

Calcul des subventions implicites pour chaque filière

Annexe technique à la Note économique sur les coûts croissants de la production d'électricité au Québec

Objet de la Note économique : L'argument économique justifie-t-il les décisions du gouvernement du Québec par rapport à la filière éolienne, aux centrales hydro-électriques et à la biomasse?

Moyen utilisé : Comparaison des coûts unitaires moyens des différentes filières énergétiques et mesure de la subvention implicite à chaque filière.

Méthodologie générale

Le calcul des subventions implicites implique de faire la différence, pour chaque filière, entre le coût unitaire moyen et le prix de vente moyen. Les coûts marginaux et le bénéfice marginal de la vente n'auraient pas permis de déterminer les subventions implicites aux projets déjà existant et n'ont donc pas été considérés.

Compte tenu du manque de données, il a été nécessaire de poser plusieurs hypothèses. Le calcul est expliqué dans ses grandes lignes dans la Note économique, tout comme les principales hypothèses. Cette annexe technique dresse un portrait plus exhaustif des données, des hypothèses et du calcul réalisé. La structure de cette annexe technique reprend les différentes étapes de calculs.






Principales étapes

1. Production électrique de chaque filière
2. Prix d'approvisionnement (ou coût d'achat de la production pour Hydro-Québec Distribution)
3. Frais d'intégration
4. Pertes sur les réseaux de transport et de distribution
5. Frais de transport
6. Frais de distribution
7. Coût unitaire moyen, par filière
8. Prix de vente moyen
9. Subvention implicite de chaque filière

Les étapes deux à six correspondent aux calculs des coûts à additionner, permettant de calculer un coût unitaire moyen pour chaque filière. Il faut bien saisir qu'entre la production d'un

kilowatt-heure (kWh) d'électricité et sa consommation, par exemple dans une résidence ou un commerce, plusieurs frais sont encourus tout au long du parcours de l'électricité, tel qu'illustré ci-dessous. Ces coûts sont ceux encourus par Hydro-Québec Distribution (HQD), qui ne produit pas d'électricité, mais qui l'achète de différents producteurs, que ce soit Hydro-Québec Production (HQP), des promoteurs privés ou des entités publiques détenant des centrales électriques ou des parcs éoliens.

Illustration du parcours de l'électricité, de l'approvisionnement à la distribution aux clients

				
Étapes 1 et 2	Étape 3	Étape 4	Étape 5	Étape 6
Production et approvisionnement	Intégration de l'électricité éolienne	Pertes dans le transport et la distribution	Transport	Distribution aux clients

1. Production électrique de chaque filière

La production d'électricité varie d'une filière à l'autre. Par exemple, le Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec dans sa mouture actuelle montre qu'en 2020, la société d'État compte sur 147 MW de puissance installée en centrales hydroélectriques communautaires, 248 MW en centrales de cogénération à base de biomasse et 3119 MW en parcs éoliens. Ces projections d'Hydro-Québec n'incluent pas les nouvelles annonces du gouvernement, comme l'annulation de six projets de centrales communautaires ou l'ajout de 800 MW de parcs éoliens.

En plus de la puissance installée, les différents projets ne présentent pas le même facteur d'utilisation, c'est-à-dire la même capacité de générer de l'électricité à partir de leurs installations. À titre d'exemple, dans les documents déposés devant la Régie de l'énergie, les parcs éoliens génèrent l'électricité correspondant à environ 31 % de leur puissance installée, ce qui représente le plus faible facteur d'utilisation des trois filières comparées.

Le tableau 4.1 du Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution montre l'approvisionnement attendu de chaque source d'énergie¹. Le degré de précision n'est pas

¹ Hydro-Québec Distribution, *État d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020*, novembre 2012, p. 22.

excellent puisqu'il s'agit d'une prévision et que le tout est indiqué en térawatt-heure (TWh), c'est-à-dire en milliards de kWh. Il s'agit toutefois de la meilleure prévision disponible.

