiffrent à 178 000 \$ annuellement pour un investissement total de 420 000 \$.

Le projet de réseau de chaleur à la biomasse résiduelle de Saint-Jean-de-Dieu rassemble différents clients potentiels d'un village type en milieu rural. Le réseau comporte une école primaire ainsi qu'une école secondaire, une église et une auberge. Les coûts finaux se chiffrent à 889 000 \$ et les économies prévues sont de 38 000 \$ par année. Le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques a fourni une aide de 347 945 \$ et la réduction des émissions annuelles de GES est estimée à 169 t.

²⁵ VILLE DE QUÉBEC, *Ordures ménagères — Incinérateur* [En ligne] [ville.quebec.qc.ca/citoyens/matieresresiduelles/ordures_menageres/incinerateur.aspx] (Consulté le 30 janvier 2015).

MESURES POUR PROMOUVOIR LA TECHNOLOGIE

Jusqu'à septembre 2014, le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques fournissait de l'aide financière pour promouvoir les réseaux de chaleur. Ainsi, les projets de valorisation de rejets thermiques pouvaient obtenir une aide financière par l'entremise du programme ÉcoPerformance, dans la mesure où ces projets réduisaient la consommation de combustibles fossiles.

CONTRIBUTION AU DÉVELOPPEMENT DU QUÉBEC

La valorisation des rejets thermiques pourrait devenir un puissant outil de développement régional ainsi qu'un important facteur d'amélioration de la productivité des entreprises québécoises dans un contexte de mondialisation.

Au Québec, il y a encore peu de centres de données qui évacuent une quantité de chaleur suffisante pour la vendre. Par contre, le Québec pourrait attirer d'importants centres de données internationaux, en ajoutant l'achat des rejets de chaleur à ses autres atouts que sont un réseau électrique très fiable de source renouvelable et un climat propice au refroidissement par l'air extérieur. Pour le Québec, ces centres de données représentent beaucoup d'emplois dans un domaine d'avenir et une consommation électrique très stable dont la demande de pointe est en été.

Selon le profil de production d'électricité moyen aux États-Unis, le seul transfert d'un centre de données américain de 100 GWh en sol québécois engendrerait une réduction annuelle d'émissions de gaz à effet de serre de 69 000 t éq. CO₂. Ce calcul ne prend pas en compte la réduction de la consommation d'énergie provenant de la récupération de chaleur évacuée par le centre de données.

QUESTIONS

- Comment le gouvernement pourrait-il promouvoir des projets de valorisation de rejets thermiques?
- Comment le Québec pourrait-il s'inspirer de la France, qui s'est dotée de mesures législatives afin de rendre obligatoire la déclaration publique des rejets thermiques et de donner accès à ces rejets de chaleur à tous les utilisateurs potentiels pour en faire un levier de développement régional?
- Le Québec devrait-il favoriser l'implantation de centres de données jumelés à des réseaux de chauffage communautaires déjà en service ou nouveaux, comme un projet d'écoquartier?

LA BIOÉNERGIE

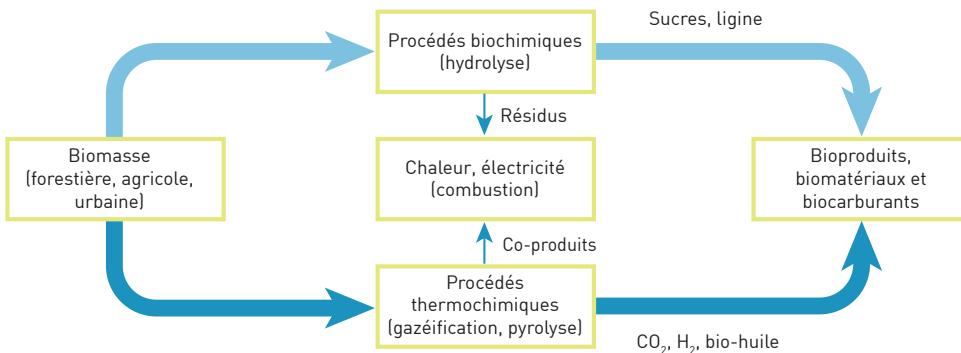
La bioénergie représente 10 % de l'approvisionnement en énergie primaire dans le monde. Elle fournit des solutions durables (environnementales, sociales et économiques) aux défis énergétiques actuels que représentent la production d'électricité et de chaleur ainsi que les transports. Elle propose des solutions de remplacement à toutes les formes d'énergies fossiles, soit le gaz naturel, le pétrole et le charbon.

QU'EST-CE QUE LA BIOÉNERGIE?

La bioénergie provient de la combustion ou de la transformation chimique de plusieurs sources de biomasse, à savoir la fraction organique des matières résiduelles urbaines, agricoles ou forestières de même que provenant de cultures (p. ex., les céréales, les cultures à croissance rapide, les microorganismes, etc.). La bioénergie est en fait de l'énergie solaire emmagasinée par les végétaux, par photosynthèse, pour former la biomasse à partir de laquelle il est possible de fabriquer des produits énergétiques variés permettant de répondre aux différentes utilisations requises par notre mode de vie.

À l'instar de l'industrie pétrolière qui fournit énergie et matières premières pour l'industrie chimique, la biomasse peut être une source de matériaux et de produits chimiques de base; c'est le principe du bioraffinage, comme pour les raffineries de pétrole. Le succès économique de la filière bioénergétique pourrait passer par le bioraffinage qui permet d'extraire de la biomasse des molécules à forte valeur ajoutée.

Figure 2.1
Quelques voies de conversion de la biomasse
en énergie ou en produits énergétiques



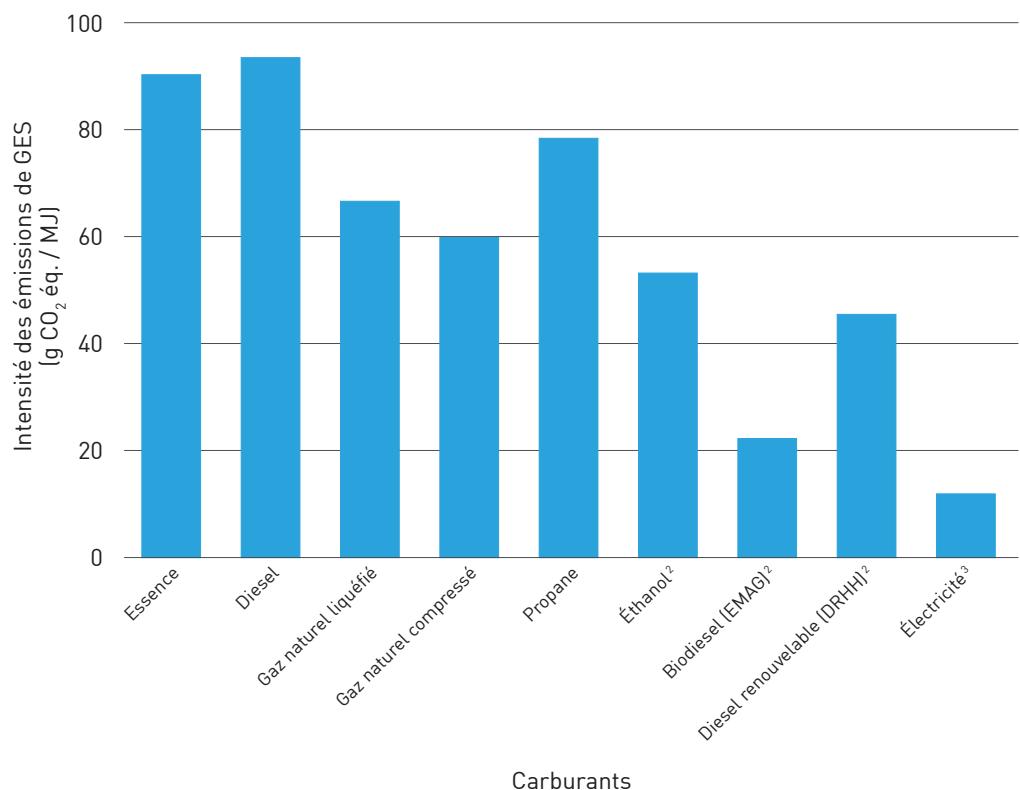
Inspiré de : NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, *What is a biorefinery?* [En ligne] [nrel.gov/biomass/biorefinery.html] (Consulté le 27 janvier 2015).

L'avantage environnemental de la production de bioénergie est qu'elle possède une empreinte carbone généralement moins élevée que les énergies fossiles traditionnelles, puisque son carbone est tiré de l'atmosphère et y est retourné au moment de son utilisation. De plus, les biocombustibles peuvent engendrer, par le remplacement des combustibles fossiles, une réduction importante des émissions d'oxyde d'azote (NO_x) et d'oxyde sulfurique (SO_x).

Dans les faits, des quantités variables d'énergie fossile sont utilisées pour produire, raffiner et transporter les bioénergies. Selon le ratio de l'énergie fossile consommé par unité d'énergie biogénique produite, l'empreinte carbone variera d'un produit énergétique à l'autre. Les avantages du remplacement de combustibles fossiles entraîneront donc des réductions de GES plus ou moins importantes, selon l'efficacité avec laquelle les bioénergies auront été produites.

Figure 2.2

Comparaison selon une approche de cycle de vie de l'intensité carbone des carburants utilisés pour le transport en Colombie-Britannique (2012)



Notes :

1 Les émissions sont cumulées sur l'ensemble du cycle de vie des carburants.

2 Les chiffres peuvent varier selon les matières premières utilisées.

3 La production d'électricité est réalisée à partir d'énergie renouvelable à 90 %.

Sources : Ministère de l'Énergie et des mines de la Colombie-Britannique (2014).

Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation, Summary for 2012.

BIOCOMBUSTIBLES GAZEUX

Le biogaz est obtenu par la biodégradation de matières organiques en l'absence d'oxygène. C'est le principe de la digestion anaérobiose. Le biogaz peut être obtenu en le captant des lieux d'enfouissement ou par la biométhanisation de résidus organiques agricoles, municipaux, industriels, commerciaux ou institutionnels. Le biogaz contient principalement du méthane (de 45 à 75 % CH₄) et du dioxyde de carbone (CO₂)²⁶. Le méthane est la molécule qui compose le gaz naturel à 95 %²⁷. Il est possible de produire du gaz naturel renouvelable répondant aux normes de qualité exigées des distributeurs de gaz naturel en purifiant le biogaz.

Il se consomme du biogaz au Québec depuis une trentaine d'années. La plupart du temps, le producteur de biogaz est aussi l'utilisateur et comble une partie de ses besoins thermiques. C'est le cas de certaines industries et de municipalités qui traitent leurs effluents liquides par voie anaérobiose. Des sites d'enfouissement ont aussi conclu des ententes d'approvisionnement en biogaz avec des clients (par exemple : serres, usines de pâtes et papiers) qui l'utilisent pour combler une partie de leurs besoins thermiques. D'autres purifient le biogaz en gaz naturel renouvelable (biométhane) qui peut alors être distribué dans tout le réseau nord-américain. De plus, le biogaz, une fois purifié en biométhane, est utilisé dans le secteur du transport, sous forme comprimée (GNC) ou liquéfiée (GNL), afin de remplacer le carburant diesel.

La gazéification (syngaz) ou la pyrolyse sont d'autres voies de production de biocombustibles gazeux.

BIOCOMBUSTIBLES LIQUIDES

Comme leur nom l'indique, les biocarburants peuvent être utilisés en remplacement de l'essence, du carburant diesel, du mazout et du kérosome (carburateur). Ils sont fabriqués par la transformation de plusieurs types de matières premières comme la biomasse forestière ou agricole, les matières résiduelles municipales ou industrielles, etc. Les biocarburants obtenus à partir de produits agricoles habituellement cultivés à des fins alimentaires (maïs, blé, canola, soya, etc.) sont considérés comme de première génération. Les moyens de production de ces biocarburants sont matures. Les biocarburants de deuxième génération (parfois appelés avancés, parfois cellulosiques) utiliseront des matières premières qui n'entrent pas dans la chaîne de valeur des aliments, soit la biomasse résiduelle.

