

IRÉC

NOTE DE RECHERCHE

INSTITUT DE RECHERCHE EN ÉCONOMIE CONTEMPORAINE

Hydro-Québec 2020 Les défis du siècle de la transition énergétique

Pierre Godin

DÉCEMBRE 2019

www.irec.quebec

secretariat@irec.quebec

Notices biographiques

Chargé de projets pour l'Institut de recherche en économie contemporaine, **Pierre Godin** s'intéresse particulièrement aux enjeux énergétiques

Directeur général de l'IRÉC, **Robert Laplante** détient un doctorat en sciences sociales (sociologie) à l'École normale supérieure de Cachan (Paris). Il a publié de nombreux travaux scientifiques, en particulier dans le domaine des études coopératives. Il s'intéresse plus particulièrement à l'économie politique de l'exploitation forestière et aux questions relatives au développement régional. Robert Laplante a publié plusieurs livres dont *L'expérience coopérative de Guyenne*.

© Institut de recherche en économie contemporaine

ISBN 978-2-924927-43-4 (PDF)

Dépôt légal — Bibliothèque nationale du Québec, 2019

Dépôt légal — Bibliothèque nationale du Canada, 2019

IRÉC, 10555, Avenue de Bois-de-Boulogne, CP 2006, Montréal (Québec) H4N 1L4

Avant-propos

Le 75e anniversaire d'Hydro-Québec : l'occasion d'une réflexion globale sur l'avenir du Québec¹

Au cours des dernières années, l'Institut de recherche en économie contemporaine (l'IRÉC) s'est engagé dans un programme de recherche centré sur les principaux enjeux économiques, technologiques et environnementaux associés à la transition énergétique du Québec. Il était donc normal, dans le cadre de cette démarche, de profiter du 75e anniversaire de la création d'Hydro-Québec pour rappeler quelques grands faits saillants de son histoire et, surtout, pour souligner les grands enjeux auxquels la société d'État sera confrontée au cours des prochaines décennies. Cette période, dans laquelle le Québec et le reste du monde sont déjà engagés, sera marquée par le défi central de la transition énergétique, elle-même l'un des principaux pivots de la plus large transition écologique dont — on le comprend maintenant — dépend l'avenir de la civilisation humaine.

Au cours des prochaines années, l'IRÉC va poursuivre la réflexion qu'elle a amorcée depuis un certain temps déjà sur des problématiques telles que l'électrification des transports, l'écofiscalité, les technologies liées aux batteries et aux autres systèmes de conservation de l'énergie, etc. Cette réflexion s'inscrit plus largement dans celle qu'avait amorcée la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, qui a remis son rapport final en 2014² et qui a pu fournir une perspective générale sur des questions qui se situent aujourd'hui au cœur des enjeux de la transition énergétique.

Le présent document s'inspire en partie de cet effort de réflexion et chapeautera par conséquent une série de publications qui vont progressivement explorer ce vaste territoire, en commençant par dresser un premier portrait sommaire des grands enjeux auxquels Hydro-Québec et le gouvernement du Québec seront confrontés au cours de la prochaine décennie en matière de transition énergétique et de développement économique.

En plus des parutions qui se retrouvent déjà sur le site de l'IRÉC³, d'autres publications seront bientôt mises en ligne sur des sujets tels que :

- Le potentiel québécois de production de l'hydrogène par la filière de l'électrolyse ;

¹ L'auteur principal de ce document, Pierre Godin, tient à remercier l'ensemble de l'équipe de l'IRÉC pour le soutien et l'accompagnement auxquels il a eu accès, ainsi que pour les commentaires qui lui ont été formulés tout au long du processus de planification, de rédaction, de validation, de formatage et de publication du document. Toutefois, toute erreur ou imprécision qui pourraient demeurer dans ce document relèvent de sa responsabilité exclusive.

² Lanoue, Roger et Mousseau, Normand — Maîtriser notre avenir énergétique. Pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous, Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, 2014.

³ Voir : <https://irec.quebec/publications>. Il est à noter que tous les hyperliens mentionnés dans ce document étaient valides au 15 novembre 2019.

- L'impact des technologies photovoltaïques d'autoproduction d'énergie sur la filière centralisée de production électrique d'Hydro-Québec ;
- L'évolution des surplus d'énergie d'Hydro-Québec et la gestion des risques de la société d'État ;
- L'utilisation de ces surplus pour alimenter une politique industrielle et une stratégie commerciale de nouvelle génération basée sur des produits à faible intensité en carbone et se concentrant sur des marchés ouverts au commerce international ;
- Les avantages comparatifs de l'aluminium et d'autres métaux non ferreux produits au Québec sur le plan des émissions de gaz à effet de serre lors de leur production primaire et tout le long de leur cycle de vie ;
- Le potentiel de développement des centres de calcul et des technologies de chaînes de blocs alimentés par l'électricité québécoise, en tenant compte de l'ensemble du cycle de vie des biens et services qui sont produits et commercialisés ;
- Le développement et la mise en œuvre de stratégies énergétiques locales et régionales complémentaires aux stratégies d'Hydro-Québec et strictement basées sur des énergies renouvelables carboneutres disponibles localement ;
- Les stratégies énergétiques à mettre en œuvre dans les domaines de la production agricole et forestière ;
- Les stratégies d'investissements privés et publics visant à rentabiliser les différents volets de la transition énergétique du Québec.

D'autres sujets liés aux problématiques soulevées ou évoquées dans ce document pourront également être approfondis dans des domaines liés aux politiques publiques, à l'émergence de nouvelles filières technologiques et énergétiques, aux impacts de ces défis en matière d'aménagement du territoire et de gestion des ressources écologiques, ou encore aux impacts environnementaux et sociaux de la transition énergétique. L'IRÉC entend ajuster ses propres priorités de recherche sur la base d'échanges soutenus qu'il entend poursuivre avec différents partenaires de toutes les régions du Québec et de tous les secteurs de la société québécoise.

Robert Laplante

Table des matières

LE 75^E ANNIVERSAIRE D’HYDRO-QUÉBEC : L’OCCASION D’UNE RÉFLEXION GLOBALE SUR L’AVENIR DU QUÉBEC	III
LE QUÉBEC ET HYDRO-QUÉBEC À LA CROISÉE DES CHEMINS.....	1
CHAPITRE 1	5
LE PROGRAMME DE CONSTRUCTION D’HYDRO-QUÉBEC	5
1.1 LA FIN D’UNE ÉPOQUE	5
1.2 HYDRO-QUÉBEC : UN LEVIER POUR LE DÉVELOPPEMENT DU QUÉBEC	8
CHAPITRE 2	13
LES MARCHÉS DE L’ÉLECTRICITÉ AU LENDEMAIN DU PROGRAMME DE CONSTRUCTION.....	13
2.1 DEUX QUESTIONS POUR HYDRO-QUÉBEC	13
2.2 LA « SPIRALE DE LA MORT » ET HYDRO-QUÉBEC : MYTHE OU RÉALITÉ ?.....	13
2.2.1 <i>L’autoproduction d’énergie solaire au Québec</i>	<i>15</i>
2.3 LES EXPORTATIONS D’ÉLECTRICITÉ ET LA VALORISATION DES RÉSERVES HYDRAULIQUES DU QUÉBEC	16
2.3.1 <i>Une opération rentable sur le plan comptable</i>	<i>18</i>
2.3.2 <i>La nouvelle dynamique des marchés d’exportation</i>	<i>20</i>
CHAPITRE 3	25
L’ÉNERGIE CARBONEUTRE DU QUÉBEC, UN LEVIER DE DÉVELOPPEMENT	25
3.1 EXPORTER LA MATIÈRE PREMIÈRE OU LES PRODUITS DE SA TRANSFORMATION ? LES CAS DE L’ALUMINIUM ET DE L’ÉLECTRICITÉ	25
3.2 HYDRO-QUÉBEC 2.0 : INTERVENIR « EN AVAL » DE LA MISSION TRADITIONNELLE	26
3.3 UNE POLITIQUE INDUSTRIELLE DE NOUVELLE GÉNÉRATION.....	29
3.3.1 <i>L’exemple de l’aluminium</i>	<i>29</i>
3.3.2 <i>Une stratégie commerciale québécoise pour la faible intensité en carbone.....</i>	<i>30</i>
3.4 POUR DES STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES LOCALES ET RÉGIONALES.....	32
3.4.1 <i>La maîtrise de l’énergie par les collectivités locales.....</i>	<i>34</i>
METTRE EN PLACE UN CADRE FINANCIER ADAPTÉ À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC	37

Le Québec et Hydro-Québec à la croisée des chemins

Le Québec souligne en 2019 le 75^e anniversaire de la naissance d'Hydro-Québec. Cet anniversaire fournit l'occasion de souligner à quel point la création de cette société d'État est l'un des gestes stratégiques les plus importants que le Québec ait posés au cours de tout le dernier siècle. Plus qu'une autre occasion de procéder à un bilan d'ensemble de la trajectoire de ce formidable levier de développement économique, il permet également — et surtout — de constater qu'Hydro-Québec est depuis quelques années déjà engagée dans un véritable moment charnière de son histoire.

Depuis ses tout débuts, en effet, Hydro-Québec a poursuivi le plus important programme de construction de l'histoire du Québec, allant de l'agrandissement de la centrale de Beauharnois à l'aménagement du complexe de La Romaine. Le résultat de cet immense chantier aura été, certes, de doter le Québec d'une énergie renouvelable abondante, parmi les moins coûteuses au monde. Mais il aura surtout procuré au Québec un atout extraordinaire à l'entrée dans le XXI^e siècle, soit celui de pouvoir être l'un des chefs de file mondiaux en matière de reconversion écologique de l'économie et de lutte au réchauffement climatique. Le patrimoine hydroélectrique du Québec constitue un atout unique au monde et constitue un avantage économique exceptionnel au moment où l'économie mondiale s'engage dans une transition énergétique massive.

La contribution d'Hydro-Québec ne se limite pas à ces seuls avantages énergétiques, économiques et environnementaux. Tout au long du vaste programme de construction qu'elle a mené presque sans interruption depuis la fin de la Deuxième Guerre mondiale, l'action d'Hydro-Québec a exercé un impact structurant sur toute l'économie québécoise. À elles seules, les répercussions macroéconomiques de ses investissements ont fortement contribué à sortir le Québec d'une situation de sous-développement économique relatif qui le caractérisait alors que le reste de l'économie nord-américaine connaissait une période d'intense croissance liée à la deuxième vague d'industrialisation qui a marqué les décennies d'après-guerre.

Contrairement aux industries extractives qui demeuraient sous contrôle étranger et dont la plus-value était en très large partie exportée hors des circuits économiques endogènes du Québec, le vaste projet de construction d'Hydro-Québec est demeuré sous contrôle québécois, ses bénéfices ont été réinjectés dans l'économie québécoise, l'expertise dont il avait besoin a été développée dans des institutions québécoises, tandis que l'État du Québec pouvait bénéficier du levier financier considérable d'Hydro-Québec pour asseoir sa propre crédibilité financière sur les marchés mondiaux. Des pans entiers de l'économie moderne du Québec, allant du génie-conseil à la production d'aluminium primaire, sont nés et ont évolué en s'appuyant tantôt sur la poursuite du programme de construction, tantôt sur la disponibilité d'une électricité bon marché.

Prendre la mesure du tournant en cours

Si les effets macroéconomiques de cette électricité vont perdurer encore longtemps, ceux qui ont été entraînés par le programme de construction ont par contre déjà commencé à fléchir, alors que s'achève le chantier de la centrale La Romaine-4, qui constitue le point d'orgue de ce programme. Si le tout devait s'arrêter là, est-ce à dire que le rôle de la société d'État, après s'être assuré de bien remplir sa mission fondamentale de produire, transporter et distribuer son électricité, va se limiter de plus en plus à servir de vache à lait pour l'État, à livrer des bénéfices tirés de l'exploitation de son réseau de distribution, de la vente d'électricité à ses clients de grande puissance et de l'exportation de son électricité « verte » sur les marchés du Nord-est du continent ?

Pour une organisation qui a tout au long de son existence joué un rôle structurant majeur dans l'économie du Québec et qui a mené des projets parmi les plus audacieux de tout le continent, un tel repli vers ses fonctions de base et vers la simple génération de bénéfices nets serait à vrai dire non seulement décevant pour le Québec, mais priverait ce dernier du grand potentiel économique et de l'immense capacité d'agir de cette organisation hors pair, au moment même où la société qui l'a mise au monde et qui a vibré à ses projets s'engage dans le vaste chantier mondial que sera celui de la transition énergétique.

Le fait que le programme de construction « conventionnel » d'Hydro-Québec s'achève ne signifie pas que la contribution de la société d'État au développement du Québec doive se replier sur les activités d'une vache à lait fiscale pour l'État. Cette contribution, il va sans dire, ne pourra pas prendre les mêmes formes que celles qui prévalaient lors des projets de la Côte-Nord et de la baie James. Elle s'inscrira autrement dans la grande chaîne de valeur d'Hydro-Québec.

Elle devra néanmoins être aussi critique pour l'avenir du Québec et pour son positionnement dans l'espace mondial de la transition énergétique, qu'elle l'a été pour son essor économique pendant les grandes années du programme de construction du siècle dernier. Les « chantiers » à venir ne prendront plus les mêmes formes et ne suivront plus les mêmes sentiers critiques. Ils ne seront plus centrés sur l'augmentation de l'offre d'électricité en amont de la chaîne de valeur énergétique, mais plutôt sur l'optimisation de ses usages en aval, à la fois sur les plans énergétique, économique et environnemental.

Hydro-Québec, qui s'était habituée à agir en tant que grand ordonnateur de son programme de construction, sera de plus en plus amenée à jouer le rôle de partenaire, d'innovateur et d'accompagnateur de projets qui vont prendre de multiples dimensions et viser des objectifs variés et complémentaires. De plus en plus, elle devra miser sur les synergies entre ses propres objectifs et ceux des politiques publiques de l'État du Québec.