TABLEAU 4.1
BILAN EN ÉNERGIE APRÈS REDÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION (EN TWh)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Besoins visés par le Plan	181,8	186,2	187,7	188,7	192,3	193,0	194,7	196,5	199,2
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= AAR au-delà du patrimonial	2,9	7,3	8,9	9,9	13,4	14,1	15,8	17,7	20,3
- Appro. non patrimoniaux	7,3	11,5	13,9	15,5	16,2	17,0	18,0	18,9	20,5
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	0,7
• HQP - Base et cyclable	3,9	4,4	4,3	4,2	2,6	2,6	2,8	3,2	3,9
• Cyclable	0,1	0,6	0,5	0,5	0,7	0,7	0,8	0,9	1,2
• Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
• Énergie différée	-	-	-	-	(2,1)	(2,1)	(2,0)	(1,8)	(1,7)
• Énergie rappelée	0,7	0,8	0,7	0,6	0,9	0,9	1,0	1,1	1,3
• Autres contrats de long terme	3,3	6,3	9,0	10,8	12,8	13,2	13,2	13,2	13,2
• Éolien I : 1 000 MW	2,2	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
• Éolien II : 2000 MW	0,5	2,5	4,3	5,2	6,2	6,1	6,1	6,1	6,2
• Éolien III : 500 MW	-	0,0	0,2	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Biomasse (Kruger et Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
• Biomasse II : 125 MW	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Biomasse III : 300 MW	0,2	0,4	0,7	1,1	1,8	2,3	2,3	2,3	2,3
• Petite hydraulique : 150 MW	0,1	0,2	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
• Achats de court terme	0,2	0,7	0,6	0,5	0,9	1,3	1,3	1,9	2,7
= AAR (surplus)	(4,4)	(4,1)	(5,1)	(5,6)	(2,8)	(2,9)	(2,2)	(1,3)	(0,1)

On constate dans ce tableau les approvisionnements non patrimoniaux de chaque filière énergétique. L'éolien passera de 5 TWh cette année à 9,7 TWh en 2020, et davantage si les 800 MW de nouveaux projets vont de l'avant. Les centrales de biomasse passent de 1 TWh à 2,9 TWh, alors que les centrales communautaires, (petite hydraulique) qui fournissent 0,2 TWh, devaient en produire 0,7 en 2020, ce qui ne serait pas le cas avec l'annulation de 6 projets sur 11. Les projets éoliens sont de loin les plus importants en termes de production attendue.

À partir de cette prévision de l'approvisionnement, on peut commencer à calculer le coût d'achat pour Hydro-Québec Distribution de la production électrique de chacune des filières.

Prix d'approvisionnement (ou coût d'achat de la production pour Hydro-Québec Distribution)

L'approvisionnement représente un premier coût pour Hydro-Québec Distribution, qui paie un prix auprès du producteur pour les kilowatt-heures livrés. Le prix payé par Hydro-Québec

Distribution est disponible dans un document déposé devant la Régie de l'énergie². Pour l'électricité provenant du bloc patrimonial, le coût est fixé par le gouvernement à 2,79¢/kWh.

Certains passages en sont cependant caviardés. C'est le cas pour TransCanada Energy, la centrale à base de biomasse de Kruger, ainsi que pour plusieurs projets issus du premier appel d'offres d'éolien.

TransCanada Energy ne produisant pas d'électricité, l'entreprise est compensée par Hydro-Québec pour un montant inconnu, mais évalué à au moins 200 millions de dollars³.

La centrale à base de biomasse de Kruger produit de l'électricité achetée par Hydro-Québec en vertu d'une entente ayant fait l'objet d'un communiqué de presse en mars 2004, où le prix était évalué à 6,7¢/kWh pour deux projets⁴. Nos calculs attribuent donc ce prix à Kruger à défaut d'une donnée plus précise.

Enfin, pour le premier appel d'offres d'éolien, une publication promotionnelle d'Hydro-Québec fait état d'un coût moyen de 6,5¢/kWh⁵.