Le biocarburant le plus connu est l'éthanol qui peut être fabriqué par la fermentation de sucres extraits du maïs, du blé, de la canne à sucre et de la betterave à sucre. Il y a aussi l'éthanol cellulosique qui est obtenu par différents processus qui utilisent des résidus qui sont transformés par des procédés comme l'hydrolyse enzymatique, la fermentation, la thermochimie, la catalyse, etc.

26 ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE, *Le biogaz* [En ligne] [www.aqper.com/fr/le-biogaz] (Consulté le 30 janvier 2015).

27 GAZ MÉTRO, *Fiche signalétique gaz naturel (état gazeux)* [En ligne] [www.corporatif.gazmetro.com/data/media/fiche_sonnaletique.pdf?culture=fr-ca] (Consulté le 30 janvier 2015).

Le carburant diesel renouvelable permet de remplacer le carburant diesel traditionnel. Comme l'éthanol, il peut être de première génération par la transformation de céréales oléagineuses (soya, canola, etc.) ou de seconde génération découlant de procédés pyrolytiques, thermochimiques, catalytiques, etc., qui transforment des matières résiduelles. Le méthanol et le butanol peuvent également servir de biocarburant.

Dans les dernières années, des résultats de recherche très prometteurs ont été obtenus. Ainsi, plusieurs procédés de production de biocarburants avancés et de coproduits de chimie verte biosourcés associés au bioraffinage, comme la gazéification, la pyrolyse et l'hydrolyse enzymatique sont développés ou commercialisés au Québec.

BIOCOMBUSTIBLES SOLIDES

Le bois et ses dérivés sont utilisés pour produire de l'énergie depuis la nuit des temps. Ils produisent de la chaleur et de l'électricité, habituellement par combustion. Le bois est valorisé sous forme brute (bûches, résidus de coupe forestière, résidus de transformation), sous forme d'extrait chimique du procédé de pâtes et papier (liqueurs), sous forme compactée (granulés et bûches) ou carbonisée (biochar). Les biomasses agricole, municipale et industrielle peuvent servir de biocombustibles solides.

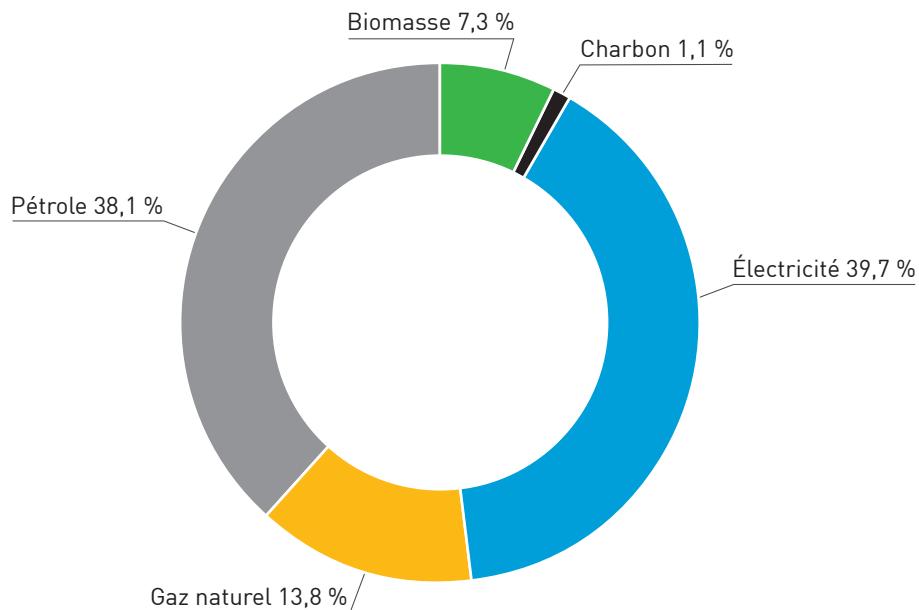
Les principaux biocombustibles de fibre de bois qui sont consommés au Québec sont les coproduits des usines de transformation du bois (écorces, copeaux, sciures et rabotures). Marginalement, de la biomasse forestière, du bois rond de faible qualité, des écorces enfouies et du bois de déconstruction peuvent aussi être consommés. D'autre part, un volume substantiel de bois de chauffage est consommé annuellement au Québec, en plus d'une certaine quantité de produits issus de l'industrie des bois compressés (granulés, bûches de bois densifié).

PROFIL ACTUEL ET MARCHÉS POTENTIELS POUR LES BIOÉNERGIES

Bon an, mal an, le secteur énergétique représente environ 5 % du PIB du Québec. En 2012, le déficit commercial québécois lié aux énergies fossiles (pétrole brut, produits pétroliers, gaz naturel et charbon) était de 13,6 milliards de dollars. Conséquemment, le marché des bioénergies est gigantesque.

Figure 2.3

Proportion de la consommation finale d'énergie par forme d'énergie (2011)



En 2011, la consommation totale d'énergie a atteint 40,3 millions de tep dont :

- 186 milliards de kWh d'électricité
- 17,6 milliards de litres de produits pétroliers
- 6,1 milliards de mètres cubes de gaz naturel
- 3,0 millions de tep de biomasse
- 0,62 million de tonne de charbon

Sources : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles et Statistique Canada.

Tableau 2.1

Variation de la consommation de produits pétroliers au Québec, de 1990 à 2011

Année	Diesel (ML)	Essence (ML)	Carburéacteur (ML)	Mazout léger (ML)	Mazout LD (ML)
1990	3 136	7 887	1 053	2 307	2 188
2011	5 345	9 774	1 130	918	965
Variation	70 %	24 %	7 %	-60 %	-56 %

Source : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles.

Le secteur du transport utilise à 99 % des produits pétroliers. De 1990 à 2011, il y a eu une hausse marquée de la consommation d'essence (24 %) et particulièrement de carburant diesel (70 %). Ces hausses sont associées au transport de marchandises et au travail hors route. Quant à la consommation de mazout, elle a diminué de 58 % à la suite de la conversion des systèmes de chauffage à l'électricité ou au gaz naturel (tableau 2.1).

PART DE LA BIOÉNERGIE DANS LE PROFIL ÉNERGÉTIQUE QUÉBÉCOIS

Selon les statistiques du MERN, la bioénergie représente 7,3 % de l'énergie consommée au Québec. Elle est principalement utilisée sous forme solide pour la combustion, afin de produire de la chaleur et de l'électricité (6 Mtma/an). Par contre, cette statistique, qui date de 2011, sous-estime l'apport des biocarburants et du biogaz dont l'utilisation a crû au cours des dernières années.

L'essence représente à elle seule un marché colossal. L'obligation faite aux importateurs et aux raffineurs de mélanger 5 % de contenu renouvelable dans l'essence vendue au Canada crée un marché réel de près de 500 millions de litres de contenu renouvelable. L'éthanol de première génération est utilisé pour combler ce besoin.

Depuis 2013, les importateurs et les producteurs pétroliers québécois sont tenus de se soumettre à l'obligation d'Environnement Canada de mélanger 2 % de contenu renouvelable au carburant diesel, créant un marché de 100 ML/an. Cette obligation est respectée par les importateurs et les producteurs de carburant diesel.

La consommation locale de granulés énergétiques serait de l'ordre de 60 000 tma.

MARCHÉS MONDIAUX

Le marché asiatique (Corée du Sud, Chine, Japon) pourrait devenir un important consommateur de bioénergies dans la prochaine décennie. Selon RISI (Resource Information Systems Inc.)²⁸, la consommation mondiale de granulés de bois pourrait passer de 23 millions de tonnes métriques (Mtm) en 2014 à plus de 50 Mtm en 2024 (taux de croissance annuel moyen de 8,2 %).

28 S. WALKER et coll. (2014), *Global Pellet Demand Outlook – Special Market Analysis Study*, RISI, 79 p.

La majeure partie de la production est destinée à l'exportation (États-Unis, marché résidentiel, région du Nord-Est). Quelques producteurs exportent aussi vers l'Europe.

LES GISEMENTS DE MATIÈRES PREMIÈRES

Les estimations du MERN font état d'un gisement de matières résiduelles de plus de 30 Mtma/an au Québec²⁹. Évidemment, pour toutes sortes de raisons technico-économiques, une partie seulement des gisements pourrait être utilisée pour produire de la bioénergie. Certains gisements sont déjà exploités à d'autres fins plus lucratives, sous forme de panneau de particules agglomérées ou de litière animale par exemple.

La biomasse forestière résiduelle est la plus homogène des types de biomasse et possède une bonne valeur énergétique. Toutefois la partie la plus facile à valoriser, constituée de résidus de l'industrie de première transformation (sciures, rabotures, écorces), l'est déjà. Une certaine quantité de feuillus de trituration demeurent aussi disponibles pour la bioénergie. Le volume théorique de feuillus de trituration disponible en forêt publique s'élève à plus de 1 Mtma. En forêt privée, le volume disponible de feuillus de trituration s'élève à près de 0,5 Mtma.

La disponibilité théorique de la biomasse forestière résiduelle en forêt publique est d'environ 2 Mtma. En forêt privée, elle correspondrait à environ 0,8 Mtma. Pour atteindre cette biomasse actuellement laissée en forêt lors des activités de jardinage ou d'exploitation, il faut souvent parcourir de grandes distances, ce qui augmente considérablement le coût d'approvisionnement.

Considérant cette relative rareté, les producteurs de bioénergie peuvent se tourner vers d'autres sources de matières premières. La biomasse agricole, par exemple, est aussi une biomasse homogène qui possède un contenu énergétique intéressant. Par contre, certaines de ces matières sont en forte demande (paille, fumier) dans le secteur agricole et horticole. D'autres matières telles que les résidus de récolte impropre à la consommation et le lisier demeurent souvent disponibles. Les gisements et la demande varient donc d'une région à l'autre, ce qui a une incidence sur les prix.

Bien que plus modeste, la biomasse urbaine (déchets de table, herbe, feuilles, etc.) représente un gisement intéressant quant à la quantité. Sa plus grande qualité vient du fait que ses coûts sont très bas; les producteurs de bioénergies peuvent même recevoir un tarif d'entrée (*tipping fee*). Ce bas prix est évidemment accompagné d'une contrainte majeure, soit la grande hétérogénéité de la matière qui demande des prétraitements importants avant sa valorisation.

Les matières organiques sous forme boueuse ou aqueuse sont privilégiées pour la production de biométhane. Ces matières, qu'elles soient enfouies ou traitées, produiront naturellement du biogaz constitué de méthane (un puissant gaz à effet de serre), de CO₂ et d'autres composés variés. Les boues municipales et industrielles issues des stations d'épuration des eaux, les matières organiques résiduelles (résidus verts, bac brun), les résidus agricoles et les résidus de la transformation agroalimentaires peuvent être traités par digestion anaérobie.

29 GROUPE DDM / ÉCORESSOURCES (2012). *Inventaire régionalisé des biomasses exploitables pour la production de bioénergies au Québec*. 137 p.

FILIÈRE DES BIOCOMBUSTIBLES SOLIDES

STATISTIQUES D'UTILISATION DE LA FIBRE DE BOIS

Le ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (MFFP) compile annuellement les données de réception et de production des différentes usines de première transformation du bois à l'aide des registres forestiers. Ces données incluent entre autres la consommation des usines de produits énergétiques (granulés et bûches de bois densifié, cogénération, charbon de bois) et la consommation à des fins énergétiques des autres usines de transformation du bois (chauffage, séchage du bois, etc.). Ces données sont présentées dans le tableau 2.2 par type d'usine et dans le tableau 2.3 par type de fibre.

Tableau 2.2

Utilisation de fibre de bois pour la production de biocombustibles solides et d'énergie, par type d'usine

Type d'usine	Quantité reçue (milliers de tma)				
	2009	2010	2011	2012	2013
Usines de granulés et de bûches de bois densifié	292	235	185	296	377
Usines de cogénération	1 481	1 288	1 149	975	1 291
Usines de charbon de bois	11	11	13	14	12
Autres usines de transformation du bois	900	994	1 126	1 197	1 116
Total	2 684	2 528	2 472	2 482	2 796

Source : Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (2015). Registre forestier.

Le Québec compte 10 usines de granulés de bois en activité totalisant une production de 304 000 tm en 2013. Cette production correspond à seulement 50 % de la capacité de l'ensemble des usines.