Elle devra contribuer à développer et à mobiliser de nouvelles expertises de pointe dans des secteurs critiques pour la transition énergétique — à l'image de ce qu'elle a réussi à faire dans le secteur du génie-conseil. De nouveaux enjeux vont apparaître dans des domaines comme les politiques industrielles de nouvelle génération et les stratégies commerciales applicables aux

exportations québécoises, mais également à une autre échelle, comme le développement de stratégies énergétiques émanant de collectivités locales, de régions et d'ensembles métropolitains. De concert avec son actionnaire, Hydro-Québec devra contribuer, au moyen notamment des bénéfices nets qu'elle génère et en misant sur une cote de crédit exceptionnelle, à mobiliser les ressources financières publiques et privées pour alimenter le vaste chantier collectif que va constituer, pour les prochaines décennies, le grand virage de la transition énergétique ici et ailleurs.

Dans ce monde en perpétuel mouvement, dans la mesure où Hydro-Québec réussit à s'adapter à de nouveaux enjeux et à de nouvelles façons de faire, la contribution qu'elle pourra apporter au développement de tout le Québec sera tout aussi déterminante que celle que son programme de construction a entraînée dans la seconde moitié du siècle dernier. L'objet du présent document est d'en esquisser les grandes lignes et d'en pointer certaines de ses conditions de réussite.

Le programme de construction d'Hydro-Québec

1.1 La fin d'une époque

Lorsque le gouvernement d'Adélard Godbout décide, en 1944, de procéder à l'expropriation de la Montreal Light Heat and Power, qui détient alors un monopole effectif de la production et de la distribution de l'électricité dans la région de Montréal⁴, il amorce un rattrapage partiel du retard que le Québec avait accumulé dans le contrôle du principal service public énergétique qui a marqué le XXe siècle. À l'instar de plusieurs autres régions de l'Amérique du Nord, l'Ontario avait déjà amorcé la mise en place d'un réseau public de distribution de l'électricité à partir de la région de Niagara Falls. À partir de 1907, ce réseau va graduellement s'étendre à l'ensemble du complexe industriel et urbain de la rive canadienne des lacs Ontario et Érié. C'est par ce contrôle public (en grande partie municipal, à l'origine) du réseau de distribution que l'Ontario parvient dans un premier temps à imposer ses conditions aux producteurs d'électricité (qu'elle va ultimement absorber) et à garantir des tarifs raisonnables aux consommateurs.

En revanche, rien de tout cela ne vaut alors pour le Québec, où une série de grandes sociétés de production électrique opèrent des monopoles régionaux qui maintiennent un contrôle exclusif et total sur la production comme sur la distribution d'électricité et, par voie de conséquence, sur des tarifs souvent prédateurs. La société Montreal Light Heat and Power (MLHP), qui avec ses filiales dessert la grande région de Montréal, est le principal représentant de ce réseau de monopoles régionaux. Ce sont les actifs de cette société jusque-là toute puissante qui seront la cible de l'acquisition forcée par le gouvernement du Québec en 1944, au terme d'un long débat politique pour mettre fin au « trust » de l'électricité, à Montréal tout au moins.

Le transfert de ces actifs à la nouvelle Commission hydroélectrique du Québec — l'autre nom d'Hydro-Québec à l'origine — va d'abord permettre de geler ou de réduire les tarifs d'électricité pour les consommateurs montréalais, au moment où la fin de la Deuxième Guerre mondiale et l'amorce d'un baby-boom qui va marquer les deux décennies suivantes se traduisent par une croissance spectaculaire de la population et de l'économie. La disponibilité d'une électricité abondante et bon marché va appuyer le développement de nouvelles générations d'industries (en particulier celles dites de la Deuxième vague) et d'équipements domestiques (appareils électroménagers, télévision, etc.) qui ont en commun d'être de grands utilisateurs d'électricité. Pendant les premières décennies d'existence de la Commission hydroélectrique du Québec, la demande en électricité croît à un rythme qui va se maintenir dans une fourchette allant de 6 % à 10 % par année dans la grande région de Montréal. En contribuant à démocratiser l'accès à

⁴ La MLHP avait également le monopole de la distribution du gaz naturel sur son territoire.

cette énergie, la première mouture d'Hydro-Québec va ainsi jouer un rôle central dans le développement économique de la Métropole du Québec.

Avec une telle croissance de la demande, il est déjà acquis que l'offre disponible à partir des installations héritées de la MLHP — pour l'essentiel un réseau de centrales hydroélectriques au fil de l'eau localisées dans le grand archipel montréalais (Beauharnois, Les Cèdres, Rivière-des-Prairies et Chambly) — s'avérera rapidement incapable de suffire à la tâche. Alors que, dès les années 1950, Hydro-Québec commence à élargir son rayon d'action dans quelques régions périphériques peu ou mal desservies par les monopoles régionaux⁵, des actions sont entreprises non seulement pour accroître la capacité de production du grand archipel montréalais, mais pour mettre en valeur l'immense potentiel hydroélectrique de l'ensemble du territoire québécois. Ainsi, avant même la deuxième nationalisation de 1963, Hydro-Québec aura amorcé la planification et la mise en œuvre de ce qui va constituer un vaste programme de construction destiné à accroître la capacité de production d'électricité par la filière hydraulique, et à assurer le transport de cette énergie vers les grands bassins de consommation. Ce programme de facto va couvrir le reste du XXe siècle et déborder sur le suivant, où le chantier du complexe de La Romaine en constitue une sorte d'épilogue.

Dans un premier temps, soit entre les deux nationalisations de 1944 et de 1963, le « premier » Hydro-Québec va ainsi s'engager dans les projets suivants :

L'accroissement de la capacité de la centrale au fil de l'eau de Beauharnois en deux phases (1949-1953, puis 1956-1961 ; dans ce dernier cas, les travaux se dérouleront en parallèle avec ceux de la Voie maritime du Saint-Laurent), qui vont ajouter des turbines additionnelles et porter la capacité de la centrale à 1 574 MW.⁶

La construction, entre 1959 et 1962, de la centrale au fil de l'eau de Carillon, sur l'Outaouais, d'une capacité de 655 MW (qui n'est à toutes fins utiles utilisée que pendant les périodes de pointe quotidiennes de la demande), vient compléter l'aménagement du potentiel hydroélectrique du grand archipel montréalais.⁷

Après s'être fait concéder par le gouvernement du Québec les droits d'exploitation de la rivière Betsiamites sur la Côte-Nord⁸, Hydro-Québec amorce la réalisation de sa première centrale

⁵ Ces territoires couvrent des régions comme la Gaspésie, la Côte-Nord et le Nord-Ouest, en particulier.

⁶ D'autres travaux ont par la suite porté cette capacité à son niveau actuel de 1 903 MW, ce qui en fait la cinquième centrale d'Hydro-Québec en termes de puissance et qui la classe au 3^e rang mondial parmi les centrales au fil de l'eau.

⁷ En fait, il demeure un dernier site dont le potentiel hydroélectrique pourrait être exploité dans la Métropole : les rapides de Lachine. Des études avaient été réalisées à cet effet dans les années 1990, dans le cadre du Projet Archipel. Elles n'ont toutefois pas eu de suites pour des raisons tant économiques et urbanistiques qu'environnementales.

⁸ La Shawinigan Water and Power (SWP), qui avait à toutes fins utiles épuisé le potentiel hydroélectrique de la rivière Saint-Maurice, avait dès la fin des années 1940 procédé à l'évaluation du potentiel dans les bassins hydrographiques de la Côte-Nord, incluant les rivières Betsiamites, aux Outardes et Manicouagan. Elle avait soumis des propositions pour obtenir des concessions sur ces rivières. Le gouvernement du Québec a plutôt choisi la proposition de la nouvelle société Hydro-Québec dans le cas de la Betsiamites en 1951, puis en 1956 pour les rivières

hydroélectrique avec réservoir, Bersimis-1, d'une puissance initiale de 912 MW (depuis portée à 1 178 MW) entre 1953 et 1956. Trois ans plus tard, ce sera au tour de Bersimis-2 (845 MW) entre 1956 et 1959. Cette première intervention loin des centres de consommation de Québec et de Montréal amène Hydro-Québec à inclure dans ce projet la construction de sa première ligne de transmission à haute tension (315 kV), dont il n'existait alors que de très rares exemples mondiaux.

Après avoir à nouveau obtenu les droits d'exploitation nécessaires, Hydro-Québec entreprend en 1956 les études préliminaires pour l'aménagement du grand complexe hydroélectrique des rivières aux Outardes (3 centrales) et Manicouagan (5 centrales⁹). Les travaux de construction se poursuivront jusqu'en 1978 et aboutiront à terme à l'installation d'une puissance de quelque 7 500 MW.¹⁰ Encore une fois, le besoin d'acheminer cette énergie vers les centres de consommation pose la question de la technologie de transport, laquelle sera résolue par la construction d'une ligne de haute tension de 735 kV, une première mondiale.

Ce vaste programme de construction va se poursuivre et s'accélérer après la nationalisation de 1963¹¹. Il va mener une décennie plus tard à la réalisation du mégaprojet de La Grande, et au début du siècle suivant, du complexe de La Romaine, en plus d'inclure les nombreux investissements qu'Hydro-Québec consacre sur une base continue à l'amélioration de la performance, à la protection et à la mise aux normes de ses barrages et de ses centrales existantes.

Pendant ce temps, après des négociations complexes, Hydro-Québec va s'engager dans le financement et la réalisation de la centrale terre-neuvienne Churchill Falls et du réservoir Smallwood qui l'alimente, dont la construction va débuter en 1967. Ce projet, sous le contrôle de la société de la couronne Nalcor de Terre-Neuve depuis 2007, compte Hydro-Québec comme principal partenaire et est entièrement conçu, de la perspective de Terre-Neuve, pour alimenter les marchés d'exportation du Nord-Est de l'Amérique du Nord. Dans les négociations qui vont aboutir à la réalisation de la centrale, c'est la décision d'Hydro-Québec d'assumer la quasi-totalité

aux Outardes et Manicouagan. Ces deux décisions vont à toutes fins utiles mettre fin aux ambitions territoriales de la SWP et paver la voie à son intégration dans le réseau d'Hydro-Québec en 1963.

⁹ Le projet initial prévoyait la construction d'une centrale Manic-4, qui a par la suite été abandonné. Par contre, Hydro-Québec a acquis en 2009 la part de 60 % que détenait la papetière AbitibiBowater dans la centrale McCormick, adjacente à Manic-1. La part résiduelle de 40 % est détenue par Alcoa.

¹⁰ Soit environ la moitié de la puissance aménagée dans l'ensemble du complexe de La Grande, par comparaison.

¹¹ La nationalisation de 1963 a exclu un certain nombre de centrales hydroélectriques qui appartenaient à de grandes entreprises industrielles, en particulier dans le domaine de la production primaire d'aluminium, et qui servaient à les alimenter en électricité pour leurs fins propres. Ce réseau de centrales privées existe toujours et comprend les six centrales actuellement gérées par Rio Tinto Alcan — trois centrales sur la rivière Saguenay mises en service entre 1926 et 1943 et trois autres sur la rivière Péribonka mises en service dans les années 1950. La puissance combinée de ces six centrales est de l'ordre de 3 000 MW (ce qui équivaut à environ deux fois la puissance combinée des quatre centrales du complexe de La Romaine). Source : ministère de l'énergie et des Ressources naturelles du Québec, voir : <https://mern.gouv.qc.ca/energie/hydroelectricite/barrages-repertoire-amenagements.jsp>. Une autre aluminerie (Alcoa) détient une participation minoritaire de 40 % (Hydro-Québec détient les 60 % restants) dans la centrale McCormick, voisine de Manic-1 sur la rivière Manicouagan, dont la puissance est de 350 MW. Quand elle ne dispose pas de surplus de capacité, Hydro-Québec peut acquérir des quantités d'énergie de ces centrales privées.

des risques financiers qui va finalement en permettre le financement. En échange, Hydro va avoir accès à 90 % de la production totale de la centrale à un prix fixe déterminé par un contrat — récemment confirmé par la Cour suprême du Canada — qui se prolongera jusqu'en 2041. Par comparaison, Churchill Falls a une puissance installée de 5 428 MW, ce qui la situe au 2^e rang au Canada immédiatement après celle de Robert-Bourassa [LG-2] à 5 616 MW.

Il va également nécessiter de déployer et de sécuriser l'un des plus impressionnants réseaux de transport d'électricité, couvrant l'ensemble du territoire et assurant les interconnexions avec les réseaux voisins.¹² Ce programme — et les innovations qu'il a suscitées dans les technologies et les procédés — aura traversé la quasi-totalité des 75 années d'existence de la société d'État.

