

**RÉPONSES DE L'AQPER À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DU DISTRIBUTEUR**

1. **Référence :** Pièce [C-AQPER-0017](#), p. 36.

**Préambule :**

La Régie comprend du mémoire de l'AQPER, que la principale thèse de l'intervenante est à l'effet que des fournisseurs pourraient offrir des MW à moindre coût en procédant par appel d'offres par opposition à la stratégie d'approvisionnement actuelle du Distributeur.

À la page 36 de son mémoire, l'AQPER indique un prix de l'énergie éolienne à 60 \$/MWh.

**Demande :**

- 1) Veuillez indiquer si le prix de 60 \$/MWh est un prix réel observé ou une projection qui repose sur des hypothèses. Veuillez élaborer.

**La valeur de 60 \$CA/MWh pour le coût de l'énergie éolienne mentionnée en préambule provient de la conversion en dollars canadiens (1,33 \$CA par \$US) d'un coût de l'énergie éolienne de 45 \$US/MWh, soit une valeur médiane de la fourchette de prix estimé par la firme Lazard<sup>1</sup> pour cette technologie.**

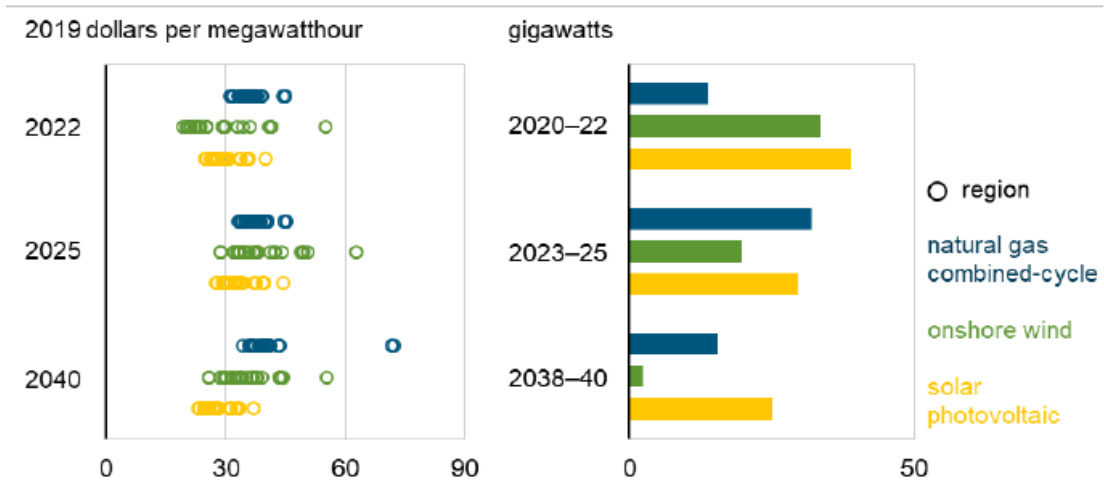
**De plus, une récente estimation des coûts de différentes filières énergétiques produite par le US Energy Information Administration (« EIA ») datant de février 2020 confirme que les prix de l'énergie éolienne demeurent à des niveaux similaires à ceux estimés par la firme Lazard mentionnée dans notre preuve (voir le graphique suivant<sup>2</sup>).**

---

<sup>1</sup> C-AQPER-0017, page 33.

<sup>2</sup> < [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity\\_generation.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf) >, page 3.

**Figure 1. Levelized cost of electricity (with applicable tax subsidies) by region and total incremental capacity additions for selected generating technologies entering into service in 2022, 2025, and 2040**



Source: U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2020*

L'EIA estime que le coût moyen par MWh de l'énergie éolienne se situe dans la fourchette de 30 \$US à 40 \$US (40 \$CA à 53 \$CA), soit un niveau inférieur au 60 \$CA utilisé dans notre preuve.