Tableau 2.3

Utilisation de fibre de bois pour la production de biocombustibles solides et d'énergie, par type de fibre

Type de fibre	Quantité consommée (milliers de tma)				
	2009	2010	2011	2012	2013
Bois ronds	11	11	13	17	16
Biomasse forestière	0	0	0	24	30
Écorces	2 020	1 986	2 035	1 874	2 064
Copeaux	5	9	2	47	55
Sciures	235	213	171	225	246
Rabotures	111	75	55	97	118
Résidus de bois et bois de déconstruction	302	234	197	198	268
Total	2 684	2 528	2 472	2 482	2 796

Source : Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (2015). Registre forestier.

Les tableaux 2.2 et 2.3 indiquent que les usines de transformation du bois au Québec ont consommé près de 2,8 millions de tonnes métriques anhydres (Mtma) de fibre de bois pour la production de biocombustibles solides et d'énergie en 2013. De cette quantité, près de 1,3 Mtma ont été transformées par les usines de cogénération. De plus, la majeure partie de la fibre utilisée (plus de 2 Mtma) était constituée d'écorces. Il faut noter que des quantités supplémentaires de fibre de bois ont pu être consommées à des fins énergétiques par des usines ne possédant pas de permis d'exploitation d'usine de transformation du bois.

D'autre part, les données présentées n'incluent pas la consommation de bois de chauffage au Québec. Bien qu'il soit difficile d'obtenir une valeur précise à cet effet, les données du MFFP indiquent qu'une quantité totale d'environ 1,1 Mtma a été récoltée sur l'ensemble des terres publiques et privées du Québec en 2013.

Une hausse de l'utilisation à des fins énergétiques pour les prochaines années est prévue, notamment attribuable à la signature de nouveaux contrats de vente d'électricité dans le cadre du Programme d'achat d'électricité produite par cogénération à la biomasse forestière résiduelle d'Hydro-Québec Distribution (PAE2011-01).

APPROVISIONNEMENTS

Pour la production de bioénergie à partir des combustibles solides, l'approvisionnement se fait localement. Un rayon de 100 km autour de l'usine de transformation de la fibre de bois est souvent considéré comme étant la limite acceptable pour maintenir un seuil de rentabilité satisfaisant. Une fraction importante du coût de production des granulés au Québec est attribuable au coût d'approvisionnement en fibre de bois.

La majorité de la fibre consommée pour produire des granulés énergétiques est constituée de sciures (56 %), suivies des rabotures (27 %). Ce type de matière première est très prisé par les producteurs de granulés, car ses dimensions, sa propreté et sa faible teneur en humidité (30 %) se rapprochent des caractéristiques recherchées juste avant l'étape de la granulation de la fibre. De plus, le coût des sciures et des rabotures est relativement bas (60 \$/tma livrée) par rapport à d'autres types de matières premières. Considérant ces avantages et la présence d'autres acheteurs importants (industrie des panneaux, ensacheurs), on observe une disponibilité limitée des sciures et des rabotures au Québec, freinant ainsi le développement de nouveaux projets pour les producteurs souhaitant utiliser cette fibre. Le coût de la fibre est cependant élevé : environ 100 \$/tma livrée sur une distance moyenne de transport de 130 km au Québec. De plus, ce type de matière première est généralement livré sous forme de copeaux présentant une teneur en humidité plus élevée (50 %). Il faut également considérer que l'utilisation de bois ronds pour la production de granulés peut entraîner des coûts de transformation plus élevés (écorçage, fragmentation et séchage).

Un autre type de matière première qui peut être utilisé par les producteurs de granulés est la biomasse forestière résiduelle. Cette biomasse résulte des opérations de récolte des bois marchands et son coût est estimé à 100 \$/tma livrée pour une distance de transport maximale de 100 km. Sa teneur en humidité est généralement de 30 %. Considérant que la récolte de la biomasse forestière résiduelle est un procédé relativement nouveau pour plusieurs entreprises du Québec, la qualité de la production est très variable (dimensions, propreté et humidité). Toutefois, ce type de matière première est largement disponible au Québec.

Dans le cas des copeaux, l'utilisation demeure marginale au Québec. Cependant, elle pourrait devenir importante considérant la constante diminution de la demande de papier journal pour lequel les copeaux constituent la principale source de fibre. Leur coût (environ 100 \$/tma livrée) pourrait aussi être appelé à diminuer dans ce contexte. Quant aux écorces, leur utilisation est envisageable pour la fabrication de granulés de grade industriel permettant, entre autres, une plus grande tolérance pour la teneur en cendre. Leur coût d'achat (environ 30 \$/tma livrée) est très faible comparativement aux autres types de matières premières utilisables au Québec.

FILIÈRE DES BIOCARBURANTS LIQUIDES

BIODIESEL

Le biodiesel constitué d'ester méthylique d'acide gras (EMAG) produit au Québec est obtenu au moyen de la transestérification d'acides gras d'origine animale et d'huiles végétales récupérées en restauration. Il compte pour moins de 10 % de la consommation de carburant diesel renouvelable au Québec³⁰. En effet, les grandes pétrolières ont fait le choix d'importer d'outremer un autre type de carburant diesel renouvelable sous forme d'huile hydrogénée (DRHH). Ce produit est connu sous l'appellation anglaise *hydrogenation-derived renewable diesel* (HDRD). Les producteurs locaux se voient ainsi contraints à exporter leur production ou à la réduire. Le DRHH est plus coûteux, mais il respecte la norme de qualité du carburant diesel (ASTM D-975 ou CAN/CGSB-3,517-2013) et passe plus facilement le test du point trouble³¹ en conditions hivernales.

Les huiles végétales vierges (soya, canola) ne sont pratiquement pas utilisées pour la production locale de biodiesel.

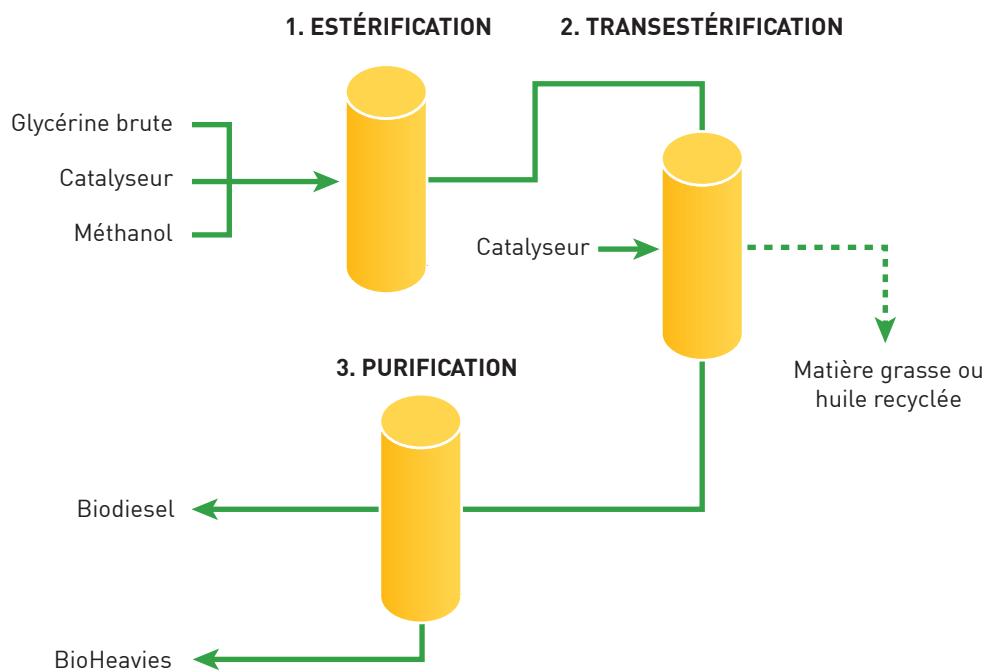
³⁰ ECO RESSOURCES CONSULTANTS (2012), Compte rendu sur l'infrastructure du diesel renouvelable au Canada. Rapport final déposé à Ressources naturelles Canada, 39 p.

³¹ Lorsque la température s'abaisse, on constate, avant la prise en masse du fluide, l'apparition d'une opacité due à la cristallisation de la paraffine.

ENCADRÉ 4
ROTHSAY BIODIESEL INC.

Rothsay Biodiesel est une entreprise d'équarrissage ontarienne qui s'est lancée dans l'aventure du biodiesel dès 2001, avec l'implantation d'une usine pilote. Après avoir participé activement aux projets de démonstration d'utilisation de biodiesel BioBus et BioMer en 2003, Rothsay a inauguré la première usine commerciale de biodiesel au Canada à Sainte-Catherine, en Montérégie. Cette usine a une capacité de 45 ML/an. Le biodiesel de Rothsay Biodiesel est produit à partir des résidus d'équarrissage de ses usines.

Figure 2.4
Procédé de transestérification utilisé chez Rothsay Biodiesel



Source : ROTHSAY BIODIESEL, *Notre biodiesel* [En ligne] [rothsaybiodiesel.ca/francais/notre_biodiesel.html] (Consulté le 30 janvier 2015).

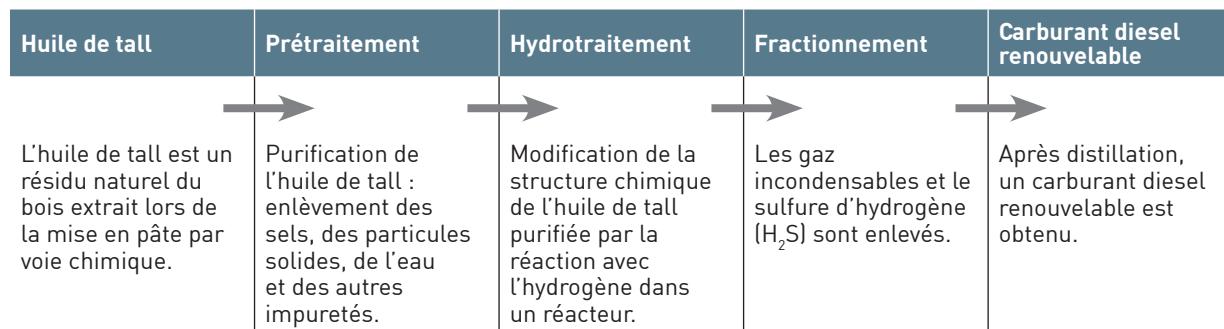
Le coût des matières premières représente 80 % du coût de production.

Au Québec, selon le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation, il serait possible de produire environ 100 ML/an de carburant diesel renouvelable à partir de la biomasse résiduelle, comme le gras animal ou les huiles de friture recyclées³².

La biomasse forestière peut également être utilisée pour produire des carburants diesel renouvelables à partir de technologies encore au stade du développement technico-économique. Des usines de taille intéressante commencent à voir le jour.

32 MAPAQ (2008), Rapport final intégral sur les bioproduits – 18 juin 2008.

Tableau 2.4
Procédé de production de biocarburant à partir de résidus forestiers



Source : UMP BIOFUELS, *Advanced biofuel production* [En ligne] [upmbiofuels.com/biofuel-production/advanced-biofuel-production/Pages/Default.aspx]
(Consulté le 14 janvier 2015).

ÉTHANOL

Le Québec produit environ 175 millions de litres par année (ML/a) d'éthanol carburant de première génération à partir des surplus de production québécoise de maïs grain. Par ailleurs, la réglementation canadienne exige un contenu de 5 % d'éthanol dans l'essence. Comme la production locale est insuffisante pour répondre à cette exigence, le Québec doit importer quelque 300 ML/a d'éthanol, également dérivé des céréales ou de la canne à sucre. Il faut noter que l'implantation d'autres usines de ce genre n'est pas envisagée en raison de la non-disponibilité de la matière première locale et des questionnements sur l'utilisation des produits alimentaires dans la production de biocarburant.

Une aide financière est accordée aux producteurs de bioéthanol, jusqu'à hauteur de 0,18 \$/L, lorsque le prix du baril de pétrole tombe sous les 65 \$ US.