1.2 Hydro-Québec : un levier pour le développement du Québec

Si elle a permis de mobiliser des ressources financières de centaines de milliards de dollars depuis la fin de la Deuxième Guerre mondiale et d'accroître ainsi de façon très significative la valeur des actifs sous contrôle québécois, la réalisation de ce programme d'investissements aura consacré le rôle structurant majeur qu'Hydro-Québec a joué dans le développement de toute la société québécoise. Parmi les nombreuses facettes de cette contribution d'Hydro-Québec, on peut notamment rappeler :

À partir de 1963, Hydro-Québec décide d'imposer la francisation de ses opérations et de sa gestion à tous les paliers de sa structure. La MLHP opérait exclusivement à Montréal et en langue anglaise. La mise en œuvre de cette politique aura notamment nécessité de constituer une banque de terminologie couvrant plusieurs domaines de haute technicité. Dans un environnement d'affaires dominé par l'anglais, Hydro-Québec va pour la première fois faire la preuve qu'une

¹² L'ensemble des réseaux électriques nord-américains sont reliés les uns aux autres par des « *interconnexions* » qui, entre autres, synchronisent les fréquences de courant alternatif à 60 Hz et permettent les échanges d'électricité d'un réseau à l'autre. Il y a deux *interconnexions* dites « majeures » sur le continent (le *Eastern* et le *Western Interconnection*) auxquels s'ajoutent trois réseaux dits mineurs, à savoir ceux du Texas, de l'Alaska et du Québec. L'*interconnexion du Québec* est reliée à l'*Eastern Interconnection*. Voir : US Department of Energy, Office of Electricity <https://www.energy.gov/oe/services/electricity-policy-coordination-and-implementation/transmission-planning/recovery-act-0>. Par ailleurs, les producteurs et des gestionnaires de réseaux d'électricité du nord-est de l'Amérique du Nord sont réunis au sein d'une entité, le *Northeast Power Coordinating Council (NPCC)*, qui a notamment pour mission d'élaborer des normes – et d'en vérifier la conformité – concernant les interconnexions entre les différents réseaux et la gestion de ces derniers. Le NPCC regroupe les réseaux des États de la Nouvelle-Angleterre, de l'Ontario, des Maritimes (à l'exclusion de Terre-Neuve) et du Québec. À titre d'exemple, les principaux paramètres des politiques de gestion des risques opérationnels d'Hydro-Québec se trouvent ainsi à se conformer aux normes issues du NPCC.

Voir : <https://www.npcc.org/>. En plus de sa reddition de comptes à la Régie de l'énergie, Hydro-Québec doit rendre des comptes au NPCC, en particulier sur les questions relatives à la fiabilité de son réseau. Voir, par exemple : https://www.npcc.org/Library/Seasonal%20Assessment/NPCC_2019_Summer_Assessment.pdf (notamment pages 27 et suivantes, ainsi que 72 et suivantes). Ce rapport contient par ailleurs plusieurs informations sur la nature et l'importance des échanges d'électricité entre le Québec et ses voisins.

entreprise d'une telle envergure peut faire du français sa langue de travail et de communications et faire partie du peloton de tête de son industrie.

En fournissant une énergie électrique fiable à des coûts peu élevés, Hydro-Québec réussit rapidement à abaisser les tarifs d'électricité à des niveaux qui n'ont cessé de se situer parmi les plus bas de ce continent, en particulier dans le secteur résidentiel. D'une part, ces bénéfices auront permis de réduire les dépenses que les ménages consacrent à leurs activités domestiques (incluant le chauffage des logements). D'autre part, les tarifs appliqués aux clients industriels de grande puissance auront contribué à attirer au Québec des industries dont l'énergie électrique constitue un intrant majeur de leur production — la production d'aluminium primaire en étant l'exemple le plus connu.

Dans la réalisation de ses grands projets de construction, Hydro-Québec a fait en sorte de développer au Québec une expertise de pointe dans des secteurs comme l'ingénierie et la production de différents composants de ses systèmes de production, de transport et de distribution d'électricité. L'émergence au Québec d'un secteur dynamique du génie-conseil n'aurait pas été possible sans la mise en œuvre du vaste programme de construction de la société d'État à partir de la fin des années 1950.¹³

Les systèmes d'approvisionnement et les politiques d'achats — qui ont pour un certain temps accordé un traitement préférentiel aux producteurs locaux — qu'Hydro-Québec a dû mettre en place pour répondre aux besoins de son programme de construction ont généré une demande en continu pour de nombreux biens et services offerts par des fournisseurs répartis dans plusieurs régions du Québec, à un tel point que cet appel de produits de la société d'État a joué un rôle non négligeable dans les efforts de développement régional et dans la création d'emplois directs et indirects dans plusieurs régions.

Les activités d'Hydro-Québec en matière de recherche et de développement ont également exercé un impact important en matière d'innovation technologique¹⁴ et de développement d'une expertise de calibre mondial dans différents secteurs liés à l'électricité, que ce soit au sein de son Institut de recherche en électricité du Québec ou dans le cadre d'ententes de collaboration avec des universités ou des centres de recherche au Québec.

Pour financer son vaste programme de construction et ses investissements en matière d'entretien et de protection de ses actifs, Hydro-Québec a dû intervenir massivement sur les marchés de capitaux. La gestion de la dette de la société d'État — adossée à ses actifs et remboursée à même

¹³ Au moment où les investissements d'Hydro-Québec dans ses grands projets ont commencé à ralentir, les grandes entreprises québécoises de génie-conseil se sont tournées vers d'autres secteurs du génie civil, mais surtout vers des mandats dans de grands projets internationaux. Ce « virage » ne s'est toutefois pas déroulé sans heurts pour certaines des entreprises concernées.

¹⁴ Parmi les nombreux exemples, on peut noter le domaine du transport d'électricité à haute tension, le développement du concept de moteur-roue, ou encore le stockage de l'électricité. Hydro-Québec dispose de nombreux brevets, notamment par l'intermédiaire de son *Institut de recherche en électricité (IREQ)*. Voir : <http://www.hydroquebec.com/innovation/fr/innovations.html>

les revenus qu'ils génèrent — a des implications directes sur les finances publiques du gouvernement du Québec, son unique actionnaire. Dans les faits, Hydro-Québec fait partie du périmètre comptable de l'État du Québec. Il contribue ainsi à établir — à améliorer — la cote de crédit du Québec sur les marchés de capitaux et permet au gouvernement d'avoir accès à des taux d'intérêt plus intéressants pour ses propres emprunts.¹⁵

Par ailleurs, Hydro-Québec est tenue de verser au gouvernement du Québec, son unique actionnaire, les trois quarts de ses bénéfices annuels, en plus des autres transferts (taxes, redevances, etc.).¹⁶ Ainsi, pour l'année 2018, pour un chiffre d'affaires de 14,3 G\$ et des bénéfices nets de 3,2 G\$, Hydro-Québec a versé à son unique actionnaire des dividendes de 2,4 G\$. En incluant les autres revenus directs et indirects que l'activité économique d'Hydro-Québec génère pour le gouvernement du Québec (incluant les taxes à la consommation, les redevances hydrauliques, etc.), la contribution financière et fiscale totale de la société d'État au gouvernement du Québec s'est élevée à quelque 4,5 G\$ pour l'année 2018.¹⁷ Ce montant a tantôt servi à financer les services publics pour les citoyens et les citoyennes, tantôt réduit la pression fiscale exercée sur les contribuables.

Ces retombées d'Hydro-Québec sur la société, sur l'économie et sur les institutions publiques du Québec proviennent ainsi de deux sources complémentaires, mais distinctes :

Une source « permanente » associée à la disponibilité d'une énergie renouvelable abondante et moins chère que dans les marchés de référence (États américains et provinces canadiennes) ;

Une source « temporaire » découlant du vaste programme de construction qu'Hydro-Québec a mis en œuvre de façon continue depuis sa création.

¹⁵ Les agences de crédit ont attribué à Hydro-Québec les cotes suivantes en 2018. Il est à noter que ces cotes comptent parmi les plus élevées de toutes celles attribuées à des sociétés nord-américaines « d'utilité publique » du secteur de l'énergie. Par comparaison, la performance financière des sociétés de production et de distribution électriques de l'Ontario est nettement plus problématique, en grande partie du fait des investissements considérables qui devront être financés à moyen et long termes pour l'entretien, la rénovation et la mise aux normes de son réseau de centrales nucléaires vieillissantes.

Agence	Papier commercial	Dettes à long terme
Moody's	P-1	Aa2
Standard & Poors	A-1+	AA—
Fitch	F-1+	AA—
DBRS	R-1	A+

¹⁶ La Loi sur Hydro-Québec (LRQ, chapitre H-5) fixe les conditions et les modalités du versement au gouvernement d'une partie des dividendes déclarés par la société d'État. Voir en particulier la Section II.4 de la loi, aux articles 15.1 à 16, de même que l'article 22 de la Section III, lequel établit le niveau de l'électricité dite « patrimoniale » (165 TWh) qu'Hydro-Québec a l'obligation légale de fournir aux consommateurs québécois, en conformité notamment avec les règles fixées par la Régie de l'énergie.

¹⁷ Source : Hydro-Québec, Rapport annuel 2018, pages 40 à 44. Ainsi, pour l'année 2018, Hydro-Québec a versé au gouvernement, en plus de ses 2,4 G\$ de dividendes, des montants de l'ordre de 700 M\$ au titre des redevances hydrauliques, de 300 M\$ de taxes sur les services publics, de 200 M\$ en frais de garantie sur des titres d'emprunts, etc. Étant donné qu'Hydro-Québec constitue une société d'État du Québec, tous ses revenus nets sont inclus dans le périmètre comptable du gouvernement, incluant le solde de 800 M\$ entre les bénéfices nets de 3,2 G\$ et les dividendes versés au budget de l'État de 2,4 G\$.

Or, le programme de construction qui a marqué l'histoire d'Hydro-Québec tire maintenant à sa fin sous la forme qu'il a prise au moment où la société d'État investissait dans les mégaprojets de la deuxième moitié du XXe siècle. En effet, la demande domestique québécoise en électricité a cessé de croître dans la seconde moitié de la décennie de 2000, à peu près au moment où l'économie nord-américaine s'engageait dans la récession qui a suivi le choc financier de 2008. Cette pause en apparence conjoncturelle s'est toutefois avérée comme le début d'un ralentissement et d'une réduction structurels de la demande, en raison de la transition énergétique dans laquelle les économies développées — et le Québec avec elles — ont déjà commencé à s'engager.¹⁸

L'aménagement du potentiel hydroélectrique de la rivière La Romaine, au nord de Havre-Saint-Pierre, devait donc marquer un point d'orgue, voire un arrêt définitif, du programme de construction d'Hydro-Québec tel que le Québec l'a connu à partir des années 1950. Le projet abandonné d'aménagement hydroélectrique de la rivière de La Grande Baleine, qui se déverse dans la Baie d'Hudson au nord du complexe hydroélectrique de la Baie James, aura rétrospectivement constitué, dans les années 1980, une illustration de la limite à laquelle sont rendues les ambitions de développer — avec ce modèle — les territoires du Grand Nord québécois. La combinaison des droits territoriaux des Nations autochtones, la prise en compte mieux assumée des impacts environnementaux sur les écosystèmes locaux, ainsi que l'éloignement de plus en plus grand entre les sites de production et les bassins de consommation, font en sorte que les coûts et les impacts de tels projets sont de plus en plus élevés, quand ils ne deviennent pas carrément exorbitants.

Est-ce à dire que l'impact qu'Hydro-Québec sur la société et l'économie du Québec ne peut plus être ce qu'il a été et recherché ? Si tel est le cas, comment doit-on envisager le nouveau rôle que la société d'État peut être appelée à jouer dans le développement du Québec ? En quoi un tel nouveau rôle devrait-il les inclure dans de plus larges perspectives, en lien avec les enjeux de l'impérative transition énergétique ?

¹⁸ « Historiquement, Hydro-Québec doublait sa production d'électricité tous les dix ans. La demande en énergie au Québec, qui s'élève à environ 170 TWh par année, est toutefois stable depuis 2008 en dépit d'une légère augmentation du nombre d'abonnements. » Hydro-Québec, *Une énergie propre à nous, Rapport sur le développement durable 2018*, page 63. Voir également Whitmore, J. et P.— O. Pineau *État de l'énergie au Québec 2019*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour Transition énergétique Québec, Montréal 2018, pages 1 à 3.

Les marchés de l'électricité au lendemain du programme de construction

2.1 Deux questions pour Hydro-Québec

Tout au long de la mise en œuvre du vaste programme de construction qui a marqué les premières décennies de son existence, le modèle d'affaire d'Hydro-Québec a constitué l'une des plus puissantes locomotives économiques du Québec et de ses régions. Au cours de la dernière décennie, toutefois, il a été soumis à de fortes pressions résultant, d'une part, de la stabilisation de la demande domestique en électricité et de la fin du programme de construction qui a dominé l'évolution de la société d'État depuis sa création, et, d'autre part, de la nécessité d'amorcer et de compléter le plus rapidement possible — au Québec comme ailleurs — une vaste transition énergétique pour faire face aux changements climatiques.

Le virage qu'a déjà amorcé Hydro-Québec va mener, à terme, à une profonde redéfinition du rôle qu'il est appelé à jouer dans le développement de la société et de l'économie québécoise. À cet égard, il est important de revenir sur deux questions qui ont, parmi d'autres, marqué la discussion publique récente sur le rôle et les stratégies de la société d'État :

La menace que représente l'émergence de filières décentralisées de production d'électricité — en particulier de l'énergie solaire photovoltaïque — et qui peut entraîner le producteur centralisé qu'est Hydro-Québec dans ce que son président-directeur général a qualifié de « spirale de la mort ».

La stratégie de résorption des surplus actuels dont dispose Hydro-Québec par une augmentation substantielle des exportations d'électricité vers les voisins que sont les États américains et les provinces canadiennes du nord-est du continent.

Ces deux questions sont loin d'épuiser la liste des enjeux auxquels doit faire face Hydro-Québec dans la redéfinition de son modèle d'affaires. Mais la façon dont elles ont été abordées au cours des dernières années jette un éclairage révélateur sur les défis qui vont marquer les incontournables décennies de transition énergétique qui viennent.

2.2 La « spirale de la mort » et Hydro-Québec : mythe ou réalité ?

Au début de 2018, le président-directeur général d'Hydro-Québec, Éric Martel, faisait part d'inquiétudes sur les conséquences pour Hydro-Québec de la généralisation de l'installation de panneaux solaires photovoltaïques à bas prix, permettant aux consommateurs d'autoproduire une partie de leur électricité à des coûts égaux ou inférieurs à ceux des tarifs de la société d'État.