Pour comparer tous les coûts d'approvisionnement des projets 2013, il est nécessaire d'ajuster ces prix pour l'inflation. L'opération n'est pas simple, toutefois, parce que les contrats d'approvisionnement se basent sur différentes formules d'inflation des prix. Pour les centrales communautaires, le taux d'inflation utilisé est de 2,5%. Pour l'éolien, la formule est beaucoup plus complexe et peut prendre en compte l'évolution de taux de change de l'euro ou le cours de certaines matières premières. Afin d'éviter de complexes projections, nous avons utilisé lorsque nécessaire un taux d'inflation des prix d'approvisionnement correspondant à la moyenne annuelle des cinq dernières années.

Le taux d'inflation comporte un autre intérêt dans ce calcul pour les centrales communautaires puisqu'il est supérieur à l'inflation générale des prix. Il est possible que les coûts de construction et d'opération des centrales augmentent de 2,5% par année, mais si ce n'est pas le cas, il faut considérer cette indexation généreuse comme une partie de la subvention implicite, qui croît donc au fil des ans. En conséquence, les subventions implicites seront plus importantes dans les

² Hydro-Québec Distribution, *Demande R-3814-2012*, juillet 2012, p. 27.

³ Le quotidien *Le Soleil* a produit une estimation de 250 M\$ puisque « Hydro-Québec s'engage à payer à TCE un dédommagement de 157 millions \$ (13,1 millions \$ par mois). Une 'prime fixe' de puissance d'environ 93 M\$ fait également partie du contrat », Pierre Couture, « Hydro-Québec versera 250 millions \$ à TransCanada Energy », *Le Soleil*, 10 juillet 2009. Selon le Parti québécois, en 2012, ce montant était plutôt évalué à 200 M\$. Jean-Marc Salvé, « TransCanada Energy dédommée 200 millions \$ par an, selon le PQ », *Le Soleil*, 27 mars 2012. Voir aussi Fabien Deglise, « Un milliard de coûts inutiles pour Hydro-Québec », *Le Devoir*, 30 juillet 2009.

⁴ Hydro-Québec, *Appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution pour de l'électricité produite à partir de biomasse : Hydro-Québec Distribution signe avec Bowater et avec Kruger*, communiqué de presse du 15 mars 2004.

⁵ Hydro-Québec Distribution, *L'énergie éolienne, pour assurer l'approvisionnement en électricité du Québec*, 2008, p. 5.

dernières années que dans les premières. Le calcul doit donc établir une moyenne annuelle prenant en compte toutes les années prévisibles, soit de 2013 à 2020 inclusivement.

La décision du gouvernement d'indexer le bloc patrimonial n'a pas été prise en compte puisque cette information n'était pas encore disponible au moment de faire les calculs. Le projet de loi à cet effet a été sanctionné le 14 juin 2013⁶. Bien entendu, le bloc patrimonial ne bénéficie pas d'une subvention implicite par une tarification élevée, mais se rapproche au contraire d'un tarif subventionnant la consommation, a contrario des autres filières.

Frais d'intégration

L'énergie éolienne est intermittente et cela représente un défi d'ingénierie particulier lorsque vient le temps de planifier l'approvisionnement ou encore d'intégrer l'électricité produite sur le réseau d'Hydro-Québec. Par conséquent, c'est la seule filière qui dispose d'une entente d'intégration⁷.

Le tableau suivant détaille les différentes composantes des frais d'intégration. Lorsque le coût de l'entente d'intégration est divisé par la quantité d'électricité livrée, on obtient un coût qui se situe entre 1,2¢/kWh et 1,7¢/kWh dans les cinq dernières années. Par prudence, le résultat présenté dans la note est celui calculé à partir de la borne inférieure.