Comme partout dans le monde industrialisé, le Québec a fait des efforts financiers substantiels pour aider le secteur privé québécois à développer la filière d'éthanol cellulosique, appelé aussi éthanol de deuxième génération. Des unités pilotes de démonstration ont vu le jour depuis les années 2000 avec des résultats encourageants sur le plan technologique. Les progrès ainsi obtenus ont permis le début de la construction d'usines commerciales au Québec et au Canada.

Les premières usines commerciales canadiennes au Québec (Varennes) et en Alberta (Edmonton) fabriqueront des biocarburants cellulaires à partir des déchets urbains et industriels. Ce choix d'intrants se justifie en raison des avantages économiques et des effets positifs sur l'environnement, puisqu'il permet de transformer des déchets en bioénergie tout en respectant les principes du développement durable.

Sur le plan économique, le coût d'acquisition de ces matières résiduelles est négatif, c'est-à-dire qu'une entreprise productrice de biocarburants pourrait se faire payer pour recevoir les matières résiduelles municipales. En effet, la gestion de ces déchets est coûteuse (collecte, transport, construction et gestion des lieux d'enfouissement ou d'incinération, etc.).

L'utilisation de ces matières résiduelles, à des fins de production d'éthanol carburant cellulosique, permettrait de réduire le volume destiné à l'élimination, ce qui engendrerait d'importantes économies. Il en découle également une forte diminution du volume de biogaz produit dans les sites d'enfouissement.

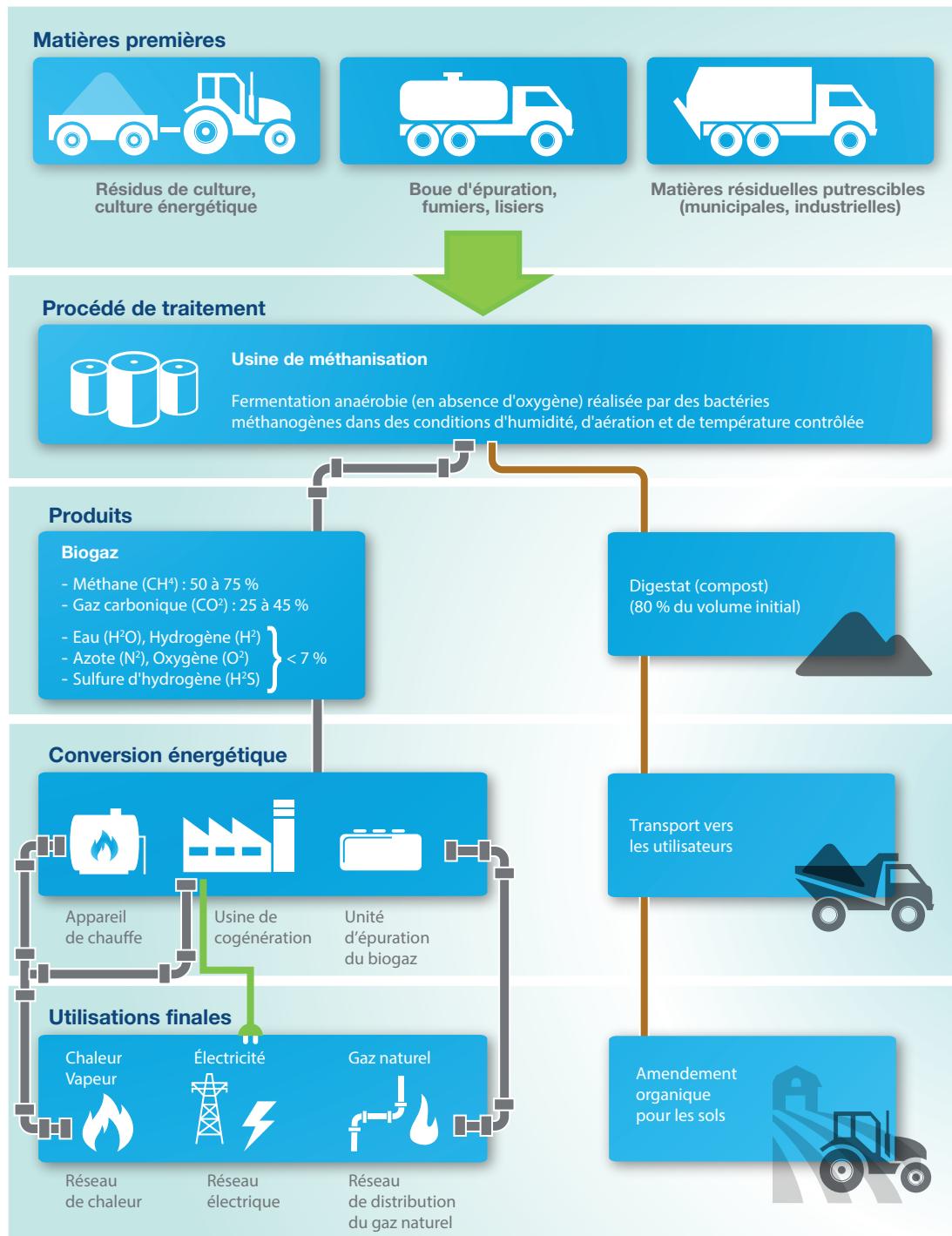
Pour ce qui est de la biomasse forestière résiduelle, les réserves sont abondantes selon les récentes statistiques. Comme le coût rendu à l'usine de cette biomasse est élevé, de 60 à 100 \$/t, la technologie de bioraffinage permettant la production combinée de biocarburants et des bioproduits à valeur ajoutée est priorisée par les experts québécois et étrangers.

FILIÈRE DU BIOMÉTHANE

Les biocombustibles gazeux, consommés ici au Québec, sont fabriqués localement par la décomposition des déchets enfouis dans les lieux d'enfouissement technique (LET). Ils peuvent également être fabriqués par la fermentation des bouts et des effluents liquides fortement chargés en matière organique comme ceux des usines de pâtes et papiers et des usines agroalimentaires. Lorsque le biogaz est produit dans des usines de traitement des eaux, il est souvent récupéré pour produire de la chaleur sur place.

Figure 2.5
Processus de production et de valorisation du biométhane

Processus de méthanisation



Source : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (2015)

Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques a développé le Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (PTMOBC) pour répondre à des enjeux environnementaux liés à la gestion des matières résiduelles municipales ainsi qu'à la lutte contre les changements climatiques.^{33,34}

Si tous les projets de biométhanisation à l'étude en vertu du PTMOBC se réalisent, c'est plus d'un milliard de dollars d'investissement que le Québec devra financer dans les prochaines années. Ce sont surtout des technologies et des techniques étrangères qui seront utilisées. Des firmes québécoises ont cependant créé des partenariats avec ces firmes de sorte qu'il y a acquisition de connaissances et de compétences. Des firmes d'ici ont même géré des projets de biométhanisation hors Québec.

Le distributeur de gaz naturel Gaz Métro évalue que 25 à 30 Mm³ de gaz naturel renouvelable pourraient être injectés dans son réseau chaque année par les projets municipaux en développement. Le reste pourrait être valorisé sans le recours au réseau de distribution.

Tableau 2.5

Projets municipaux retenus en vertu du Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage

Organisme	Région	Ville	Approvisionnement (tonnes/an)	Capacité (m ³ /an)
Société d'économie mixte en énergie renouvelable (SEMER, Rivière-du-Loup)	Bas-Saint-Laurent	Cacouna	27 200	1 500 000
Ville de Québec	Capitale-Nationale	Québec	182 600	7 600 000
Ville de Laval	Laval	Laval	115 000	7 000 000
Régie d'assainissement des eaux de la Vallée-du-Richelieu	Montérégie	Mont-Saint-Hilaire	7 600	360 000
Régie d'assainissement des eaux du bassin de La Prairie	Montérégie	La Prairie	32 000	800 000
Régie intermunicipale de valorisation des matières organiques de Beauharnois-Salaberry et de Roussillon	Montérégie	Beauharnois	33 900	1 500 000
Société d'économie mixte de l'est de la Couronne Sud (SEMECS)	Montérégie	Varennes	46 000	2 400 000
Ville de Longueuil	Montérégie	Longueuil	70 000	6 084 000
Ville de Saint-Hyacinthe, phases 1 et 2	Montérégie	Saint-Hyacinthe	215 200	13 000 000
Ville de Montréal — Biometh 1	Montréal	Montréal	230 000	3 300 000
TOTAL			959 500	43 544 000

Source : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, Communication interne.

33 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2011), *Plan d'action 2011-2015 de la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles*. 34 p.

34 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2012), *Cadre normatif du Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (phase II)*. 23 p.

LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION DES BIOÉNERGIES

COMBUSTIBLES SOLIDES

Au Québec, les volumes importants de combustibles solides sont produits loin des marchés et des infrastructures portuaires affectées à l'exportation. Cela pose un défi économique compte tenu de la densité énergétique relativement faible de ces produits. Par contre, le Québec est géographiquement bien placé par rapport aux marchés européens. Il dispose également d'un réseau de chemins de fer développé et d'infrastructures portuaires adaptées à l'exportation de granulés (ports en eau profonde sur le fleuve Saint-Laurent, démarrage imminent du terminal d'entreposage et d'expédition de granulés d'Arrimage Québec à Québec).

BIOCOMBUSTIBLES LIQUIDES

À la suite de l'obligation imposée aux distributeurs canadiens de carburant d'y mélanger une certaine proportion de contenu renouvelable, le transport et la distribution de bioéthanol et du carburant diesel renouvelable sont généralement effectués à même les circuits traditionnels de leurs équivalents fossiles. Par contre, devant le refus des pétrolières d'ici d'utiliser le biodiesel de type EMAG produit au Québec, le fabricant québécois a développé un réseau indépendant de distribution de son produit directement auprès des entreprises qui exploitent des flottes de véhicules fonctionnant au carburant diesel.

COMBUSTIBLES GAZEUX

La valorisation du biogaz sous forme thermique au moyen de la cogénération ou sous forme de carburant de remplacement (GNC ou BNC) se fait le plus souvent sur le site de production ou à proximité. Elle ne recourt donc pas à un réseau de distribution. Le réseau de distribution de gaz naturel peut distribuer le gaz naturel renouvelable tiré du biogaz, si ce produit respecte certaines normes et ne nuit pas à la qualité générale du gaz acheminé par le distributeur à sa clientèle. Il peut également être exporté. La Loi sur la Régie de l'énergie a été modifiée en 2006 afin de permettre aux producteurs d'acheminer le biogaz produit à un client, sans avoir à passer par le réseau de distribution de gaz naturel.

L'INNOVATION

La bioénergie est une énergie à base de carbone neutre renouvelable. Elle résulte de la conversion de la biomasse, le produit de la photosynthèse, en électricité ou en chaleur et en biocarburants tels que le bioéthanol, le biodiesel, les biohydrocarbures, le biohydrogène, etc.

Pour qu'une stratégie de développement des bioénergies soit efficace, il faut :

- une disponibilité de biomasse exploitable pour la bioénergie sans incidence sur l'écologie;
- des technologies de conversion fiables et efficaces;
- une gamme de produits qui peuvent être écoulés compétitivement sur des marchés diversifiés : énergie, carburants, coproduits, fibre pour divers usages;
- des modes de financement pouvant accepter le risque.

Des interventions structurées en matière d'innovation sont nécessaires pour répondre à ces conditions. L'état de maturité des filières doit faire l'objet d'une grande attention.

Tableau 2.6

Classement des filières selon leur potentiel technico-économique de remplacement des énergies fossiles

Filières au potentiel élevé à court terme 2014-2020	Filières au potentiel à moyen terme 2020-2025	Filières au potentiel à plus long terme 2025-2030
Broyat • résidus forestiers	Biogaz • boues municipales	Éthanol cellulosique • résidus forestiers
Poudre de bois • résidus forestiers	Biodiesel • résidus de transformation animale	Biodiesel • résidus de transformation animale
Granules • résidus forestiers	Huile pyrolytique • résidus forestiers	Éthanol cellulosique • cultures lignocellulosiques
Gaz de synthèse • résidus forestiers	Carburant diesel synthétique • résidus forestiers	Biométhane • boues municipales
Copeaux • résidus forestiers	Biogaz • résidus alimentaires et biosolides	Biogaz • résidus municipaux et résidus de transformation animale
Bûches densifiées • résidus forestiers	Gaz naturel liquéfié • résidus institutionnels, commerciaux et industriels et boues	Biométhane • résidus alimentaires et biosolides

Source : ECONOLER (2013), *Étude sur le potentiel technico-économique des filières de bioénergie au Québec*. 129 p.