Or, comme cette dernière gère un réseau centralisé de production et de transport d'électricité dont les coûts de production sont pour l'essentiel fixes¹⁹, toute baisse appréciable et prolongée de revenus peut difficilement être compensée par un ajustement équivalent des dépenses. Dans une situation où l'autoproduction par les clients (au moyen de panneaux solaires à bon marché, en particulier) se généralisait et aboutissait à une réduction nette de leur consommation, Hydro-Québec serait rapidement forcée d'augmenter ses tarifs pour compenser ce manque à gagner. En retour, ces tarifs plus élevés encourageraient davantage les consommateurs à opter pour l'autoproduction, une évolution néfaste qu'Éric Martel décrivait comme une « spirale de la mort ». De façon moins imagée, le Rapport sur le développement durable 2018 d'Hydro-Québec décrit ainsi la situation :

« À l'horizon 2025, le prix de l'énergie solaire pourrait concurrencer celui de l'hydroélectricité pour le marché résidentiel. Si ce contexte se concrétise, certains clients pourraient alors devenir producteurs autonomes d'énergie solaire. Cette nouvelle donne pourrait avoir des incidences, notamment sur les tarifs. L'entreprise devrait répartir autrement ses coûts d'approvisionnement (production et achats d'électricité) ainsi que ses coûts d'exploitation sur l'ensemble de la clientèle. »²⁰

L'IRÉC publiera prochainement une note qui explorera plus en profondeur la menace que l'autoproduction d'énergie par des panneaux solaires photovoltaïques peut exercer à court et à moyen terme sur Hydro-Québec. Pour l'essentiel, il en ressortira que :

- L'énergie solaire disponible en territoire québécois est légèrement moindre que dans le reste du continent nord-américain. L'ensoleillement maximal se situe dans ses régions méridionales. Toutefois, cette énergie disponible demeure grosso modo égale à celle qui prévaut pour les régions de Toronto et d'Ottawa ;
- Les tarifs d'électricité en vigueur au Québec dans le secteur résidentiel sont nettement inférieurs à ceux qui prévalent dans le reste de l'Amérique du Nord (deux fois moins élevés qu'en Ontario ; quatre fois moins élevés que dans les régions de New York et de Boston).

Par conséquent, les baisses de prix prévues des panneaux solaires pour les prochaines années ne vont atteindre au Québec des niveaux favorables à l'autoproduction que plus tard, par rapport aux marchés de l'Ontario, de New York ou de la Nouvelle-Angleterre.

Inversement, et principalement à cause des tarifs nettement plus élevés qui prévalent sur ces marchés autour du Québec, les effets de l'autoproduction d'énergie solaire vont d'abord se manifester sur les marchés d'exportation que vise Hydro-Québec, plutôt que, dans un premier temps tout au moins, sur son marché domestique.

La menace d'une « spirale de la mort » affectera donc davantage — et plus rapidement — les « public utilities » énergétiques des marchés en périphérie du Québec que la société d'État

¹⁹ Par exemple, les coûts d'amortissement des installations centralisées d'Hydro-Québec (barrages, centrales, postes et lignes de transport, etc.) sont gérés par le service de la dette de la société d'État et constituent des coûts en grande partie fixes, indépendants des fluctuations dans la consommation d'électricité et des revenus qui en proviennent.

²⁰ Hydro-Québec, *Une énergie propre à nous*, Rapport sur le développement durable 2018, page 56.

québécoise elle-même. Les pertes possibles de revenus d'exportation constituent donc une menace à la fois plus grande et plus immédiate que celle d'une « spirale de la mort » engendrée sur le marché domestique québécois.

2.2.1 L'autoproduction d'énergie solaire au Québec

Il ressort de cette analyse qu'une progression significative de l'autoproduction d'énergie solaire en Amérique du Nord au cours de la prochaine décennie soulève d'abord et avant tout des enjeux pour les stratégies de résorption des surplus actuels d'Hydro-Québec, qui a largement misé sur une croissance rapide des exportations vers les États américains et les provinces canadiennes du nord-est du continent. Les inquiétudes du président-directeur général sont certes fondées, mais elles interrogent davantage les objectifs d'Hydro-Québec sur ses marchés d'exportation que ses pratiques tarifaires sur ses marchés domestiques. C'est de cette stratégie qu'il sera question dans la prochaine section.

Toutefois, avant d'y arriver, il est important de soulever trois enjeux particuliers relatifs à l'autoproduction, d'une part, et à la filière solaire photovoltaïque, d'autre part.

De façon générale, l'autoproduction d'électricité — c'est-à-dire la production in situ d'électricité par ses usagers — comporte l'avantage d'éliminer la plus grande partie des pertes (et des coûts) associée au transport et à la distribution de l'électricité. En outre, la production locale d'électricité au sein d'un réseau (grid) décentralisé flexible facilite l'appariement des échelles entre les besoins de consommation et les capacités de production. En théorie, donc, le développement de capacités élevées d'autoproduction peut s'avérer, dans la mesure où les technologies et les conditions économiques le permettent, une stratégie énergétique globalement plus efficiente et un outil important d'une transition énergétique réussie. Comme nous le verrons plus loin dans ce document, une telle approche ouvre la porte à la conception et à la mise en œuvre de stratégies énergétiques locales et régionales.

Dans un rapport réalisé à la demande d'Hydro-Québec en 2014, le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG), basé à Montréal, a comparé les différentes filières de production d'électricité en utilisant la méthodologie de l'analyse du cycle de vie (ACV).²¹ Cette analyse a permis de comparer les filières thermiques non renouvelables (gaz naturel, charbon, mazout ou nucléaire) aux filières renouvelables (hydroélectricité, solaire, éolien, géothermie ou biomasse) sous l'angle de sept indicateurs d'impacts environnementaux, dont celui sur les changements climatiques. La filière hydroélectrique a été analysée à la fois dans une perspective générique (en distinguant notamment les centrales au fil de l'eau et celles avec réservoir) et dans celle du réseau particulier de production d'Hydro-Québec. Parmi les autres filières renouvelables analysées se trouve celle

²¹ CIRAIG, Comparaison des filières de production d'électricité et des bouquets d'énergie électrique, Rapport technique préparé pour Hydro-Québec, Montréal, novembre 2014.

du solaire photovoltaïque. Pour l'essentiel, ces analyses font ressortir que, sous l'angle des changements climatiques, l'impact des filières hydroélectriques d'Hydro-Québec (au fil de l'eau et avec réservoir) est globalement moindre que celui de la filière solaire photovoltaïque.²²

Dans le cas de l'électricité produite par les filières centralisées d'Hydro-Québec, l'analyse fait ressortir que le passage au solaire photovoltaïque ne constitue pas un avantage en vertu de l'analyse du cycle de vie portant sur les changements climatiques. Toutefois, comme cette analyse n'incluait pas les impacts liés au transport et à la distribution de l'électricité, et que la production décentralisée d'énergie solaire permet d'éliminer en grande partie ces impacts, l'effet net d'un passage de la filière hydroélectrique centralisée à celle du solaire photovoltaïque décentralisé n'est pas connu.

Malgré toutes les nuances qu'il faut considérer sur la progression prévisible de la filière photovoltaïque décentralisée et des capacités d'autoproduction d'électricité sur le marché domestique du Québec, l'évolution de cette technologie produira un impact significatif sur Hydro-Québec, et ce, même si le nombre d'installations de panneaux solaires devait demeurer modeste en territoire québécois. Cela ne signifie pas que cette technologie n'aura pas d'applications rentables au Québec. En effet, les technologies photovoltaïques peuvent constituer une source énergétique d'appoint intéressante pour les collectivités québécoises isolées du réseau intégré de distribution d'Hydro-Québec. La société d'État expérimente par ailleurs, sur deux sites de la Montérégie, des formules de centrale solaire photovoltaïque pouvant desservir des quartiers entiers en soutien à l'électricité distribuée sur le réseau intégré. De telles formules, ainsi que des panneaux solaires individuels, peuvent également être incorporées dans les microréseaux qu'Hydro-Québec prévoit d'implanter dans les prochaines décennies.

L'impact de la filière photovoltaïque sur le modèle d'affaires d'Hydro-Québec va d'abord interpellier les stratégies continentales de la société d'État, les conditions d'exploitation des réseaux et l'évolution des flux de revenus qui en garantissent la pérennité, ainsi que l'équilibre institutionnel et réglementaire qui a résulté de la déréglementation américaine de la fin du siècle dernier. Si les nouvelles technologies ouvrent des perspectives nouvelles en matière de production d'électricité, c'est principalement la reconfiguration conséquente des marchés nord-américains qui va affecter le positionnement stratégique d'Hydro-Québec au cours des prochaines décennies.

2.3 Les exportations d'électricité et la valorisation des réserves hydrauliques du Québec

C'est devant cette toile de fond qu'il faut explorer les stratégies misant d'abord sur les exportations pour résorber les surplus actuels d'électricité dont dispose Hydro-Québec. Cette nécessaire révision du modèle d'affaires nord-américain de la société d'État doit d'ores et déjà

²² CIRAIG, op. cit., Annexe A : *Fiche comparative – Changement climatique*, Figure 1

s'adapter au fait que celle-ci a déjà commencé à s'engager dans une nouvelle phase de son histoire, qu'on pourrait qualifier de « post-programme de construction ». Avant d'aborder la question des exportations en tant que telle, il est important de clarifier certaines questions préalables. Parmi celles-ci se retrouvent les suivantes :

Les exportations d'électricité doivent s'alimenter à partir de surplus d'énergie dont dispose Hydro-Québec en sus des quantités dont elle a besoin pour répondre à la demande domestique provenant de ses clients québécois. Deux questions surgissent à cet égard : à combien ces surplus sont-ils évalués à court terme, d'une part, et, d'autre part, quels sont les facteurs, incluant les risques, associés à leur évolution à moyen et long termes ?²³

Ces surplus peuvent, certes, être valorisés par les exportations vers les marchés extérieurs, mais ce n'est pas la seule avenue de développement envisageable. Comment Hydro-Québec, seule ou avec ses clients ou ses partenaires, peut-elle réaliser dans le marché intérieur la valeur de ces surplus, en tenant notamment compte du fait qu'ils constituent une énergie renouvelable et carboneutre convoitée par plusieurs acteurs d'ici et d'ailleurs ? Comment le Québec peut-il optimiser l'impact de ces réserves, non seulement sur les équilibres comptables et financiers de la société d'État et de son unique actionnaire (le gouvernement du Québec), mais aussi sur le potentiel de développement et de transformation de l'ensemble de son économie ?

Dans ce contexte, quelle part de ces surplus actuels ou prévus doit être consacrée à alimenter les exportations, et à quelles conditions ? Quels autres usages de l'électricité excédentaire peuvent être considérés au cours des prochaines décennies, dans un contexte où la société québécoise dans son ensemble doit s'engager dans une transition énergétique réussie et atteindre ses objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre ?

Enfin, il faudra bien cerner les répercussions que vont avoir la conception et la mise en œuvre de telles stratégies de valorisation des surplus et de transition énergétique sur plusieurs autres aspects du développement. En particulier, il faudra examiner les impacts sur :

- Le modèle d'affaires général d'Hydro-Québec en période de transition énergétique, à l'horizon des cibles que le Québec s'est fixées dans ses stratégies de lutte aux changements climatiques;
- Les modes de collaboration et de partenariat avec les différents acteurs du développement économique et des régions du Québec;
- La nature et l'ampleur des échanges commerciaux entre Hydro-Québec et ses clients des États américains et des provinces qui peuvent bénéficier de l'énergie renouvelable et carboneutre qu'elle est en mesure de leur offrir;

²³ L'IRÉC publiera prochainement une note distincte qui approfondira ces questions liées à l'évaluation quantitative des surplus d'énergie et de puissance, d'une part, et les facteurs de risque affectant ces surplus à moyen et à long terme.

- Le renouvellement et le déploiement d'une expertise interne de pointe adaptée aux besoins de sa clientèle et de ses partenaires dans la phase « post-programme de construction » qui s'amorce;
- La nature, les objectifs et les mécanismes des relations renouvelées qu'Hydro-Québec doit maintenir ou développer avec l'État du Québec, son unique actionnaire.