TABLEAU 1
COÛT DE L'ENTENTE – 1^{ER} JANVIER AU 31 DÉCEMBRE 2012

	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Total T1-T4
Service d'équilibrage (art. 7.1)					
Coût des écarts de prévision (\$)	71 264	63 238	50 004	76 234	260 739
Puissance complémentaire (art 7.2)					
Coût de la puissance garantie (\$)	3 209 425	3 808 880	3 808 880	4 531 911	15 355 098
Énergie (art. 7.3)					
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	574 768	479 068	443 208	797 370	2 294 415
Énergie livrée par HQP (MWh)	544 458	645 994	653 093	777 769	2 621 315
écart (MWh)	30 310	-166 926	-209 885	19 601	-326 901
Coût de l'énergie (\$)	(2 702 184)	14 881 728	18 711 549	(1 750 331)	29 140 763
Coût total (\$)	578 505	18 751 845	22 568 433	2 857 815	44 756 598

Notes: Pour 2012, la "quantité contributive" (associée à la puissance garantie, ligne 2 du tableau) est établie à 15 %.

Les données de mars à septembre ont été corrigées pour prendre en compte les taux de pertes entre le point de mesurage et le point de livraison au parc Le Plateau.

⁶ Gouvernement du Québec, *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012*, disponible sur le site de l'Assemblée nationale du Québec.

⁷ Hydro-Québec Distribution, *Suivi de l'entente d'intégration éolienne pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2012*, 26 février 2013.

Pertes sur les réseaux de transport et de distribution

Une fois livrée, l'électricité doit encore parcourir bien du chemin avant d'être vendue aux clients d'Hydro-Québec Distribution. Le transport et la distribution de l'électricité s'accompagnent de pertes. Selon Hydro-Québec, celles-ci devraient s'élever à 7,8 % en 2013⁸. Il est probable que le taux de perte s'élève dans les prochaines années puisqu'il varie selon l'électricité transportée. Cependant, pour demeurer prudent, nous avons posé l'hypothèse que les pertes seraient de 7,8 % pour toutes les années jusqu'en 2020.

Frais de transport et de distribution

Les frais de transport sur les lignes de Hydro-Québec TransÉnergie sont relativement bien documentés et s'élèvent généralement à 1,3¢/kWh. Cela correspond au coût total de transport d'électricité divisé par la quantité transportée de 203,7 TWh selon le Rapport annuel d'Hydro-Québec. Le coût total du transport provient d'un document de la Régie de l'énergie⁹. Ce même document fait aussi état des frais de distribution totaux, à la page 59. Dans les deux cas, on a utilisé les données de 2012 afin de pouvoir les comparer aux livraisons d'électricité d'Hydro-Québec cette année-là.

Par contre, un communiqué de presse d'Hydro-Québec dans le cadre d'un appel d'offres pour les centrales de cogénération à base de biomasse faisait état d'un coût de transport inclus dans le prix moyen des soumissions retenues de 0,4¢/kWh¹⁰. Ce coût, substantiellement plus bas, représente un cas particulier à la biomasse. Par mesure de prudence, c'est donc ce coût de transport qui a été appliqué à la production électrique de cette filière.

L'ajout d'un frais de transport moyen à la plupart des filières n'est pas tout à fait exact. L'électricité du bloc patrimonial provient de grands ouvrages situés loin des grands centres de consommation et devrait normalement engendrer un coût de transport supérieur. Cependant, il n'a pas été possible de faire cette différenciation à partir des données disponibles.

Dans l'incertitude, ni les frais de transport, ni les frais de distribution n'ont été indexés.