Au cours des dernières années, plusieurs procédés de production de biocarburants avancés et de coproduits de chimie verte biosourcés, comme la gazéification, la pyrolyse, le bioraffinage, etc., ont été développés ou commercialisés au Québec. L'exemple le plus connu est le procédé de production d'éthanol cellulosique par gazéification d'Enerkem inc., qui a vu ses premières usines construites au Québec et en Alberta.

Selon les experts et les entreprises de bioénergie, les actions les plus profitables dans ces domaines concernent le développement technologique axé sur l'amélioration des rendements des procédés et la réduction des coûts.

En ce qui concerne le développement des technologies de valorisation énergétique de la biomasse, les récents progrès dans les domaines de la méthanisation, de la production d'éthanol de deuxième génération par la gazéification thermochimique et par voie biologique ainsi que de la pyrolyse permettent d'envisager, à moyen terme, une amélioration substantielle des rendements et une utilisation plus flexible des combustibles dérivés de la biomasse.

Malgré ces progrès, avant d'atteindre la commercialisation, le développement de nouvelles technologies bioénergétiques doit se poursuivre au cours des prochaines années pour que les bioproduits puissent être fabriqués à des prix compétitifs, sans subventions des pouvoirs publics.

Par ailleurs, le gouvernement fédéral dispose de nombreux programmes auxquels les entreprises et les centres de recherche du Québec devraient être incités à faire appel.

COMBUSTIBLES GAZEUX

Les technologies sont assez matures, mais encore relativement peu connues ici au Québec, surtout pour ce qui est de la biométhanisation. Il y a eu des développements au cours des dernières années afin de mettre au point un procédé qui fonctionne à des températures d'environ 10 °C, ce qui est intéressant dans les froides conditions hivernales.

COMBUSTIBLES LIQUIDES

Les **biocarburants de première génération** (éthanol de céréales et biodiesel [ester méthylique d'acides gras]) sont généralement produits à partir d'amidon provenant de grains de maïs, de blé ou d'huiles végétales provenant de canola, de soja ou de tournesol.

Par ailleurs, la production de **biocarburants de deuxième génération** à partir de matières lignocellulosiques possède l'avantage par rapport aux autres techniques de production de biocarburants d'être applicable à de vastes ressources de matières premières qui sont renouvelables et qui n'entrent pas en compétition avec des ressources alimentaires.

Les matières lignocellulosiques sont également préférées pour le développement de la nouvelle génération de biocarburants parce qu'elles présentent un meilleur bilan en énergie en eau et en carbone. Un autre avantage de la filière lignocellulosique est qu'elle favorise la reconversion de terres marginales en plantations à des fins énergétiques et de production de fibres. Au Québec seulement, les estimations du potentiel de production de biomasse sur les terres marginales varient de 2 à 3 Mtma/an.

Cela représente une belle occasion pour le Québec de :

- combler ses objectifs en bioénergie;
- développer de la richesse en région en se basant sur des principes de développement durable;
- développer un modèle d'exploitation des ressources en respectant les principes du développement durable, qui peut être exporté ailleurs dans le monde;
- rentabiliser des terres qui ne sont actuellement pas exploitées à cause de leurs faibles rendements dans le contexte de l'agriculture classique.

Le Québec figure comme province pionnière dans le développement de l'éthanol cellulosique.

- Le développement et l'innovation technologique devraient porter principalement sur la filière des **biocarburants de deuxième génération** (éthanol cellulosique et divers types de biodiesel comprenant des esters et des éthers [tel le diméthyléther ou DME]) issus de déchets agricoles, de matière résiduelle urbaine, de bois, de cultures de biomasse fibreuse (saules, miscanthus) ou de microalgues et autres microorganismes à forte production lipidique. Dans ces biocarburants de deuxième génération, nous devons inclure aussi de nouveaux biocarburants (des esters de l'acide lévulinique, des composés aromatiques, etc.) produits à partir de sucres non alimentaires et de la lignine. Des produits chimiques peuvent aussi être extraits de ces matières premières.
- Les **biocarburants de troisième génération** pourraient être considérés à plus long terme. Ils seront produits par des synthèses effectuées par des microorganismes sélectionnés ou génétiquement modifiés ainsi que par des conversions catalytiques utilisant du CO₂ comme intrant.
- La priorité en innovations technologiques est de démontrer la viabilité technico-économique de cette filière dans le but d'implanter des usines de démonstration dans 5 à 10 ans.

COMBUSTIBLES SOLIDES

La technologie requise pour le chauffage et la cogénération à la biomasse forestière (brûleurs, chaudières, échangeurs de chaleur, turbines, alternateurs) est relativement mature. Par contre, la combustion de la biomasse agricole tout en respectant les normes environnementales demeure un défi à relever.

Par ailleurs, le développement de nouveaux équipements de récolte de la biomasse forestière résiduelle, de nouveaux équipements de fragmentation de la fibre de bois, de technologies associées à la torréfaction et à la pyrolyse de la fibre de bois, de biomasse agricole et de matières résiduelles urbaines est requis.

ENCADRÉ 5

EXEMPLE DE SOLUTIONS D'AVENIR EN BIOÉNERGIE

La valorisation des résidus forestiers et agricoles (paille) ainsi que de la biomasse issue de plantations énergétiques (p. ex. les saules et le panic érigé) est possible si plusieurs conditions se réalisent :

- le développement de technologies permettant d'obtenir des intermédiaires qui sont facilement valorisables par voies biologiques ou thermochimiques ou leur combinaison;
- l'implantation d'usines satellites en région qui effectueront un tel fractionnement en produits intermédiaires. Ces produits peuvent dès lors être acheminés vers une usine de finition de grande capacité;
- l'utilisation du CO₂, sous-produit de toute biovalorisation biologique ou thermochimique, comme source de carbone neutre capable d'être converti en biocarburants additionnels ou en biocommodités;
- l'intégration de l'hydroélectricité et des électrotechnologies dans les stratégies de valorisation en collaboration avec Hydro-Québec.

Pour que des investisseurs s'intéressent à ces solutions, il faut faciliter la mise en place d'installations pilotes capables de fonctionner plusieurs centaines d'heures, permettant ainsi de connaître les risques technologiques et financiers.

INITIATIVES POUR PROMOUVOIR L'UTILISATION DES BIOÉNERGIES

Selon la revue Web américaine *Biofuel Digest*, 13 pays d'Amérique, 12 d'Asie-Pacifique, 11 d'Afrique, en plus de ceux membres de l'Union européenne, et 2 autres pays européens ont adopté des règlements obligeant l'utilisation de biocarburants. La demande mondiale sera dominée par l'Europe, les États-Unis, la Chine et le Brésil³⁵.

L'Union européenne a pour objectif d'utiliser 20 % d'énergie renouvelable d'ici à 2020, dont 10 % d'énergie dans le secteur des transports³⁶. Actuellement, la cible est d'intégrer 5,75 % de biocarburants dans les carburants fossiles vendus. Il a été proposé, en 2013, de limiter la part des biocarburants utilisant des ressources alimentaires comme matières premières à 6 %.

Des pays membres de l'Union européenne ont leur propre obligation « locale » d'utilisation de biocarburants. Un premier pays, l'Italie, vise une obligation d'utiliser 0,6 % de carburants de deuxième génération, en 2018.

Stimulés par ces cibles, les marchés industriels des granulés au Royaume-Uni, en Belgique, aux Pays-Bas et en Allemagne connaissent actuellement une très forte croissance.

Aux États-Unis, le Clean Power Plan (2014) vise une réduction des GES dans la production d'électricité. Cela pourrait avoir des répercussions sur le marché des bioénergies. Déjà, la plupart des États américains (30) possèdent une cible réglementée de production d'électricité à partir de ressources renouvelables (Renewable Portfolio Standard) et sept autres ont des cibles volontaires. L'éolien, le solaire, la géothermie, la biomasse, le biogaz et les matières résiduelles municipales sont des sources renouvelables qualifiées.

Les États-Unis ont adopté le Renewable Fuel Standard (RFS) qui fixe les obligations de mélange de différents types de biocarburants dans les carburants de transport au pays. Le RFS vise à utiliser 36 milliards de gallons (136 milliards de litres) de biocarburants en 2022. D'ici là, si le développement technologique est assez mature, 16 milliards de litres devront provenir de sources cellulosiques. L'éthanol de maïs sera limité à un maximum de 15 milliards de litres annuellement.

Onze États américains ont plutôt adopté des obligations d'utilisation de biocarburants sur leur territoire³⁷, dont certains ont adopté le mécanisme du Low Carbon Fuel Standard (LCFS).

Au Canada, Environnement Canada a mis en place un règlement obligeant les importateurs et les producteurs de carburant automobile à mélanger respectivement 5 % et 2 % de contenus renouvelables dans l'essence et le carburant diesel.

Toutes les provinces à l'ouest du Québec, de l'Ontario à la Colombie-Britannique, ont adopté au cours des dernières années des obligations d'utilisation de contenu renouvelable dans l'essence et le carburant diesel vendus sur leur territoire³⁸.

35 LANE, Jim (2013), *Biofuels Digest, Biofuels mandates around the world : 2014*. [En ligne] biofuelsdigest.com/bdigest/2013/12/31/biofuels-mandates-around-the-world-2014/ (Consulté le 15 janvier 2015).

36 COMMISSION EUROPÉENNE, [En ligne] [Csis.org/](http://csis.org/) (Consulté le 15 janvier 2015).

37 CENTER FOR CLIMATE AND ENERGY SOLUTIONS, *Biofuels: Incentives and Mandates*. [En ligne] <http://www.c2es.org/us-states-regions/policy-maps/biofuels> (Consulté le 16 janvier 2015).

38 CANADIAN RENEWABLE FUELS ASSOCIATION (non daté), *Evolution & Growth – From biofuels to bioeconomy*.

ENCADRÉ 6 INITIATIVES SCANDINAVES

En Suède, la bioénergie compte pour près de 30 % du portefeuille énergétique dont 85 % provient de la forêt. Les carburants fossiles n'étant presque plus utilisés dans la production d'électricité et de chauffage, le transport représente, pour la Suède, le plus grand défi en termes de réduction des GES. Ainsi, en 2009, ce pays de 9,5 millions d'habitants s'est donné comme objectif d'utiliser 10 % d'énergies renouvelables dans le transport en 2020. Cet objectif a été atteint en 2012. La Suède vise à avoir un parc de véhicules complètement indépendant des carburants fossiles en 2030 et à être un pays carboneutre en 2050. Le biogaz occupe une part importante des énergies renouvelables utilisées dans le transport depuis quelques années.

Plusieurs contributions gouvernementales appuient l'offre et la demande pour les bioénergies :

- les carburants renouvelables sont exemptés de taxes et des obligations de mélange de carburants renouvelables sont obligatoires depuis 2014;
- les stations-service de plus de 1 ML doivent offrir des carburants de remplacement;
- le plus important signal en Suède est sans contredit sa taxe sur le carbone, applicable depuis 1991. Elle s'élevait en 2012 à 118 €/t!

Le coût élevé et le manque d'approvisionnements en biocarburant poussent la Suède à investir en recherche et développement. Le développement économique fait partie des objectifs des stratégies suédoises.

De son côté, la Norvège a comme objectif de réduire ses GES pour 2020 de 30 % comparativement à 1990 et elle vise la carboneutralité en 2050, si elle est suivie par d'autres pays. Le profil énergétique de ce pays de 5 millions d'habitants ressemble à celui du Québec. L'électricité est produite à 99 % à partir de ressources hydrauliques et les bâtiments utilisent massivement cette énergie renouvelable. L'énergie fossile a été bannie des bâtiments résidentiels. Ainsi, comme au Québec, les transports utilisent toujours essentiellement des énergies fossiles.

Une agence de transport a été mise sur pied afin de réduire les GES de ce secteur. Depuis 2009, un contenu renouvelable s'élevant à 5 % est obligatoire dans les carburants. Cette obligation pourrait passer à 10 %.