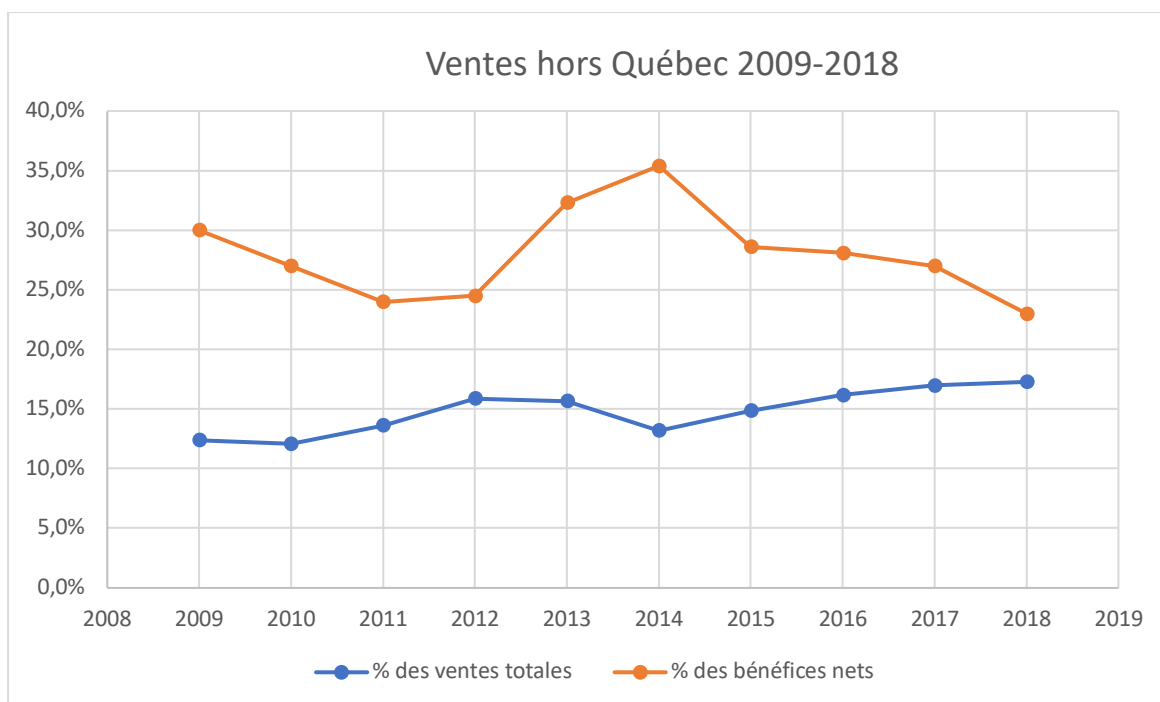
2.3.1 Une opération rentable sur le plan comptable

En 2018, Hydro-Québec a vendu une quantité totale d'électricité correspondant à 208,9 TWh. De ce total, 17,3 % ont été exportés sur les marchés hors Québec, soit une quantité de 36,1 TWh, un niveau historique d'exportations nettes d'électricité qui a notamment été rendu possible par une forte hydraulité dans l'ensemble du réseau des 27 réservoirs de la société d'État. Pour cette année 2018, ces exportations ont généré des bénéfices nets de 744 M\$, ce qui équivaut à quelque 23 % des bénéfices nets totaux de cette année financière.²⁴

De tels niveaux historiques sont en fait représentatifs des tendances récentes d'exportation d'électricité du Québec. Pour la décennie se terminant en 2018, les exportations annuelles se sont élevées à tout près de 30 TWh en moyenne, soit près de 15 % des ventes totales annuelles d'Hydro-Québec. Par comparaison, les revenus nets tirés de ces exportations se sont élevés pendant cette décennie à quelque 28 % de ses bénéfices nets, soit près du double en proportion.²⁵

²⁴ Hydro-Québec, Une énergie propre à nous, Rapport annuel 2018, page 39.

²⁵ Compilations réalisées sur la base des données publiées dans les rapports annuels d'Hydro-Québec de 2009 à 2018, inclusivement. Plusieurs facteurs ont un impact sur les revenus tirés des exportations pour une année particulière. Par exemple, comme près des trois quarts des exportations sont à destination des États américains de la Nouvelle-Angleterre (47 %) et de New York (24 %), les taux de change effectifs du dollar canadien et les politiques de couverture de change d'Hydro-Québec vont avoir un effet sur les revenus tirés de ventes d'électricité libellées en dollars américains, mais comptabilisées en dollars canadiens dans les états financiers de la société d'État. Les prix de l'électricité sur les marchés d'exportation affectent également les revenus qu'il est possible d'en tirer : par exemple, la diminution des prix du gaz de schiste observée au cours de la dernière décennie a donc eu un impact sur les revenus provenant des ventes hors Québec, parce que cet hydrocarbure est largement utilisé pour la génération d'électricité aux États-Unis.



De 2009 à 2018, les revenus tirés des exportations d’Hydro-Québec ont donc contribué pour environ 8 G\$ aux bénéfices nets cumulatifs de quelque 27 G\$ déclarés par la société d’État. Pendant la même période, Hydro-Québec a versé près de 21 G\$ en dividendes à son unique actionnaire, le gouvernement du Québec.²⁶ On peut donc estimer que les revenus d’exportation ont contribué pour environ 5,8 G\$ aux dividendes totaux versés par la société d’État entre 2009 et 2018, lesquels ont été versés en partie au Fonds des générations, et en partie au fonds consolidé du revenu du gouvernement du Québec.²⁷

Il est clair que, tant du point de vue d’Hydro-Québec que de celui du gouvernement du Québec, les revenus tirés des exportations d’électricité s’avèrent très intéressants, dans la mesure toutefois où Hydro-Québec dispose de réserves suffisantes d’électricité pour satisfaire la demande domestique immédiate, d’une part, et pour faire face aux risques associés à ses stocks énergétiques

²⁶ Le calcul de ces versements est notamment fixé par les articles 15.1 à 15.7 de la Loi sur Hydro-Québec (LRQ, chapitre H-5). Les versements au *Fonds des générations* (article 15.1.1 de la loi) sont ultimement destinés à la gestion de la dette de l’État du Québec.

²⁷ L’ensemble de ces données monétaires sont exprimées en dollars courants et ont été calculées sur la base des rapports annuels de 2009 à 2018. Il est important de noter que la décision de mettre fin aux activités de la centrale nucléaire de Gentilly-2 a eu pour conséquence de réduire le bénéfice net déclaré par Hydro-Québec de près de 1,9 G\$ pour son année financière de 2012 et, par conséquent, d’accroître artificiellement la part des revenus d’exportation dans le bénéfice net de cette année-là, puisque les dividendes versés au gouvernement ont pour l’essentiel été amputés d’autant sans affecter les revenus tirés des exportations.

– pour l’essentiel la quantité d’eau turbinable disponible dans ses 27 grands réservoirs, d’autre part.²⁸

2.3.2 *La nouvelle dynamique des marchés d’exportation*

Or, les réseaux nord-américains de transport et de distribution d’électricité sont interconnectés et ont mis en place des normes communes concernant la gestion de leurs réseaux et de leurs risques²⁹. En outre, la déréglementation américaine du marché de l’électricité réalisée dans les années 1990 a eu pour conséquence de séparer les fonctions de production de celles associées au transport et à la distribution de l’électricité.

De nouveaux organismes — les Independent Systems Operators (ISO) — ont ainsi vu le jour et ont pris en charge les réseaux de transport et de distribution. Ce faisant, les monopoles intégrés verticalement qui contrôlaient auparavant la totalité de la chaîne de valeur des marchés de l’électricité ont été en partie démantelés. En contrôlant le transport et la distribution, les ISO pouvaient désormais choisir les producteurs avec lesquels ils entendaient conclure des ententes d’approvisionnement d’électricité, forçant plusieurs d’entre eux à entrer en concurrence les uns avec les autres. Les ISO pouvaient aussi plus facilement opter, dans le cas du Nord-est américain notamment, pour des approvisionnements auprès de fournisseurs canadiens, dont Hydro-Québec au premier chef. Hydro-Québec exportait bien sûr son électricité dans les États américains avant la déréglementation des années 1990. Mais le cadre dans lequel il pouvait le faire a grandement évolué à cause de cette réforme.

La restructuration organisationnelle d’Hydro-Québec à la fin des années 1990, par exemple, s’explique principalement par la volonté de s’harmoniser avec la nouvelle architecture du marché américain de l’électricité. Hydro-Québec demeure une entreprise monopolistique intégrée verticalement, mais deux de ses quatre composantes — Hydro-Québec TransÉnergie et Hydro-Québec Distribution — regroupent pour l’essentiel les mêmes attributions que les ISO américains. Hydro-Québec Production alimente Hydro-Québec Distribution, d’une part, en lui garantissant le bloc d’énergie dit « patrimonial » de 165 TWh/année et, d’autre part, en lui proposant des quantités d’énergie additionnelles — dites « post-patrimoniales » — dans le cadre d’appels d’offres publics où d’autres producteurs peuvent intervenir, à l’instar des producteurs

²⁸ Le volume total d’eau d’un réservoir comporte une partie d’eau qui n’est pas accessible à des fins de production d’électricité — qui ne peut être turbinée par les centrales à cause de la topographie du réservoir et de l’altitude des prises d’eau. Hydro-Québec doit donc déduire cette eau du volume brut du réservoir. Par ailleurs, la quantité d’électricité qu’il est possible de tirer d’un volume donné d’eau « turbiné » dépend en partie de la dénivellation entre le réservoir en amont et la centrale elle-même. Un mètre cube d’eau n’a donc pas la même énergie potentielle selon sa hauteur relative dans le réservoir : voilà pourquoi Hydro-Québec exprime la capacité de ses réservoirs en termes d’énergie potentielle (autrement dit, en térawatts/heure) plutôt qu’en volume d’eau, en tenant notamment compte de la cote (de la hauteur) de ses réservoirs.

²⁹ Dans le cas des réseaux de la Nouvelle-Angleterre, de New York, de l’Ontario, du Québec et des Maritimes (à l’exclusion de Terre-Neuve), ces normes sont établies et suivies par le *Northeast Power Coordinating Council*. Voir la note 10 en page 3.

d'énergie éolienne ou tirée de la biomasse. Pour sa part, Hydro-Québec Innovation, Équipements et Services partagés — qui jouait un rôle central de coordination du programme de construction — aura d'importantes responsabilités dans la coordination du virage technologique de la société d'État et dans différents aspects de la transition énergétique des prochaines décennies.

De son côté, l'Ontario a réorganisé l'ensemble de son secteur de l'électricité en s'inspirant largement du modèle américain. Hydro One, qui a fait l'objet d'une privatisation, a ainsi le mandat de gérer le système de transport et de distribution, alors que l'Ontario Power Generation, une société de la Couronne, produit environ la moitié de l'électricité ontarienne. Un autre producteur privé d'importance, Bruce Power, opère un ensemble de huit réacteurs nucléaires sur la rive du Lac Huron, ce qui en fait le plus important complexe nucléaire au monde. Au total, le complexe de réacteurs de Bruce fournit à lui seul tout près du tiers (32,1 %) de la puissance totale en Ontario.³⁰

C'est dans cet environnement de marché réformé qu'Hydro-Québec évolue depuis maintenant deux décennies. Or, les transactions qu'Hydro-Québec effectue pour exporter son électricité (ou pour en importer) peuvent se réaliser de deux manières différentes :

Hydro-Québec peut transiger sur un marché de court terme, en vendant son électricité à des clients (opérant sur d'autres réseaux) qui ont des besoins immédiats qu'ils ne peuvent, ou qu'ils ne désirent pas, combler à même leurs propres ressources. De tels besoins se manifestent souvent lors des périodes de pointe de la demande. Or, alors que cette pointe se produit généralement en été en Nouvelle-Angleterre, à New York et en Ontario, à cause principalement des besoins en climatisation d'immeubles, elle se manifeste en hiver au Québec, à cause des besoins en chauffage**. Ce décalage entre ces périodes de pointe fait en sorte que les marchés américains ont leurs besoins les plus importants au moment où, sauf exception, Hydro-Québec dispose d'une puissance excédentaire dans son propre réseau de génération. Le même phénomène joue en sens inverse dans les mois d'hiver. Ainsi, Hydro-Québec exporte une bonne partie de son électricité l'été, et en importe l'hiver (principalement à partir des capacités excédentaires de l'État de New York et de l'Ontario). De telles transactions, toutefois, sont négociées à des tarifs qui excèdent généralement les coûts moyens de génération d'électricité pour les réseaux concernés.³¹ En 2000, Hydro-Québec s'est dotée d'un parquet de transactions énergétiques pour écouler ses surplus d'électricité sur les marchés nord-américains de court terme.

³⁰ La puissance totale du complexe de réacteurs de Bruce est de l'ordre du 6 400 MW à la pointe (alors que la puissance de la centrale LG-2 atteint 5 616 MW). Cette puissance est notamment atteinte pour alimenter les besoins d'électricité du Québec lors de ses pointes hivernales. L'électricité provenant de l'Ontario pendant ces périodes est en bonne partie dérivée des réacteurs de Bruce.

** Dans une future note de recherche, l'IRÉC entend revenir sur les stratégies qu'Hydro-Québec peut gérer lorsque la demande domestique approche les limites de sa capacité de production (incluant celle de Churchill Falls) lors des pointes hivernales. Hydro-Québec peut acquérir des quantités d'énergie des centrales privées détenues par les alumineries.

³¹ En fait, les principales importations québécoises d'électricité viennent de la centrale terre-neuvienne de Churchill Falls, dont la puissance équivaut *grosso modo* à celle de la centrale Robert-Bourassa (LG-2). Cette énergie est toutefois acheminée au Québec en vertu d'une entente qui prendra fin en 2041 et n'est pas utilisée pour équilibrer les besoins de court terme du réseau québécois.

Une autre filière pour l'exportation d'électricité consiste à conclure des ententes de livraison de quantités préétablies — et garanties — d'électricité pour des périodes de long terme.³² La conclusion de telles ententes à long terme est particulièrement avantageuse pour plusieurs États américains qui cherchent à réduire les émissions de gaz à effet de serre de leur secteur de production d'énergie, à remplacer leurs installations utilisant des hydrocarbures par des sources renouvelables, ou qui doivent composer avec l'obsolescence de leurs installations de génération électrique.³³ Pour de tels États, l'électricité provenant du Québec s'avère particulièrement avantageuse tant en raison de son caractère carboneutre que de ses coûts relativement modestes de production, à la condition toutefois de disposer des capacités suffisantes de transport sur des distances assez longues.

Ces deux filières d'exportation soulèvent des enjeux différents et reposent sur des stratégies qui doivent s'adapter en conséquence.