Coût unitaire moyen, par filière

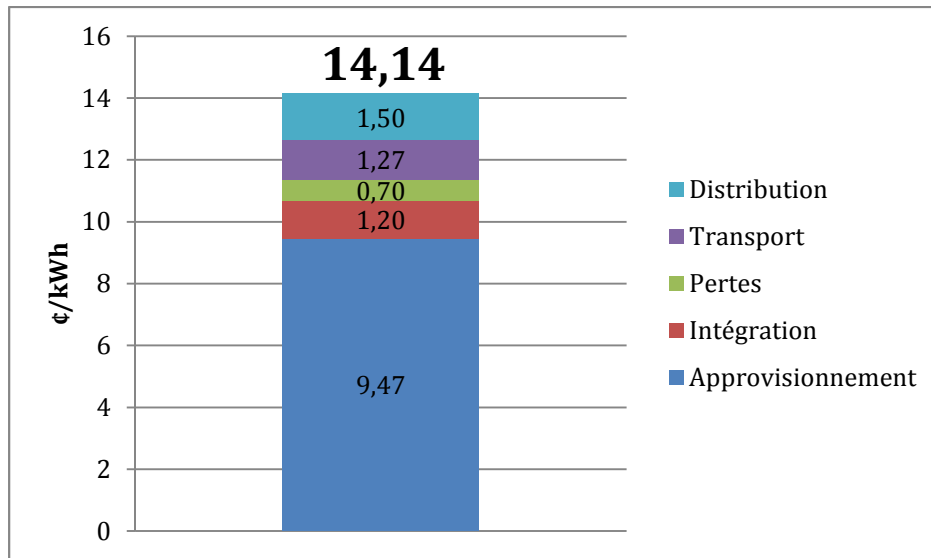
En somme, le coût total d'un kilowatt-heure est l'addition des différents coûts et frais décrits. L'exemple suivant, pour l'éolien, permet d'illustrer cette addition.

⁸ Hydro-Québec Distribution, *Achats d'électricité*, Demande R-3814-2012, 27 juillet 2012, p. 4.

⁹ Régie de l'énergie, *Décision D-2013-037 R-3814-2012*, 12 mars 2012, p. 56.

¹⁰ Hydro-Québec, *Appel d'offres pour l'achat d'énergie produite par cogénération à la biomasse : Hydro-Québec retient huit soumissions*, 18 décembre 2009.

Coût unitaire moyen de l'énergie éolienne



La variation des coûts d'une filière à l'autre s'explique principalement par le coût d'approvisionnement. Dans une moindre mesure, les frais d'intégration de l'éolien et le coût de transport plus faible de la biomasse entraînent aussi des écarts entre filières.

Prix de vente moyen

Le coût unitaire moyen peut être comparé au prix de vente moyen. Ce prix est obtenu à partir du produit des ventes d'électricité d'Hydro-Québec divisé par la quantité d'électricité vendue¹¹. Les ventes d'électricité au Québec et hors-Québec sont toutes deux considérées. Autrement dit, le prix de vente moyen de 5,76¢/kWh représente un amalgame des différents tarifs domestiques (résidentiel, commercial et institutionnel, etc.) et des exportations.

Subvention implicite de chaque filière

La différence entre le coût unitaire d'un kilowatt-heure et son prix de vente pour Hydro-Québec représente une donnée importante. Il est tout à fait possible qu'Hydro-Québec soit disposé à payer plus cher certains kilowatt-heures que le prix auquel il les vend. Après tout, Hydro-Québec Distribution est tenu de fournir un service à ses clients. Par contre, lorsqu'Hydro-Québec Distribution se trouve dans l'obligation de s'approvisionner à un coût plus élevé que le prix de vente, la différence entre le coût unitaire et le prix de vente représente implicitement une subvention au producteur d'électricité.

¹¹ Hydro-Québec, *Rapport annuel 2012*, p. 2 et p. 81. À titre de comparaison, le prix de vente moyen à l'exportation en 2012 était de 4,1¢/kWh, selon le même document, p. 57.

Cette différence peut alors être multipliée par la production anticipée afin d'estimer le montant total de la subvention implicite. C'est ce qui a été fait pour chacune des filières, sauf pour TransCanada Energy qui ne produit pas d'électricité. La subvention implicite dans ce cas équivaut précisément à la compensation versée à cette centrale.

Conclusion

L'ensemble de ces calculs représente la meilleure estimation disponible des subventions implicites aux différentes filières. Il ne s'agit néanmoins que d'une estimation, relativement prudente qui plus est. Les véritables données ne sont pas apparentes puisque les décisions gouvernementales ne les évaluent pas au moment de choisir une filière au détriment d'une autre. Le gouvernement pourrait toutefois choisir de les évaluer plus précisément.