Comme au Québec, la biomasse représente 10 % de l'apport énergétique du pays. De 60 % en 2005, la Norvège cherche à atteindre 67,5 % d'énergies renouvelables dans sa consommation énergétique d'ici à 2020, malgré qu'elle soit le troisième pays exportateur mondial de pétrole.

La Norvège mise aussi beaucoup sur la recherche et développement pour atteindre ses ambitieux objectifs. Les carburants de deuxième génération et le biogaz issu des fermes et du secteur municipal pourraient être des solutions avantageuses.

Sources :

GOUVERNEMENT DE LA SUÈDE (2014), *Energy Use in Sweden*. [En ligne] [sweden.se/society/energy-use-in-sweden] (Consulté le 30 janvier 2015).

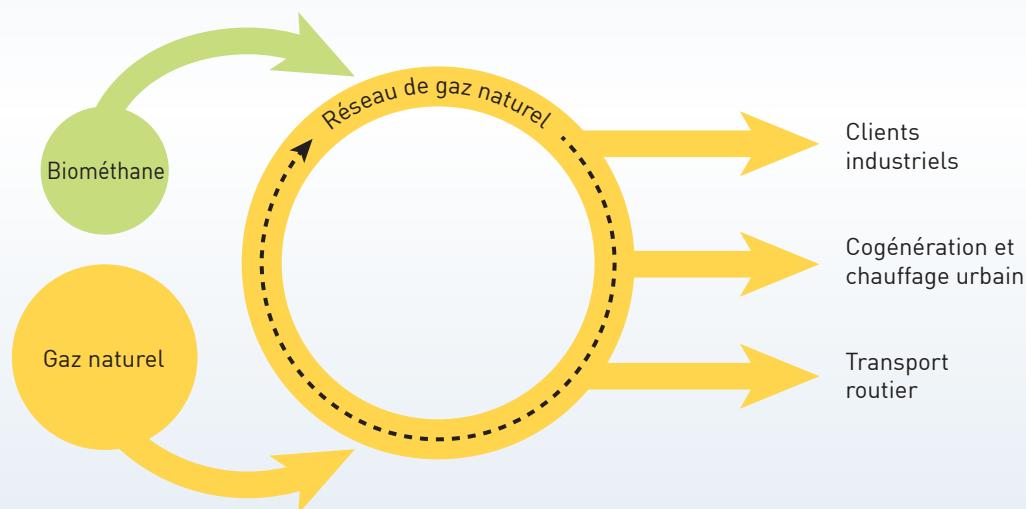
INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2013), *Energy Policy of IEA Countries – Sweden - 2013 Review*. 182 p.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2011), *Energy Policy of IEA Countries – Norway - 2011 Review*. 146 p.

ENCADRÉ 7

L'EXEMPLE DE GÖTEBORG ENERGI EN SUÈDE

Göteborg Energi est une société publique municipale active dans le domaine de l'énergie. Son projet, GoBiGas, produit à l'échelle commerciale du gaz naturel renouvelable. De la biomasse forestière résiduelle est gazéifiée et le syngaz obtenu est méthanisé par voie catalytique. Le gaz naturel renouvelable est distribué par le réseau de distribution de gaz naturel suédois. Dans la phase 2, l'usine produira de l'électricité et la chaleur résiduelle alimentera un réseau de chauffage urbain. Göteborg Energi vise à produire suffisamment de gaz naturel renouvelable pour alimenter 100 000 véhicules en 2020. La ville compte 50 des 100 stations au gaz naturel du pays, qui compte 40 000 véhicules propulsés au gaz.



Source : GOBIGAS – GÖTEBORG ENERGI, Biogas production with good performance [En ligne] [gobigas.goteborgenergi.se/En/Biogas_through_gasification] (Consulté le 15 janvier 2015).

Le Programme d'appui à la biomasse pour la chauffe (PABC) du MERN a appuyé une quarantaine de projets de conversion à la biomasse forestière dans le Bas-Saint-Laurent, en Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine et au Saguenay-Lac-Saint-Jean, permettant de remplacer environ 2 millions de litres de mazout par année.

Les projets de conversion énergétique de combustibles fossiles à la biomasse forestière résiduelle pouvaient également, jusqu'à tout récemment, obtenir une aide financière du Programme d'aide financière pour des projets de conversion énergétique à la biomasse forestière résiduelle du MERN.

CONTRIBUTION DES BIOÉNERGIES AU DÉVELOPPEMENT

La bioénergie peut engendrer des retombées économiques importantes. En plus de réduire les coûts énergétiques des utilisateurs finaux, la récolte, la préparation et la valorisation de la biomasse en bioénergie créent des emplois à valeur ajoutée en ingénierie, en agronomie et en construction. Des exploitants spécialisés seront également appelés à faire fonctionner ces usines dans l'avenir.

Tableau 2.7
Principales retombées des bioénergies au Québec

Filières	Emplois	Autres retombées
Biodiesel	70	Valorisation de matières résiduelles non recyclables
Éthanol-maïs	60	Marché pour le maïs grain
Éthanol cellulosique	200	40 M\$ d'équipements vendus pour l'usine d'Edmonton
Granulés	270	10 usines 45 M\$ de revenus en 2012 dont 20 M\$ à l'exportation
Cogénération à partir de biomasse	200	10 usines situées dans les régions du Québec

Sources : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles et ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs.

Les 10 usines de granulés de bois en activité au Québec sont réparties dans différentes régions et fournissent approximativement 270 emplois directs. La valeur des livraisons en 2012 s'élevait à 45 millions de dollars, y compris environ 20 millions de dollars (99 000 tm) en exportation.

Plusieurs firmes québécoises et chercheurs dans les cégeps et les universités travaillent au développement de nouveaux procédés de production de bioénergie et des centaines d'emplois de haut calibre sont créés.

Des matières premières traditionnellement considérées comme des déchets peuvent prendre de la valeur ou permettre d'éviter les coûts d'élimination. Des matières premières ayant un marché parfois contraint à l'exportation peuvent trouver un marché local plus lucratif.

La production et l'utilisation locale de la bioénergie permettent de réduire les importations sans cesse grandissantes d'énergies fossiles et de créer des emplois, localement, affectés à la récolte et à la production de biomasse.

Un jour, le bioraffinage permettra d'extraire des produits à forte valeur ajoutée et ainsi de rentabiliser les activités de production de bioénergie.

Socialement, troisième pilier du développement durable, le développement d'une chaîne de valeur en bioénergie permet de maintenir l'économie régionale, si importante pour l'occupation du territoire.

ENJEUX ET QUESTIONS

Une fraction de la cible québécoise de réduction des émissions de GES peut être atteinte par l'utilisation des biocombustibles pour la production de chaleur et d'électricité ainsi que de biocarburants pour le transport. Cependant, ces choix comportent des enjeux économiques puisque, pour le moment, le coût des bioénergies est supérieur à celui des énergies fossiles auxquelles elles se substituent.

Le Québec dispose d'importantes ressources en biomasse pouvant être mises en valeur sous forme de produits énergétiques variés. Le prix d'approvisionnement des usines en matières premières (récolte, transport) constitue toutefois un frein important à cette industrie. La chaîne d'approvisionnement est l'un des principaux enjeux du développement de la bioéconomie.

QUESTIONS GÉNÉRALES

- Quelles pourraient être les conséquences de l'utilisation massive de la biomasse agricole pour la production de biocombustibles gazeux, liquides et solides sur l'économie régionale et le secteur agricole québécois?
- Le Québec dispose de quels atouts pour développer avec succès une filière bioénergétique importante? Quelles barrières devra-t-il surmonter?
- Quel rôle peuvent jouer les cultures énergétiques dans l'approvisionnement en biomasse pour le secteur de la bioénergie?
- Quel effet peuvent avoir le resserrement des finances publiques et la chute des cours du pétrole sur les politiques favorables aux énergies renouvelables?
- Comment devrait-on modifier les lois et les règlements pour favoriser le développement des bioénergies au Québec?

LE BIOMÉTHANE

ENJEUX

- À cause des exigences réglementaires visant à réduire les émissions de GES aux États-Unis, le marché américain est pour le moment favorable au biométhane. Une partie de la production québécoise y est exportée.
- Le coût de revient du biométhane, y compris sa purification pour respecter les normes de qualité requises pour être injecté dans les réseaux de distribution du gaz naturel, rend la rentabilité des projets de production de gaz naturel renouvelable plus incertaine. Les faibles coûts actuels de l'énergie de même que les surplus d'électricité représentent des obstacles supplémentaires.
- Les distributeurs de gaz naturel sont réglementés en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie. Ils ne peuvent pas se procurer leur fourniture à n'importe quel prix, ce qui limite leur champ d'action pour commercialiser le biométhane produit au Québec.
- Les matières résiduelles municipales sont par nature hétérogènes et moins propices à une méthanisation performante par rapport aux résidus agricoles et aux boues utilisées ailleurs dans le monde pour produire du biométhane. Au Québec, le Programme de traitement de la matière organique par biométhanisation et compostage limite à 10 % l'apport de résidus organiques provenant du secteur agricole et impose que le biométhane produit à partir de matières résiduelles municipales remplace des hydrocarbures fossiles.
- Les technologies de biométhanisation utilisées par les municipalités québécoises pour traiter leurs matières résiduelles seront vraisemblablement étrangères. Dans ce contexte, il devient extrêmement difficile pour des entreprises québécoises de conquérir une part du marché des technologies et de maximiser les retombées pour le Québec des investissements majeurs que requiert la biométhanisation à grande échelle.

QUESTIONS

- Comment le gouvernement doit-il intervenir pour favoriser la distribution de biométhane par les distributeurs de gaz naturel et stimuler le marché du gaz naturel renouvelable chez les consommateurs qui souhaitent intervenir économiquement en faveur de la lutte contre les changements climatiques?
- La cogénération d'électricité et de chaleur à partir de biogaz est-elle une option économiquement viable au Québec comme mode de gestion écoresponsable des émissions gazeuses liées à l'enfouissement des matières résiduelles?
- Quelles seront les conséquences de l'interdiction d'enfouir les matières résiduelles fermentescibles sur la production de biogaz dans ces lieux d'enfouissement après 2020?

- Quelles sont les pratiques de gestion des lisiers et des fumiers à encourager auprès de nos agriculteurs pour favoriser le développement de la biométhanisation dans les régions du Québec?
- Dans le contexte énergétique nord-américain actuel, quelles sont les autres avenues à explorer si la mise en œuvre du Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (PTMOBC) se révèle une solution incompatible avec l'état des finances publiques québécoises?

LES BIOCARBURANTS LIQUIDES

ENJEUX

- Le marché international, autant pour les biocarburants que pour les technologies de production, est important. Juste aux États-Unis, des investissements de plus de 600 milliards de dollars pourraient être requis en infrastructures afin de produire les 16 milliards de gallons de biocarburants de deuxième génération requis par le Renewable Fuel Standard (RFS).
- Au Canada, le marché de remplacement des carburants est soutenu par la réglementation fédérale qui oblige les distributeurs à mélanger l'équivalent de 2 % de carburant diesel renouvelable et de 5 % d'éthanol aux carburants vendus au Canada, tout en leur laissant le choix des marchés régionaux où ces produits seront écoulés. Ce marché est actuellement comblé par des importations de biocarburants pour une valeur approximative de 350 millions de dollars par année.
- Le coût de revient plus élevé du biodiesel représente un handicap sérieux sur le marché. La récente chute du pétrole n'aidera en rien cette situation.
- Le biodiesel ne jouit d'aucune mesure de reconnaissance de la part des autorités publiques pour inciter les consommateurs à opter pour ce type de carburant qui, à qualité énergétique équivalente, coûte quelques cents de plus le litre que son équivalent fossile.
- Le point de trouble du biodiesel (température à laquelle un carburant présente des particules solides) est plus élevé que celui du diesel fossile. Cela constitue une contrainte majeure à la mise en marché de ce produit en période hivernale.
- L'organisation et le coût de la récupération sur le terrain de la matière première ainsi que son transport vers les bioraffineries sont la clé de voûte de la viabilité régionale de la filière des biocarburants.
- Les procédés ou les technologies de production des carburants de deuxième génération arriveront bientôt à l'étape de la démonstration commerciale ici, mais ailleurs aussi dans le monde. Les industries québécoises doivent obtenir la possibilité d'exposer leur savoir-faire à l'échelle commerciale pour occuper la place de chefs de file à l'échelle mondiale.