L'enjeu principal auquel Hydro-Québec doit faire face sur les marchés de court terme en est un de puissance disponible. Si ses propres installations de génération sont très fortement sollicitées par la demande domestique, comme lors des pointes hivernales, il ne lui sera pas possible d'exporter de l'électricité. En fait, dans de telles circonstances, les interconnexions avec les réseaux voisins vont plutôt lui servir à importer de l'électricité, si ces réseaux voisins (ou interconnectés) ne sont pas eux-mêmes dans des situations de gestion de leur pointe. Par contre, hors de ces périodes de pointe hivernale, alors qu'Hydro-Québec dispose de capacités non utilisées, il lui est possible de les mobiliser pour vendre de l'électricité aux réseaux voisins (ou interconnectés), surtout lorsque ceux-ci font alors face à leur propre pointe estivale. Une autre

³² Le contrat conclu entre l'État du Massachusetts et Hydro-Québec au terme d'un appel d'offres public constitue l'exemple le plus récent d'une telle entente de long terme, qui couvre une période de 20 ans débutant en 2022, au moment où la nouvelle ligne de transmission traversant le Maine entrera en service. Ce contrat prévoit des livraisons annuelles de l'ordre de 9,5 TWh. Par comparaison, les exportations totales d'Hydro-Québec se sont élevées à 36,1 TWh en 2018. Cette entente viendra donc à échéance en 2042, qui correspond par ailleurs à l'échéance de l'entente (2041) concernant l'acquisition par Hydro-Québec de l'énergie produite par la centrale de Churchill Falls. En ce qui concerne l'État de New York, où les exportations totales (court et long termes) ont atteint quelque 8,5 TWh en 2018, les lignes actuelles de transport permettant l'acheminement de l'électricité québécoise vers les centres de consommation de l'État atteignent leur capacité maximale lorsque la demande est élevée. Une augmentation significative des exportations vers le marché new-yorkais — en particulier dans le cadre d'une entente de long terme — requiert donc l'aménagement de capacités additionnelles de transport. La construction d'une ligne additionnelle de transmission, pour laquelle un promoteur américain a déjà obtenu les autorisations nécessaires, devrait en principe débiter vers 2020, après plusieurs années de retard.

³³ Voir, à cet égard :

- ISO New England, *2019 Regional Electricity Outlook*, pages 27 et 29. (https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2019/03/2019_reo.pdf). Ce document est particulièrement intéressant pour comprendre la décision de l'État du Massachusetts de privilégier la proposition d'Hydro-Québec dans sa stratégie d'approvisionnement à long terme.
- ISO New York, *Reliability and a Greener Grid, Annual Grid & Market Report (Power Trends 2019)*, page 64 (<https://www.nyiso.com/documents/20142/2223020/2019-Power-Trends-Report.pdf/0e8d65ee-820c-a718-452c-6c59b2d4818b?t=1563799464629>). Ce rapport fournit notamment un éclairage particulièrement intéressant sur les enjeux que soulève la transition vers des sources renouvelables d'énergie dans un marché où la demande, particulièrement dans la conurbation new-yorkaise, est la plus « dense » aux États-Unis et où les installations actuelles de génération et de transport sont souvent sollicitées au-delà de leurs capacités effectives.

caractéristique de ces marchés de court terme est que les risques y sont bien connus et relativement bien maîtrisés : la demande « instantanée » provenant des réseaux voisins, par exemple, se manifeste au moment où les réserves sont connues et la décision de rendre son électricité peut être prise en connaissance de cause, surtout si, comme actuellement, les réservoirs d'Hydro-Québec sont souvent près de leur cote maximale à la suite d'une période de forte hydraulité dans les bassins versants du Nord québécois. Les transactions sont réglées sur un marché organisé ou dans le cadre d'ententes contractuelles qui réduisent les risques de change ou de contrepartie. L'inconvénient de ce marché de court terme, toutefois, est qu'il ne fournit pas de garantie en matière de puissance disponible pour les transactions d'achat par Hydro-Québec en période de pointe hivernale.³⁴ Les volumes prévisibles d'exportations négociées à court terme sont quant à eux plus difficilement prévisibles, ce qui peut avoir un impact sur les politiques générales de risques des contreparties concernées.

Si les stratégies sur les marchés de court terme sont principalement liées à des enjeux de puissance, la dynamique des marchés de long terme repose d'abord, pour Hydro-Québec dont la quasi-totalité de la production est d'origine hydroélectrique, sur les réserves d'énergie disponibles dans son réseau de réservoirs. Comme la durée d'ententes contractuelles à long terme peut typiquement couvrir une ou deux décennies, une période pendant laquelle la société d'État s'engage à livrer des nombres préétablis de TWh à sa contrepartie, il lui faut être en mesure d'évaluer l'ensemble des risques associés à la gestion de ses réservoirs. Un contrat ferme de vente hors Québec de quantités importantes d'électricité doit donc comporter des provisions explicites ou implicites qui permettent à Hydro-Québec de gérer adéquatement ces risques sur de longues périodes.

³⁴ Le plan d'approvisionnement 2017-2026 soumis en 2016 par Hydro-Québec à la Régie de l'énergie témoigne de ce problème en page 8 : « *L'appel d'offres de court terme en puissance a permis l'acquisition de quantités de puissance allant de 750 MW pour l'hiver 2014-2015 à 50 MW pour l'hiver 2017-2018. Les résultats de cet appel d'offres ont permis de constater que le marché de court terme de la puissance ne possédait pas nécessairement la profondeur suffisante pour combler en totalité les quantités recherchées sur quatre hivers, à savoir 750 MW le premier hiver et 500 MW les trois suivants.* » (Le passage en caractères gras est de nous.)

L'énergie carboneutre du Québec, un levier de développement

Comme l'a démontré la section précédente, les exportations d'électricité — alimentées à même les stocks énergétiques d'Hydro-Québec qui excèdent les besoins du marché domestique québécois — constituent une opération particulièrement intéressante, sur le plan comptable, à la fois pour le bilan financier de la société d'État et pour les revenus qui sont actuellement canalisés, en vertu de la Loi sur Hydro-Québec, vers le Fonds des générations ou vers le fonds consolidé du revenu de l'État. En fait, tant et aussi longtemps que les marchés d'exportation favoriseront des ventes importantes d'électricité québécoise carboneutre dans le nord-est du continent, le Québec pourra bénéficier d'une « rente énergétique » qui contribue positivement à la gestion de la dette publique et à l'allègement de l'effort fiscal des contribuables québécois.

3.1 Exporter la matière première ou les produits de sa transformation ? Les cas de l'aluminium et de l'électricité

Toutefois, si intéressante soit-elle au plan comptable, une stratégie de mise en valeur des surplus d'électricité par les seules exportations ne correspond pas forcément à une approche qui vise principalement à optimiser l'impact économique de ces surplus. En fait, une augmentation des ventes d'électricité à des clients québécois qui les utilisent pour générer une activité économique à haute valeur ajoutée peut fort bien produire des résultats plus intéressants à moyen et à long terme.

L'exemple de l'aluminium produit au Québec est à cet égard riche d'enseignement. L'électricité carboneutre disponible au Québec³⁵, d'une part, et les faibles coûts de cette énergie, d'autre part, font en sorte que le Québec occupe une situation très enviable sur les marchés mondiaux de l'aluminium primaire. La production québécoise d'aluminium primaire correspond ainsi à environ 5 % du marché mondial, malgré le fait que le Québec doive importer la totalité de la bauxite qui est le minerai dont le métal est extrait par électrolyse³⁶. C'est d'abord et avant tout l'importance des coûts de l'électricité dans la production d'aluminium primaire qui a fait en sorte que le Québec s'est imposé comme l'une des localisations privilégiées au plan mondial pour l'industrie de la production primaire d'aluminium.

³⁵ L'hydroélectricité produite par Hydro-Québec et par les centrales hydroélectriques privées qui alimentent les alumineries situées au Québec (les six centrales appartenant à Rio Tinto Alcan, en particulier) ont en commun d'être carboneutre.

³⁶ Voir : *World Aluminum—International Aluminum Institute*, <http://www.world-aluminium.org/statistics/primary-aluminium-production/>.

Toutefois, cet avantage n'aura pas réussi à stimuler autant qu'il aurait été souhaitable le développement au Québec des industries de transformation ultérieure du métal primaire, dont les procédés ne sont la plupart du temps pas aussi intensifs en énergie électrique que celui de la production primaire. À défaut de mettre en place des politiques industrielles volontaristes et des stratégies commerciales internationales conséquentes, et à défaut de mobiliser les grands acteurs d'une industrie largement globalisée, l'avantage indéniable dont dispose le Québec sur le plan de la production primaire ne parvient pas à percoler autant qu'il serait souhaitable dans les industries en aval des alumineries.³⁷

Une situation assez similaire se présente dans le cas de l'électricité. La très grande partie de l'électricité produite au Québec peut être considérée comme le résultat de la transformation « primaire » de l'énergie hydraulique disponible sur le territoire québécois. L'exportation de cette électricité « primaire » équivaut pour l'essentiel à celle du métal primaire issu des alumineries québécoises. Dans un cas comme dans l'autre, ces exportations contribuent à l'amélioration de la balance commerciale du Québec et à l'enrichissement de son économie. Mais, dans un cas comme dans l'autre, une stratégie réussie de transformation de la matière première (lingots d'aluminium ou kWh d'électricité) et d'exportation de produits de deuxième transformation à plus forte valeur ajoutée peut générer des retombées économiques nettement plus structurantes — et payantes — à moyen et à long terme.

3.2 Hydro-Québec 2.0 : intervenir « en aval » de la mission traditionnelle

Il est évident, toutefois, qu'une politique industrielle mettant l'accent sur les avantages comparatifs de l'électricité québécoise devra résulter d'un effort soutenu sur une plus longue période, sur des efforts d'investissement plus sophistiqués et mieux ciblés, ainsi que sur des stratégies commerciales plus larges, que la simple conclusion de ventes d'électricité sur les marchés interconnectés à celui du Québec. En outre, les exportations d'électricité peuvent être négociées et gérées par Hydro-Québec, qui en tire les revenus et les répercute directement dans les bénéfices qu'il transfère annuellement au gouvernement. Bref, les exportations d'électricité présentent l'avantage d'être plus simples à gérer et de produire des résultats plus immédiats.

Mais ces avantages comptables à court terme n'ont pas forcément la capacité de produire un optimum économique qui résulterait d'un usage plus stratégique des surplus énergétiques du Québec. Une telle approche, cependant, ne peut pas se circonscrire à la seule mission d'Hydro-Québec telle qu'elle a été comprise depuis sa création en 1944. D'entrée de jeu, Hydro-Québec a été conçue pour produire, transporter et distribuer de l'électricité sur le marché domestique québécois.

³⁷ L'IRÉC publiera une note spécifique sur l'aluminium et les métaux non ferreux dans le cadre de son programme de recherche.

Or, les stratégies visant à optimiser l'impact économique global des surplus d'électricité — au même titre que celles visant l'amélioration de l'efficacité énergétique et, plus globalement, la réussite de la transition énergétique du Québec — se situent de plus en plus en aval des opérations et de la mission traditionnelle de la société d'État. À l'instar des efforts qu'Hydro-Québec consent en matière d'efficacité énergétique, par exemple, les interventions à prioriser se situent de plus en plus au niveau de l'optimisation des usages de l'électricité, plutôt qu'à celui de l'augmentation des capacités de production, de l'augmentation des charges à transporter (surtout si le phénomène de l'autoproduction prend de l'ampleur), voire de la modulation des réseaux de distribution.

Deux exemples différents permettent d'illustrer la nature et la portée de telles stratégies en aval pour Hydro-Québec et ses partenaires :

Le déploiement d'une politique industrielle de nouvelle génération misant sur les surplus d'électricité carboneutre disponibles au Québec ;

L'élaboration de stratégies énergétiques locales ou régionales pour renforcer la performance énergétique globale du Québec.

Dans un cas comme dans l'autre, ces approches en aval débordent le cadre traditionnel d'action de la société d'État, dont la contribution demeure toutefois déterminante, comme on le verra, pour assurer leur contribution à la transition énergétique de l'ensemble du Québec. Dans un cas comme dans l'autre, ces approches supposent qu'Hydro-Québec puisse revoir ses modes d'action. Alors que, dans la planification et la réalisation du programme de construction qui s'achève, la société d'État agissait comme le grand ordonnateur des projets — à titre tantôt de maître d'œuvre, tantôt de donneur d'ordres —, la réalisation de projets ou la coordination d'interventions en aval supposent des formes variées de partenariat, avec un éventail d'acteurs allant du gouvernement aux autorités locales, d'entreprises privées et d'institutions financières, etc. Même si Hydro-Québec a l'expérience de tels mécanismes de partenariat et d'organisation du travail, il est à prévoir que ces nouveaux champs d'intervention vont nécessiter de profondes transformations dans la culture de l'organisation, des changements qui vont s'étaler sur plusieurs années.

L'exemple de la société française EDF est à cet égard révélateur des stratégies qu'une entreprise, qui constitue le plus important producteur et fournisseur d'électricité en Europe et le troisième au plan mondial, peut mettre en œuvre pour s'adapter aux nouveaux défis de la transition énergétique et pour se doter de nouveaux outils lui permettant d'agir en aval de ses missions classiques.³⁸ Prenant acte de la nécessité d'affirmer un leadership actif dans la transition

³⁸ Il est intéressant de noter que la société EDF, détenue à 80 % par l'État français, résulte de la nationalisation de l'électricité et du gaz en 1946, au terme de la Deuxième Guerre mondiale et deux ans après la création d'Hydro-Québec. La loi qui créait EDF instituait un monopole effectif, sous son contrôle, de la distribution et de l'essentiel de la production d'électricité en territoire français. Toutefois, alors qu'Hydro-Québec concentrait ses investissements dans la filière hydroélectrique, EDF s'est doté d'un patrimoine de production intégrant également les filières du charbon, dans un premier temps, puis du nucléaire, à partir des années 1970 tout particulièrement.

énergétique française, EDF a mis en place un réseau de filiales et de partenariats qui se situent largement en aval de sa mission traditionnelle ou qui explorent des secteurs émergents de production et d'autoproduction d'énergies renouvelables. Parmi ces organisations affiliées et ces initiatives, on compte notamment³⁹ :

- EDF Renouvelables (EDF ENR), qui se concentre principalement sur le développement de la filière photovoltaïque décentralisée en France;
- EDF Collectivités, qui appuie les initiatives des collectivités locales en matière de transition énergétique, de même que la filiale Dalkia, dont l'offre de services se concentre sur la production locale d'énergie et sur la valorisation des ressources énergétiques des territoires;
- Izivia, une filiale dédiée au développement de la mobilité électrique;
- Hynamics, une filiale dédiée à la production par électrolyse et à la commercialisation d'hydrogène carboneutre;
- EDF a mis au point un système de certificats d'origine garantie, émis par les centrales hydrauliques françaises, qui permettent « d'identifier la source de production d'électricité verte injectée par EDF » chez ses clients.
- Etc.

Cette approche consiste pour l'essentiel à combiner le développement d'une expertise partagée au sein du « Groupe EDF » avec la création de filiales ou d'unités autonomes qui occupent le terrain dans des segments particuliers de marché ou dans des formes innovantes de partenariat.

Le gouvernement du Québec et la direction de la société pourraient par conséquent explorer les possibilités de constituer un « Groupe Hydro-Québec » adapté au contexte québécois et nord-américain et en mesure d'appuyer des initiatives innovantes tout le long de la chaîne de valeur des énergies renouvelables et de la transition énergétique. Une telle approche pourrait à la fois permettre de lancer des initiatives québécoises — avec ou sans entente avec des partenaires extérieurs — dans les différents domaines d'une politique industrielle de nouvelle génération ou, encore, dans l'appui au développement et à la mise en œuvre de stratégies énergétiques locales ou régionales.

Aujourd'hui, le nucléaire compte pour environ les trois quarts de la production électrique en France, ce qui est la proportion la plus élevée au monde et ce qui explique que les émissions de gaz à effet de serre y sont parmi les plus faibles par habitant des pays développés. Il est également intéressant de noter que, dès les années 1980 et 1990, EDF a connu une période de suréquipement dans ses capacités de production, à l'image de ce qu'Hydro-Québec et plusieurs sociétés d'utilité publique nord-américaines et européennes ont connu dans cette même période.

³⁹ Voir, en particulier, le site d'EDF (<https://www.edf.fr/>) et ceux des différentes unités mentionnées dans la liste qui suit.

3.3 Une politique industrielle de nouvelle génération

Dans un pays dont l'économie repose principalement sur des énergies fossiles ou nucléaires, la transition énergétique doit viser deux cibles complémentaires :

- Le passage le plus rapide possible aux sources d'énergie renouvelables pour alimenter l'activité économique ;
- La réduction de l'intensité énergétique globale de l'économie.

En faisant abstraction des enjeux liés à la mobilité des personnes et au transport des marchandises, deux activités qui demeurent presque totalement dépendantes d'hydrocarbures importés, le bilan énergétique global de l'économie québécoise se caractérise par la prépondérance de son électricité carboneutre. C'est cette prépondérance — dont témoigne le fait que 99 % de la production électrique d'Hydro-Québec vient de l'hydroélectricité et de l'énergie éolienne — qui explique la proportion relativement très élevée (49 %) des énergies locales renouvelables dans le bilan énergétique québécois.⁴⁰

Entre 1990 et 2016, suivant en cela une tendance largement répandue dans les économies développées, l'intensité énergétique de l'économie québécoise a diminué de 28 %. Malgré tout, le Québec demeure l'un des endroits dans le monde où l'intensité énergétique de l'économie est très élevée, en raison principalement de l'importance d'industries énergivores dans la structure industrielle (aluminium, pâtes et papiers, industries manufacturières, etc.).⁴¹ Dans ce contexte, la diminution de l'intensité énergétique peut refléter tantôt le déclin relatif de certaines industries énergivores — le raffinage de produits pétroliers, par exemple —, tantôt l'amélioration de la performance énergétique de certaines industries.⁴²

3.3.1 L'exemple de l'aluminium

Quoi qu'il en soit, pour les industries québécoises qui ont recours à l'électricité pour répondre à leurs besoins énergétiques, l'amélioration ou la dégradation de l'intensité énergétique n'ont que peu ou pas d'impacts directs sur les émissions de gaz à effet de serre. Avec son électricité carboneutre et bon marché, le Québec peut se permettre de maintenir un niveau élevé d'intensité énergétique de son économie sans pour autant compromettre ses objectifs en matière d'émissions de GES. En particulier, des produits québécois pour lesquels l'électricité constitue un intrant significatif de leur production peuvent se comparer favorablement à ceux produits dans des pays où les coûts de l'électricité sont plus élevés et où la production de cette électricité est génératrice d'émissions de GES. C'est le cas notamment de l'aluminium produit au Québec en utilisant l'électricité carboneutre et à bon marché qui y est disponible : le « poids » en carbone d'une tonne

⁴⁰ Voir : Johanne Whitmore & Pierre-Olivier Pineau *État de l'énergie au Québec 2019*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour Transition énergétique Québec, Montréal 2018, page 9 (voir Tableau 1).

⁴¹ Johanne Whitmore & Pierre-Olivier Pineau, op. cit., pages 1 et 37.

⁴² Johanne Whitmore & Pierre-Olivier Pineau, op. cit., page 38 (graphique 29).

d'aluminium produite au Québec est quelque huit fois moins élevée que la même quantité produite à partir du bouquet énergétique de la Chine — le principal producteur mondial — et environ quatre fois moins élevée que l'aluminium produit à partir du bouquet énergétique des États-Unis. En fait, seuls de rares pays disposant de ressources hydroélectriques abondantes — comme la Norvège et l'Islande ou, dans une moindre mesure, la Russie — peuvent se comparer à la performance québécoise en matière d'impact de la production d'aluminium sur les émissions de GES.

Or, toujours en ce qui concerne l'aluminium, l'avantage acquis à l'étape de sa production primaire — soit celle de l'électrolyse de la bauxite pour en tirer le métal — peut se propager dans les étapes subséquentes de sa transformation, de son utilisation, de son recyclage et de sa fin de vie.⁴³ Dans le cas d'un produit comme l'aluminium, par exemple, le recours à ce métal peut avoir des conséquences additionnelles sur les réductions d'émissions de GES s'il est incorporé à des véhicules plus légers dont il améliore la performance énergétique. Bref, pour plusieurs produits qui incorporent de l'aluminium, l'impact se fait ressentir tout au long de leur cycle de vie et ne se limite pas aux seuls avantages acquis à l'étape de la production du métal primaire.

3.3.2 Une stratégie commerciale québécoise pour la faible intensité en carbone

Cette situation se reproduit pour d'autres produits — biens et services — pour lesquels l'électricité constitue un intrant significatif à l'une ou l'autre des étapes de leur cycle de vie. Le double avantage économique et environnemental de l'électricité québécoise constitue un véritable avantage comparatif que le Québec peut exploiter sur les marchés internationaux, en particulier au moment où la grande majorité de ses partenaires commerciaux sont confrontés aux impacts actuels ou à venir de la lutte aux changements climatiques, d'une part, et à ceux de leur transition économique et industrielle, d'autre part.

En misant sur des produits à faible intensité en carbone, décarbonés ou carboneutres dont la valeur relative devrait s'accroître sur les marchés mondiaux au cours des prochaines années, le Québec peut ainsi se démarquer sur la scène internationale en proposant un « panier » d'exportations qui comprennent de plus en plus de biens et services à faible intensité en carbone, d'une part, et qui peuvent générer des réductions additionnelles d'émissions de GES dans les étapes subséquentes de leur cycle de vie, d'autre part. Ce dernier avantage permet donc aux clients de tels biens et services exportés du Québec de réduire leurs propres émissions de GES en plus de profiter de produits initialement à faible intensité en carbone.

⁴³ Voir le schéma des flux du cycle de vie de l'aluminium sur le site suivant : <http://www.world-aluminium.org/statistics/massflow/>.

Dans ces circonstances, le Québec pourrait concevoir et mettre en œuvre une politique industrielle de nouvelle génération, assortie de stratégies commerciales conséquentes sur les marchés internationaux et de développement d'une expertise de pointe dans les différents domaines liés à cette approche. Les éléments à prévoir comprendraient notamment les interventions suivantes :

Une politique industrielle qui se fonde sur un ensemble de produits — biens et services — pour lesquels l'électricité carboneutre constitue un intrant significatif de la production initiale ou des étapes subséquentes de leur cycle de vie.

L'achat de produits à faible intensité en carbone permet à leurs clients de bénéficier à la fois de leur faible poids initial en carbone, mais également d'alléger leurs émissions de GES dans l'ensemble des étapes de leur cycle de vie.

Le gouvernement du Québec, en étroite collaboration avec Hydro-Québec, avec des investisseurs institutionnels (incluant les caisses de retraite) et avec d'autres partenaires institutionnels ou industriels, élabore un ensemble d'outils et de mécanismes permettant de canaliser une partie des surplus d'électricité disponibles vers la mise en œuvre de cette nouvelle politique industrielle.

Le Québec se dote simultanément de stratégies de prospection d'investissements et de promotion internationale axées sur la promotion de son panier d'exportations « vert ».

Les politiques québécoises et les actions d'Hydro-Québec en matière de recherche et de développement intègrent des stratégies spécifiques pour appuyer la mise en œuvre de cette politique et des stratégies qui l'accompagnent. En particulier, le Québec et ses partenaires se dotent d'une stratégie concertée pour développer au Québec une expertise de pointe et des réseaux d'envergure internationale en matière d'analyse du cycle de vie.⁴⁴

La mise en œuvre d'une telle politique et de ses stratégies d'accompagnement doit s'amorcer avec une analyse fine des effets de la structure tarifaire actuelle d'Hydro-Québec — incluant tout particulièrement les tarifs industriels et de grande puissance — dans les secteurs soumis à la concurrence internationale. En 2016, la Régie de l'énergie a commandé une étude à la firme Éconoler pour évaluer la compétitivité des tarifs québécois dans un certain nombre d'industries grandes consommatrices d'électricité.⁴⁵ Cette étude a ainsi analysé les secteurs suivants :

- La sidérurgie;
- La production d'alumine et d'aluminium;
- La fonte et l'affinage de métaux non ferreux, sauf l'aluminium;
- La fonderie de métaux non ferreux;

⁴⁴ Avec le Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG) et sa Chaire internationale sur le cycle de vie, fondés en 2001 à Montréal et auxquels Hydro-Québec est directement associée, le Québec dispose déjà d'une expertise de calibre mondial en matière d'analyse du cycle de vie.

⁴⁵ Éconoler, Balisage sur la compétitivité des tarifs d'électricité dans certains secteurs industriels et pistes de solution, Rapport réalisé pour le compte de la Régie de l'énergie, Montréal, le 16 décembre 2016.

- La fabrication d'alcalis et de chlore;
- Les usines de pâtes à papier;
- Le traitement et l'hébergement des données et les services connexes.

Pour énoncer une politique industrielle basée sur un usage optimal de l'électricité, il serait approprié d'ajouter certains autres secteurs moins traditionnels dont le potentiel de développement pourrait s'accroître en raison de la transition énergétique, incluant :

- Le lithium et les batteries à base de ce métal;
- L'hydrogène propre issu de l'électrolyse de l'eau;
- Les technologies d'électrochimie;
- Les plateformes numériques offrant des services associés aux chaînes de blocs;
- La culture en serres fermées.⁴⁶

Évidemment, la mise en œuvre d'une telle approche déborde largement la mission classique d'Hydro-Québec et s'inscrit d'emblée en aval des champs d'action où elle s'est concentrée au cours de ses 75 années d'existence. L'élaboration d'une véritable politique industrielle et de ses stratégies d'accompagnement doit évidemment reposer d'abord et avant tout sur le leadership et sur l'expertise de l'État du Québec. Toutefois, sans une participation active et sans un leadership soutenu d'Hydro-Québec, et tout particulièrement sans un engagement actif de son expertise interne et sans la connaissance pointue de ses marchés, un tel exercice serait fatalement voué à l'échec.

Dans le contexte où s'achève la réalisation du vaste programme de construction qui a rythmé les 75 années de l'existence d'Hydro-Québec, la mise en œuvre concertée d'une telle politique industrielle et des stratégies commerciales conséquentes contribuera à lui fournir, au cours des prochaines années, l'occasion d'ajuster sa mission de base et d'actualiser la contribution qu'elle a constamment apportée au développement du Québec depuis le milieu du siècle dernier.

3.4 Pour des stratégies énergétiques locales et régionales

Dans son plan directeur 2018-2023, Transition énergétique Québec énonçait ainsi sa première orientation à l'horizon de 2030 : Reconnaître l'efficacité énergétique comme source prioritaire d'énergie.

« Souvent désignée comme “première source d'énergie” ou “premier combustible” (first fuel), l'efficacité énergétique prend toute son importance quand on considère que les systèmes de production d'énergie affranchis des énergies fossiles devront répondre à une demande mondiale en énergie qui ne cesse de croître. Au Québec, cette demande pourrait augmenter de plus de

⁴⁶ L'IRÉC prévoit de publier au cours de la prochaine année quelques notes sur certains éléments contenus dans cette liste.

31 % entre 2013 et 2051. L'efficacité énergétique peut contribuer à satisfaire cette demande croissante. »⁴⁷

Ce plan directeur constatait également que :

- « Le taux d'investissement des entreprises reste faible et peu susceptible de servir à instaurer un processus continu d'amélioration et d'innovation, notamment dans les secteurs à haute intensité énergétique. Le Canada figurait d'ailleurs en 2015 au 97^e rang sur 131 pays selon l'indice de productivité énergétique qui mesure la richesse produite par unité d'énergie ;
- Le financement de l'efficacité énergétique au Québec est inférieur à 1 % des dépenses totales annuelles en énergie, ce qui le place loin derrière d'autres États nord-américains où ce financement est proportionnellement trois fois plus élevé ;
- Les investissements et les taux de participation aux programmes gouvernementaux d'efficacité énergétique dans le bâtiment au Québec demeurent faibles alors que la facture énergétique des édifices commerciaux et institutionnels se chiffre à quelque quatre milliards de dollars annuellement. »⁴⁸

Ces lacunes correspondent un peu à la rançon de la gloire, pour ce qui est de l'électricité tout au moins. Le fait que les tarifs électriques québécois soient depuis longtemps parmi les plus bas de tout le continent n'incite pas les consommateurs (résidentiels, commerciaux et industriels) à investir des montants et des efforts importants pour réduire leur facture électrique. En outre, le caractère carboneutre de l'électricité québécoise fait en sorte que, du point de vue de l'électricité, l'impact d'une amélioration de l'efficacité énergétique sur les émissions québécoises de GES demeure limité.