- L'aide à la production du biocarburant du gouvernement du Canada (ecoEnergie) prendra fin le 31 mars 2017.
- Bien que des usines aient été construites avec très peu de moyens, la faible capacité financière de certains producteurs locaux joue sur la capacité d'innovation de la filière du carburant biodiesel de type EMAG.
- Le prix négatif d'approvisionnement en biomasse résiduelle (déchets et boues) offre des possibilités de rentabilité intéressantes aux investissements visant la production de biocarburants et de coproduits à valeur ajoutée, ce qui permet d'atteindre les seuils de compétitivité avec les énergies fossiles.
- Les biocarburants pourraient constituer un débouché intéressant pour les producteurs agricoles et forestiers québécois qui pourraient ainsi bénéficier de revenus supplémentaires.

QUESTIONS

- Que manque-t-il pour que les producteurs québécois de biocarburants puissent occuper une part notable du marché des carburants automobiles, allant même au-delà des exigences minimales imposées par le gouvernement fédéral?
- Comment peut-on surmonter les problèmes de qualité du biodiesel (EMAG) en période hivernale? Ces problèmes sont-ils de nature technique ou perceptuelle?
- À l'instar des autres États nord-américains qui produisent des carburants renouvelables à partir des cultures oléagineuses, quel serait l'effet sur l'agriculture québécoise d'utiliser la biomasse agricole pour produire du biocarburant?
- Comment le gouvernement peut-il intervenir pour aider les industries forestières et agricoles à prendre le virage de la bioénergie et du bioraffinage pour l'extraction de produits à haute valeur ajoutée?
- Quelles sont les interventions à faire pour réduire le coût d'approvisionnement en biomasse des bioraffineries et rendre les biocarburants et les bioproduits plus compétitifs, particulièrement en cette période où le prix du pétrole est bas?
- Quels sont les principaux besoins d'innovation de la filière des biocarburants au Québec?

LES BIOCOMBUSTIBLES SOLIDES

ENJEUX

- Les perspectives de croissance des marchés résidentiels et industriels pour les granulés sont modestes en raison du contexte énergétique structurel (faibles coûts de l'électricité et du gaz naturel) et conjoncturel (chute du prix du pétrole).
- Il existe un potentiel de remplacement des combustibles pétroliers (mazout, carburant diesel) par les biocombustibles solides. Par contre, la stabilité à long terme de l'approvisionnement (disponibilité et prix) de même que la concurrence du gaz naturel sont des obstacles majeurs à l'adoption de ce combustible par la clientèle.
- Le coût de revient et la durée de l'amortissement des investissements requis pour la conversion des systèmes de chauffage au mazout aux biocombustibles solides ont un effet majeur sur le développement de la filière.
- Les marchés internationaux sont en pleine expansion et constituent une occasion stratégique pour la biomasse du Québec. Par contre, la production des usines du Québec est à 50 % de la capacité installée faute de matière première accessible à coût raisonnable.
- Considérant la faible densité énergétique de la biomasse forestière par rapport aux combustibles fossiles, les distances qui séparent la matière première des marchés constituent un frein au développement de la filière des granulés produits à partir de cette biomasse.

QUESTIONS

- Quelles mesures le gouvernement pourrait-il proposer pour stimuler le marché local des produits énergétiques issus de la forêt, notamment le marché institutionnel?
- Le Québec devrait-il suivre l'exemple de l'Ontario en finançant plus généreusement la voirie forestière et en réduisant les redevances forestières exigées des entreprises qui valorisent la fibre de bois sous forme de biocombustibles solides?
- Comment l'industrie des biocombustibles tirés des ressources forestières peut-elle réduire sa dépendance à l'égard des entreprises de la première transformation du bois pour son approvisionnement en matière première?
- Considérant les défis posés par l'accès à la matière première de qualité et à bon marché dans un contexte où les énergies fossiles ne sont pas coûteuses, la production de combustibles solides est-elle viable sans la présence de bioraffineries misant sur l'extraction de produits à haute valeur ajoutée pour assurer leur rentabilité?

- Comment minimiser les coûts de transport de la matière première et des produits finis afin d'améliorer la rentabilité de la production de granulés à partir de sources non traditionnelles comme les bois ronds et la biomasse forestière? Les infrastructures de transport et de transbordement aménagées sur le territoire sont-elles adéquates?
- Comment améliorer les systèmes de récolte de la biomasse forestière résiduelle afin de minimiser les coûts d'approvisionnement pour tous les acheteurs de fibre de bois?
- Considérant les coûts de production, les marchés actuels et la demande, est-ce que la production de biocombustibles solides de nouvelle génération (biochar, granulés torréfiés) est économiquement justifiée?

CONCLUSION

Dans un contexte où le Québec cherche à réduire ses émissions de GES, à encourager la création d'emplois de qualité et à occuper son immense territoire, de nombreuses solutions s'offrent dans le secteur des bioénergies.

Le Québec possède des ressources abondantes permettant de produire des énergies plus propres. Il peut aussi compter sur des acteurs de grande qualité qui s'efforcent de développer et de mettre en place des technologies permettant de valoriser ces ressources.

Les marchés potentiels pour ces nouvelles sources d'énergie sont gigantesques et ne se limitent pas aux frontières québécoises. Les ressources, les technologies et le savoir-faire québécois peuvent être exportés et engendrer des retombées économiques importantes dans plusieurs régions.

Si des ressources renouvelables sont déjà exploitées et créent de l'activité économique, des obstacles sont toujours présents sur la route menant à l'exploitation optimale de toutes nos ressources en biomasse, à commencer par les coûts relativement peu élevés des énergies traditionnellement utilisées par rapport aux effets qu'elles ont sur l'environnement. Des avancées technologiques sont toujours nécessaires afin de valoriser certaines ressources. Les marchés sont parfois timides, même rébarbatifs à l'adoption de nouvelles avenues.

La capacité financière des gouvernements est de plus en plus limitée de sorte que de nouvelles approches doivent être adoptées afin de surmonter ces obstacles. Alors, quelles voies devront emprunter les producteurs d'énergies renouvelables afin que celles-ci prennent une place plus importante dans le portefeuille énergétique québécois et permettent ainsi le développement durable ici et ailleurs?

ANNEXE 1 – TABLES DE CONVERSION ET DES UNITÉS DE MESURE

Énergie équivalent à une tonne équivalent pétrole (tep)	
Gigajoule (GJ)	41,85
Kilowattheure (kWh)	11 630

Émissions de GES équivalent à celles d'une tep [t éq. CO ₂ /tep]	
Gaz naturel	2,10
Propane	2,53
Essence	2,86
Mazout léger	2,95
Diesel	3,02
Pétrole	3,10
Mazout lourd	3,10

Volume équivalent à 1 tonne équivalent pétrole (tep)	
Pétrole	1,1161 m ³ 7,3 barils
Gaz naturel	1 100 m ³
Essence	1,20 m ³
Diesel	1,09 m ³
Mazout léger	1,09 m ³
Mazout lourd	1,03 m ³
Propane	1,66 m ³

Préfixes des multiples décimaux		
Péta (P)	10 ¹⁵	billiard
Téra (T)	10 ¹²	billion
Giga (G)	10 ⁹	milliard
Méga (M)	10 ⁶	million
kilo (k)	10 ³	millier

Unités de mesure	
GJ	Gigajoule
GWh	Gigawatt-heure
Ktep	Kilotonne d'équivalent pétrole
Km	Kilomètre
kWh	Kilowattheure
Kt éq. CO ₂	Kilotonne d'équivalent CO ₂
l	Litre
m ²	Mètre carré
ML	Million de litres
Mm ³	Million de mètres cubes
Mtep	Million de tonnes d'équivalent pétrole
Mt éq. CO ₂	Million de tonnes d'équivalent CO ₂
Mtm	Million de tonnes métriques
Mtma	Million de tonnes métriques anhydres
PJ	Pétajoule
t	Tonne
tep	Tonne d'équivalent pétrole
t éq. CO ₂	Tonne d'équivalent CO ₂
tma	Tonne métrique anhydre
tWh	Térawattheure

ANNEXE 2 – RÉGLEMENTATION DE L’ÉLECTRICITÉ AU CANADA

	Québec	Terre-Neuve-et-Labrador	Île-du-Prince-Édouard	Nouvelle-Écosse	Nouveau-Brunswick
Approche réglementaire — Fixation des tarifs — Volet Fourniture	Prix fixé dans la loi pour volume patrimonial et prix issus d'appels d'offres et de programmes d'achat pour énergie postpatrimoniale	Prix de base ¹ établi par une régie provinciale	Prix de base établi par une régie provinciale	Prix de base établi par une régie provinciale	Prix de base établi par une régie provinciale
Approche réglementaire — Fixation des tarifs — Volet Transport	Prix de base établi par la régie provinciale	Prix de base établi par la régie	Prix de base établi par la régie	Prix de base établi par la régie	Prix de base établi par la régie
Approche réglementaire — Fixation des tarifs — Volet Distribution	Prix de base établi par la régie	Prix de base établi par la régie	Prix de base établi par la régie	Prix de base établi par la régie	Prix de base établi par la régie
Ouverture du marché de détail	Non, possibilité d'un projet pilote	Non	Non	Ouverture limitée à l'énergie renouvelable	Non, sauf pour les grands consommateurs
Ouverture du marché de gros	Oui, 9 réseaux municipaux et 1 coop.	Non	Oui, 1 réseau municipal	Oui, 6 réseaux municipaux	Non
Principales entités impliquées dans la fourniture	Hydro-Québec Production (SE)	Newfoundland & Labrador Hydro (SE)	PEI Energy Corp (SE) et Achats (Énergie-Nouveau Brunswick)	Nova Scotia Power (SP)	Énergie Nouveau-Brunswick (SE)
Principales entités impliquées dans le transport	Hydro-Québec TransÉnergie (SE)	Newfoundland & Labrador Hydro (SE)	Maritime Electric (SP)	Nova Scotia Power (SP)	Énergie Nouveau-Brunswick (SE)
Principales entités impliquées dans la distribution	Hydro-Québec Distribution (SE), neuf réseaux municipaux et une coop.	Newfoundland Power (SP) et Newfoundland & Labrador Hydro (SE)	Maritime Electric (SP), Summerside Electric Utility (SM)	Nova Scotia Power (SP), six réseaux municipaux	Énergie Nouveau-Brunswick (SE), trois réseaux municipaux

SE = Société d'État; SP = Société privée; SM = Société municipale.
Source : Compilation MERN.

1 On réfère ici au principe de tarification basé sur les coûts, auxquels on ajoute un taux de rendement ou prix de base.

	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie-Britannique
Approche réglementaire — Fixation des tarifs — Volet Fourniture	Prix de base établi par une régie provinciale pour volume patrimonial, prix concurrentiel quotidien pour énergie postpatrimoniale	Prix de base établi par une régie provinciale	Recommandation d'un panel de révision (prix de base), décision du gouvernement	Prix concurrentiel quotidien	Prix indexé déterminé une fois (prix de base) établi par une régie provinciale pour volume patrimonial et prix concurrentiel pour énergie postpatrimoniale
Approche réglementaire — Fixation des tarifs — Volet Transport	Prix de base établi par la régie	Prix de base établi par la régie	Recommandation du panel de révision (prix de base), décision du gouvernement	Prix de base établi par la régie provinciale	Prix de base établi par la régie
Approche réglementaire — Fixation des tarifs — Volet Distribution	Réglementation incitative par la régie	Prix de base établi par la régie	Recommandation du panel de révision (prix de base), décision du gouvernement	Prix de base établi par la régie	Prix de base établi par la régie
Ouverture du marché de détail	Oui	Non	Non	Oui	Non, sauf pour les grands consommateurs
Ouverture du marché de gros	Oui, moins d'une centaine de réseaux municipaux ou privés	Oui, mais uniquement Manitoba Hydro	Oui, 2 réseaux municipaux	Oui, plusieurs réseaux municipaux, privés et coop. rurales	Oui, 11 réseaux municipaux et privés
Principales entités impliquées dans la fourniture	Ontario Power Generation (SE), Bruce Power (SP)	Manitoba Hydro (SE)	SaskPower (SE)	ATCO Electric (SP), TransAlta Corp. (SP), Capital Power (SP), TransCanada Energy (SP)	BC Hydro (SE)
Principales entités impliquées dans le transport	Hydro One (SE)	Manitoba Hydro (SE)	SaskPower (SE)	Altalink (SP), ATCO Electric (SP)	BC Hydro (SE)
Principales entités impliquées dans la distribution	Hydro-One (SE) et moins d'une centaine de réseaux municipaux ou privés	Manitoba Hydro (SE)	SaskPower (SE), Saskatoon Light & Power (SM) et City of Swift Current Light & Power (SM)	Enmax (SM), EPCOR (SM), ATCO Electric (SP), Fortis Alberta (SP), City of Red Deer Electric Light & Power (SM), City of Medicine Hat Electric (SM) et plusieurs coop. rurales	BC Hydro (SE), Fortis BC (SP), quatre autres services privés, six réseaux municipaux

SE = Société d'État; SP = Société privée; SM = Société municipale.

ANNEXE 3 – RÉFÉRENCES

ASSOCIATION CANADIENNE DE L'ÉLECTRICITÉ, *Comment fonctionne le réseau électrique?* [En ligne] [lelectricitedelavenir.ca/la-valeur-de-lelectricite/

comment-fonctionne-le-reseau-electrique/] (Consulté le 13 février 2015).

ASSOCIATION FRANÇAISE DES PROFESSIONNELS DE LA GÉOTHERMIE (2013), *Étude de marché de la géothermie en France mise à jour 2013*, 22 p.

[En ligne] [afpg.asso.fr/resources/Nos-actions/Travaux/AFPG-Etude-Marche_maj2013_V072014.pdf] (Consulté le 28 janvier 2015).

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE, *Le biogaz* [En ligne] [www.aqper.com/fr/le-biogaz] (Consulté le 30 janvier 2015).

B.C. HYDRO (2013), *Site C Clean Energy Project – Backgrounder*, 28 janvier 2013, 4 p.

BOUCHER, Isabelle, Pierre BLAIS et VIVRE EN VILLE (2010), *Le bâtiment durable, Guide de bonnes pratiques sur la planification territoriale et le développement durable*, ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire, coll. « Planification territoriale et développement durable », 89 p.

CANADIAN REVEWABLE FUELS ASSOCIATION (non daté), *Evolution & Growth – From biofuels to bioeconomy*, 34 p.

CANPHI, *First Passive Houses*, [En ligne] [passivehouse.ca/first-passive-houses-2/] (Consulté le 30 janvier 2015).

CENTER FOR CLIMATE AND ENERGY SOLUTIONS, *Biofuels: Incentives and Mandates*. [En ligne] [<http://www.c2es.org/us-states-regions/policy-maps/biofuels>] (Consulté le 16 janvier 2015).

CIRAIQ (2014), *Comparaison des filières de production d'électricité et des bouquets d'énergie électrique*, rapport technique, 52 p.

COALITION CANADIENNE DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE (2012), *État de l'industrie canadienne de la géothermie 2011*, 40 p.

COMMISSION EUROPÉENNE, [En ligne] [csis.org/] (Consulté le 15 janvier 2015).

CONTECH BÂTIMENT (2013), *Énergie solaire dans les bâtiments efficaces*, formation en mode pratique, cahier de formation.

ECONOLER (2013), *Étude sur le potentiel technico-économique des filières de bioénergie au Québec*, 129 p.

ECORESSOURCES CONSULTANTS (2012), *Compte rendu sur l'infrastructure du diesel renouvelable au Canada*. Rapport final déposé à Ressources naturelles Canada, 39 p.

GAZ MÉTRO, *Fiche signalétique gaz naturel (état gazeux)* [En ligne] [www.corporatif.gazmetro.com/data/media/fiche_signaletique.pdf?culture=fr-ca] (Consulté le 30 janvier 2015).

GOBIGAS – GÖTEBORGS ENERGI, *Biogas production with good performance* [En ligne] [gobigas.goteborgenergi.se/En/Biogas_through_gasification] (Consulté le 15 janvier 2015).

GOUVERNEMENT DE LA SUÈDE [2014], *Energy Use in Sweden* [En ligne] [sweden.se/society/energy-use-in-sweden] (Consulté le 30 janvier 2015)

GOUVERNEMENT DU Royaume-Uni, *Increasing the use of low-carbon technologies- Renewable Heat Incentive* [En ligne] [gov.uk/government/policies/increasingthe-use-of-low-carbon-technologies/supporting-pages/renewable-heat-incentive-rhi] (Consulté le 30 janvier 2015).

GROUPE DDM / ÉCORESSOURCES (2012), *Inventaire régionalisé des biomasses exploitables pour la production de bioénergies au Québec*, 137 p.

HÉLIMAX ÉNERGIE INC. et AWS Truewind LLC (2005), *Inventaire du potentiel exploitable du Québec*, 60 p. (document préparé pour le ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec).

HOLTTINEN, H. (2004), *The impact of large-scale wind power production on the Nordic electricity system*, VTT Publications, 82 p.

HYDRO-QUÉBEC (2014), *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines — Tarifs en vigueur le 1^{er} avril 2014*, 78 p.

HYDRO-QUÉBEC (2007), *La géothermie*, Varennes, 34 p.

HYDRO-QUÉBEC (2013), *Notre réseau de transport d'électricité* [En ligne] [hydroquebec.com/transenergie/fr/reseau-bref.html] (Consulté le 23 janvier 2015).

HYDRO-QUÉBEC, *Projets de production d'électricité : Complexe de la Romaine* [En ligne] [hydroquebec.com/projets/romaine.html] (Consulté le 30 janvier 2015).

HYDRO-QUÉBEC (2015), *Rapport annuel 2014*, 118 p.

HYDRO-QUÉBEC, *Rapport sur le développement durable 2013*, 72 p.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, *Achats d'électricité*, R-3905-2014, HQD-6, document 2, 9 p.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, *Approvisionnements en électricité*, R-3905-2014, HQD-6, document 1, 17 p.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2014), *Efficience et performance*, R-3905-2014, HQD-2, document 1, 33 p.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2014), *État d'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement 2014-2023*, 49 p.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2014), *Mise à jour des informations relatives au dossier tarifaire 2014-2015*, R-3854-2013, HQD-19, document 1, 25 p.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2013), *Plan d'approvisionnement 2014-2023 — Réseau intégré*, R-3864-2013, HQD-1, document 1, 39 p.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2013), *Plan d'approvisionnement 2014-2023 des réseaux autonomes – Annexes*, R-3864-2013, HQD-2, document 2, 86 p.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2014), *Prévision de la demande — Ajustements de mai 2014-2023*, R-3864-2013, HQD-6, document 2.

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE (2014), *Indicateurs de performance et objectifs corporatifs*, R-3903-2014, HQT-3, document 2, 26 p.

INNOVAGRO CONSULTANTS (2011), *Potentiel énergétique des rejets thermiques industriel au Québec*, 32 p.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2011), *Energy Policy of IEA Countries – Norway - 2011 Review*, 146 p.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2013), *Energy Policy of IEA Countries - Sweden - 2013 Review*, 182 p.

ISO NEW ENGLAND, (2014) *2014 Regional Electricity Outlook* [En ligne] [www.iso-ne.com/aboutiso/fin/annl_reports/2000/2014_reo.pdf] (Consulté le 30 janvier 2015).

LANE, Jim [2013]. *Biofuels Digest, Biofuels mandates around the world : 2014*. [En ligne] biofuelsdigest.com/bdigest/2013/12/31/biofuels-mandatesaround-the-world-2014/ (Consulté le 15 janvier 2015).

LAZARD, LAZARD's *Levelized cost of Energy Analysis – Version 8.0*, septembre 2014, 19 p.

MANITOBA PUBLIC UTILITIES BOARD, *A Final Order with Respect to Manitoba Hydro's Application for Increased 2010/11 and 2011/12 Rates and Other Related Matters*, 17 janvier 2012, 232 p.

McCLENEHAN, Doug [2011], *Drake 2: The New 1,000-Home Solar Thermal Community in Alberta*, présenté lors de la Canadian Solar Industries Association Annual Conference & Exposition, December 5, 2011, Toronto.

MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION DU QUÉBEC (2008), *Rapport final intégral sur les bioproduits – 18 juin 2008*.

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES (2015), *Efficacité et innovation énergétiques* [En ligne] [politiqueenergetique.gouv.qc.ca/documentation/] (Consulté le 30 janvier 2015).

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES (2014), *Profil statistique de l'énergie au Québec* [En ligne] [politiqueenergetique.gouv.qc.ca/documentation/] (Consulté le 30 janvier 2015).

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2012). *Cadre normatif du Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (phase II)*, 23 p.

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2011). *Plan d'action 2011-2015 de la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles*, 34 p.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, *What is a biorefinery?* [En ligne] [nrel.gov/biomass/biorefinery.html] (Consulté le 27 janvier 2015).

OBSERV'ER (2013), *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde : collection chiffres et statistiques* [En ligne] [energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/pdf/15e-inventaire-Chap02.pdf] (Consulté le 30 janvier 2015).

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (2015), *Exportations et importations d'électricité – Décembre 2014*.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2014), *Décision relative à la demande d'approbation des amendements à l'entente de 2009 portant sur la suspension temporaire des livraisons de la centrale de TCE*, D-2014-086, R-3875-2014, 18 p.

RESSOURCES NATURELLES CANADA. *Énergie solaire thermique* [En ligne] [rncan.gc.ca/energie/renouvelable-electricite/solaire-thermique/7302] (Consulté le 23 février 2015).

RESSOURCES NATURELLES CANADA (2012). *Geothermal Energy Resource Potential of Canada*, 301 p.

ROTHSAY BIODIESEL, *Notre biodiesel* [En ligne] [rothsaybiodiesel.ca/francais/notre_biodiesel.html] (Consulté le 30 janvier 2015)

SECOR/KPMG (2013), *Retombées économiques de l'industrie éolienne québécoise*.

STATISTIQUE CANADA, *Tableau 027-0008, Société canadienne d'hypothèques et de logement, Logements mis en chantier, en construction et achèvements, toutes les régions, trimestriel (unités)* [En ligne] [statcan.gc.ca/tables-tableaux/sum-som/l02/cst01/manuf05-fra.htm] (Consulté le 28 janvier 2015).

TECHNOSIM (2002), *Mise à jour du potentiel technico-économique d'énergie au Québec – Marchés commercial et institutionnel*, rapport présenté à Hydro-Québec et à l'Agence de l'efficacité énergétique, 79 p.

TECHNOSIM (2011), *Potentiel technico-économique de l'énergie au Québec*, rapport technique présenté à Hydro-Québec, 123 p.

UMP BIOFUELS, *Advanced biofuel production* [En ligne] [upmbiofuels.com/biofuel-production/advanced-biofuel-production/Pages/Default.aspx] (Consulté le 14 janvier 2015).

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2008), *20% Wind energy by 2030 – Increasing wind energy's contribution to U.S. electric supply*, 228 p.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2014), *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014*, 12 p.

VILLE DE QUÉBEC, *Ordure ménagère – Incinérateur* [En ligne] [ville.quebec.qc.ca/citoyens/matieresresiduelles/ordures_menageres/incinereateur.aspx] (Consulté le 30 janvier 2015).

VOIR VERT, *Nouvelle chaire de recherche en bâtiments verts à Concordia* [En ligne] [www.voirvert.ca/nouvelles/actualites/nouvelle-chaire-recherchebatiments-verts-concordia] (Consulté le 30 janvier 2015).

WALKER, S. et coll. (2014), *Global Pellet Demand Outlook – Special Market Analysis Study*, RISI, 79 p.

WHITMORE, J. et P. O. Pineau (2014), *État de l'énergie au Québec*, 33 p.

ZINS BEAUCHESNES ET ASSOCIÉS (2011), *Portrait économique du secteur de l'énergie solaire au Québec*, rapport final, 46 p.



Québec 