Une amélioration de l'ordre de 15 % de l'efficacité énergétique du secteur de l'électricité au Québec⁴⁹, toutefois, correspondrait grosso modo à des économies d'énergie d'environ 25 TWh par rapport à la consommation annuelle totale de l'ordre de 175 TWh sur le marché domestique du Québec. Appliquée à la puissance installée d'Hydro-Québec, soit quelque 36 000 MW, cette même amélioration de 15 % équivaldrait à environ 5 400 MW, soit presque la puissance totale de la plus grande centrale hydroélectrique de son réseau — la centrale Robert-Bourassa (LG-2)⁵⁰. S'il est difficile d'évaluer le coût des investissements nécessaires pour atteindre une telle cible d'efficacité énergétique dans le secteur de l'électricité, on peut présumer qu'ils pourraient s'avérer nettement moindres que ceux associés à la construction de nouvelles centrales à réservoir

⁴⁷ Transition énergétique Québec, Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023, Québec 2018, pages 37 à 39.

⁴⁸ TÉQ, Plan directeur 2018 – 2023, page 39.

⁴⁹ La cible que visait le Plan directeur de TÉQ à l'horizon de 2030 était de 15 % pour l'ensemble du bilan énergétique du Québec. *Plan directeur 2018-2023*, page 167.

⁵⁰ Il faut évidemment demeurer prudent avec de telles comparaisons, tant au niveau des quantités d'énergie que de la puissance. L'objectif demeure de donner une idée de l'ordre de grandeur des gains qu'il est possible de réaliser sur la base d'une stratégie audacieuse et soutenue d'efficacité énergétique, étant donné les retards importants que le Québec a accumulés en cette matière.

et de lignes de transport dans le nord du Québec, sans parler des avantages d'investissements en efficacité énergétique sur le plan des impacts environnementaux. En fait, si la demande domestique en électricité recommençait à croître de façon significative au Québec, par exemple à cause de la mise en œuvre d'une politique industrielle telle que décrite à la section précédente, l'investissement le plus rentable à faire pour répondre à ces besoins additionnels passerait d'abord et avant tout par une stratégie audacieuse d'efficacité énergétique.

Il est à cet égard intéressant de noter que la Loi sur Hydro-Québec prévoit explicitement que, dans le cas où Hydro-Québec doit procéder à des appels d'offres et à des octrois de contrats pour l'obtention de quantités d'électricité au-delà des 165 TWh du bloc patrimonial, « le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité. »⁵¹

Comme dans le cas de la politique industrielle, la mise en œuvre d'une stratégie québécoise d'efficacité énergétique couvre un champ d'action qui déborde largement — encore une fois vers l'aval — la mission première actuelle de la société d'État. En outre, elle suppose des modes d'action qui reposent largement sur le partenariat avec plusieurs acteurs différents — incluant les clients résidentiels, les entreprises, les autorités locales et les gouvernements —, ce qui soulève encore une fois la question de la culture d'une entreprise que ses 75 années d'existence ont habituée à fonctionner dans un cadre plus étroit de gestion de grands projets.

Les mesures d'efficacité énergétique électrique se sont, au Québec, largement concentrées sur des programmes et des investissements destinés aux clients individuels. Le grand mouvement de conversion des systèmes de chauffage résidentiel à l'électricité aura constitué à cet égard une réussite qui a largement contribué à réduire l'empreinte environnementale des ménages québécois.

3.4.1 La maîtrise de l'énergie par les collectivités locales

Toutefois, certaines actions concertées ont le potentiel de bonifier ces résultats, comme en témoigne l'initiative du Défi énergie en immobilier, lancé en 2017 à Montréal et à Québec par BOMA Québec, en s'inspirant de l'expérience torontoise de Race to Reduce complétée quelques années plus tôt. Ce concours associe les propriétaires, les gestionnaires et les occupants d'immeubles commerciaux et institutionnels à une démarche d'efficacité énergétique globale pour leurs immeubles, en désignant les immeubles qui se seront avérés les plus performants au terme de ce concours. Hydro-Québec s'est associée à ce Défi énergie.⁵²

Un tel réseautage d'acteurs peut également s'organiser, avec des résultats potentiellement plus intéressants encore, à l'échelle des collectivités locales et des régions du Québec. Dans la plupart des grandes villes américaines et européennes, d'importants réseaux de chaleur ont vu le jour au cours du dernier siècle et ont permis de mettre en place d'imposantes installations de production

⁵¹ Loi sur Hydro-Québec, L.R.Q., chapitre H-5, article 74.1 (dernier alinéa)

⁵² Voir le site du Défi : <https://defienergie.ca/>.

de chaleur (et plus récemment de froid), associées à des réseaux de distribution reliant des dizaines, voire des centaines d'immeubles. Au lieu de s'équiper individuellement de systèmes de chauffage (ou de climatisation), ces immeubles branchés à un réseau de chaleur achètent leur énergie de l'opérateur de centrales thermiques qui peut alors investir dans des installations de grande dimension en mesure de générer d'importantes économies d'échelle.

À l'origine, ces réseaux de chaleur (ou de froid) ont été conçus autour de centrales thermiques au charbon, puis au mazout et, plus récemment au gaz naturel. Les réseaux de chaleur sont toutefois agnostiques, peut-on dire, quant au choix de la source d'énergie. Les formules les plus récentes font appel à des biocarburants et intègrent des sources thermiques renouvelables disponibles localement.

Le principal réseau de chaleur au Québec (et le deuxième en importance au Canada) est celui de la société Énergir Chaleur et Climatisation urbaine de Montréal, qui dessert les principaux immeubles du centre-ville. Converti au gaz naturel lors de son acquisition par Gaz Métro, il a depuis incorporé un système d'appoint au solaire thermique et peut être couplé à une unité de cogénération. Le recours au biogaz, à la biomasse et à la géothermie peut également être envisagé dans ce cas.⁵³

Le complexe multi résidentiel de la Cité verte, à Québec, comprend un réseau de chaleur alimenté par une centrale thermique fonctionnant aux résidus forestiers.⁵⁴

Le réseau de chaleur de la Ville de Toronto (Enwave, propriété de la société Brookfield) permet de climatiser les immeubles du centre-ville en utilisant l'eau froide captée en profondeur dans le lac Ontario. La chaleur emmagasinée par le système de distribution est récupérée à la fin de la boucle de distribution pour éviter la contamination thermique du lac.⁵⁵

Le réseau de la ville de Vancouver (Creative Energy) est alimenté par une centrale thermique fonctionnant aux résidus forestiers abondants sur la côte du Pacifique.

De tels réseaux sont généralement installés dans des milieux à densité urbaine ou industrielle élevée et sont difficilement transposables dans des plus petites municipalités ou dans les régions rurales. Cela ne signifie pas, toutefois, que ces régions sont dépourvues de ressources énergétiques renouvelables et disponibles localement. Tant en Europe que dans certains États américains ont commencé à émerger des stratégies énergétiques élaborées, gérées et rentabilisées localement. L'exemple français des territoires à énergie positive (TEPOS) est l'une de ces formules qui permettent de formuler, sur la base d'un diagnostic local rigoureux des ressources et des besoins énergétiques du territoire, des stratégies spécifiquement adaptées à la collectivité en question.⁵⁶

⁵³ Voir : <http://energircu.com/fr/accueil>

⁵⁴ Voir : <https://lakle.ca/cite-verte/>

⁵⁵ Voir : <https://www.enwave.com/locations/toronto.htm>

⁵⁶ Voir : <http://www.territoires-energie-positive.fr/>

Ces formules, adaptées au cas du Québec, permettent d'élaborer des stratégies locales et régionales en concordance avec les différents outils de planification et de gestion des territoires, allant de l'urbanisme à la mobilité des personnes, etc. Elles permettent d'identifier les ressources disponibles sur le territoire et de les « assembler » les unes aux autres de façon optimale. Par exemple, des sources d'énergie comme la géothermie⁵⁷, l'énergie éolienne, les énergies solaires thermique et photovoltaïque, la biomasse agricole ou forestière, les biogaz issus des déchets urbains, font partie de cette gamme d'énergies locales qu'il est possible d'exploiter, en fonction des besoins locaux et des stratégies locales de développement.

En prenant l'initiative d'implanter sa formule de microréseau dans certaines collectivités québécoises (à commencer par les Îles-de-la-Madeleine et Lac-Mégantic), Hydro-Québec est un partenaire incontournable de telles initiatives locales. Son réseau électrique intégré constitue un trait d'union entre les différents acteurs et les différentes ressources locales. Le déploiement de réseaux de chaleur (ou de froid) peut venir compléter cette contribution à la gestion locale de l'énergie, elle-même une source importante de gains d'efficacité énergétique et d'optimisation économique dans les régions.

⁵⁷ Incluant la mise en valeur de l'énergie géothermique des mines abandonnées, dont il existe plus de deux cents disposant d'un potentiel probable au Québec.

Conclusion

Mettre en place un cadre financier adapté à la transition énergétique du Québec

La transition énergétique à laquelle le Québec — et Hydro-Québec avec lui — est convié au cours des prochaines décennies va nécessiter la mobilisation de ressources considérables sur une période qui va s'étaler sur plus de deux décennies (à l'horizon de 2040 – 2050). Or, l'exportation de l'électricité québécoise fournira une partie de ces ressources. Pour l'instant, comme on l'a vu précédemment, le produit des ventes nettes d'électricité hors Québec vient alimenter le bénéfice net de la société d'État et est immédiatement transféré au Fonds des générations ou au fonds consolidé du revenu du gouvernement du Québec. Ce virement revient à transférer la quasi-totalité de la rente énergétique du Québec pour (1) contribuer à l'amortissement de la dette publique du gouvernement et (2) alléger l'effort fiscal des contribuables ou enrichir le panier des services publics québécois. Bref, à l'égard des surplus énergétiques du Québec, le gouvernement se comporte à toutes fins utiles, depuis un certain temps déjà, comme un État rentier.

Or, si les exportations génèrent actuellement des revenus intéressants à Hydro-Québec et au gouvernement, ce document fait ressortir un ensemble de tendances lourdes sur les marchés énergétiques continentaux à moyen et à long terme. L'arrivée massive des gaz de schiste sur les marchés américains a constitué un exemple récent des impacts sur les prix d'équilibre des produits énergétiques — incluant ceux de l'électricité — dans les marchés que visent les exportations québécoises. Il est à prévoir que la généralisation de l'autoproduction d'électricité au moyen de panneaux photovoltaïques produira un effet similaire sur ces marchés d'exportations du Nord-Est américain.

Ces tendances font ressortir que, même si l'énergie hydraulique disponible au Québec est renouvelable, sa capacité de générer des flux de revenus stables à moyen et long termes doit être envisagée sur la base d'une appréciation prudente des risques technologiques, économiques et climatiques qui y sont associés. Une telle analyse devrait mener le gouvernement du Québec et sa société d'État vers des stratégies de gestion de tels revenus qui se rapprochent de celles que des États mettent de l'avant à l'égard des revenus tirés de ressources non renouvelables.

Dans de tels cas, une partie des revenus publics tirés de l'exploitation de gisements pétroliers ou gaziers sert à alimenter des fonds qui sont utilisés à des fins qui varient d'un gouvernement à l'autre et qui permettent de canaliser une rente énergétique vers des usages ou vers des stratégies d'investissement. Des cas comme l'Alberta au Canada, ou encore la Norvège sont bien connus à ce titre, même s'ils ne sont pas en soi transposables au Québec.

Dans le cas des revenus tirés des exportations québécoises d'électricité, on pourrait envisager de les diriger vers un fonds d'investissement dédié au financement de projets rentables liés à la politique industrielle, à la mise en place de stratégies énergétiques locales et de façon plus

générale, à la réalisation d'initiatives économiques liées à la transition énergétique du Québec, à l'électrification des transports.

Un éventuel fonds d'investissement ainsi alimenté par les revenus d'exportation d'Hydro-Québec devrait être géré sur la base d'objectifs explicites de rendement et consacré, par conséquent, à des investissements dans des projets ou des entreprises réelles. Il ne s'agirait pas d'un mécanisme servant à remplacer les programmes publics de subvention ou de dépenses publiques, ou encore à combler indirectement des déficits gouvernementaux. En particulier, un tel fonds d'investissement ne se comparerait pas au Fonds vert, principalement parce qu'il viserait à financer des projets d'investissements ou de co-investissements ayant fait au préalable l'objet de vérifications diligentes et d'analyse de risques. Un tel fonds ne servirait pas de véhicule à des programmes de subvention ou à des crédits fiscaux — de telles dépenses devraient être canalisées par les instruments appropriés des politiques publiques québécoises.

Un tel outil financier devrait enfin se doter de politiques d'investissements responsables conformes à sa mission. Un gestionnaire de fonds comme la Caisse de dépôt et placement pourrait se voir confier la gestion globale de ce fonds, et attribuer des mandats spécifiques à d'autres gestionnaires québécois.

Au cours de la prochaine année, l'IRÉC publiera une note plus élaborée qui portera sur les stratégies publiques et privées d'investissements en soutien aux initiatives évoquées dans ce document.