De plus, nous vous référons au tableau ci-dessous contenant le prix de l'énergie éolienne octroyé dans différentes juridictions canadiennes au cours des dernières années :

Résultats récents de processus d'acquisition d'énergie éolienne au Canada		
Juridiction (année)	MW	Prix (\$/MWh)
Québec (2014)	446,4	63 <sup>1</sup>
Alberta (2017)	600	37 <sup>2</sup>
Saskatchewan (2018)	200	< 42 <sup>3</sup>
Alberta (2019)	763	39 <sup>4</sup>
Saint John Energy, NB (2019)	42	< 34 <sup>5</sup>

<sup>[1]</sup> HYDRO-QUÉBEC, « Appel d'offres visant l'achat de 450 MW d'énergie éolienne : Hydro-Québec retient 3 soumissions totalisant 446,4 MW », 16 décembre 2019, <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/697/appe-doffres-visant-lachat-de-450-mw-denergie-eolienne-hydro-quebec-distribution-retient-3-soumissions-totalisant-4464-mw/?fromSearch=1>

<sup>[2]</sup> ALBERTA ELECTRIC SYSTEM OPERATOR (AESO), *REP Results*, <https://www.aeso.ca/market/renewable-electricity-program/rep-results/>

<sup>[3]</sup> SASK POWER, Potential Renewables to build 200 megawatt Wind Power Facility near Assiniboia", 19 octobre 2018, <https://www.saskpower.com/about-us/media-information/news-releases/Potentia-Renewables-to-build-200-megawatt-wind-power-facility-near-Assiniboia>

<sup>[4]</sup> AESO, *Op. cit.*

<sup>[5]</sup> CBC NEWS, "Saint John Energy partners with Halifax company on \$60 M wind farm", 5 septembre 2019, <https://www.cbc.ca/news/canada/new-brunswick/saint-john-energy-wind-farm-project-natural-forces-1.5270134>

**Les résultats ci-dessus des différents processus d'acquisition d'énergie éolienne confirment les estimations de Lazard et de l'EIA mentionnées précédemment.**

**Finalement, il y a lieu de souligner que les conditions de marché peuvent différer d'une province à l'autre, pouvant ainsi influencer le coût de l'énergie éolienne. Ceci étant dit, l'estimation à 60 \$/MWh nous semble toujours être raisonnable.**

- 2) Veuillez également donner des exemples de moyens de production opérationnels dont le coût et le prix sont inférieurs aux coûts évités de long terme de l'ordre de 115 \$ du kW ?

**Nous comprenons que la Régie requiert des exemples de coûts de puissance de long-terme inférieur à 115 \$ du kW-année.**

**Le Canadian Energy Research Institute (« CERI ») a publié en février 2018 une étude sur les options de production électrique dans les 10 provinces du Canada<sup>3</sup>. À titre d'exemple, à la page 60 de ce rapport, on retrouve des estimations des coûts de la puissance installée de plusieurs types de technologie utilisant la biomasse comme carburant. L'on peut y constater que 4 des 10 estimations sont inférieures à la valeur de 115 \$ du kW-année.**

---

<sup>3</sup> < [https://ceri.ca/assets/files/Study\\_168\\_Full\\_Report.pdf](https://ceri.ca/assets/files/Study_168_Full_Report.pdf) >.

**Table 3.31: Summary of Information used for Biomass Energy and Cost Estimates**

Technology	Source	Cost (base year)	Currency	Nominal Capacity (MW)	Overnight Capital Cost (\$/kW)	Var. O&M, \$/MWh	Fixed Cost (\$/kW-year)	Heat Rate (Btu/kWh)
CC – Combined Cycle	(EIA, 2013)	2012	USD	20	8,180 <sup>9</sup>	\$17.49	\$356.07	12,350
BFB – Bubbling Fluidized Bed	(EIA, 2013)	2012	USD	50	4,114 <sup>10</sup>	\$5.26	\$105.63	13,500
Biomass Stand-alone (standard Rankine cycle)	(Black & Veatch, 2012)	2015	USD	50	3,830	15	95	14,200
Biomass Co-firing	(Black & Veatch, 2012)	2015	USD		990	0	20	10,000
Woody Biomass	(Avista, 2011)	2011	USD	25	4,170	4.16	207	13,500
Manure Digester	(Avista, 2011)	2011	USD	0.85	4,862	27.01	51.8	10,250
Biomass Direct Combustion	(Lazard, 2011)		USD	35	3000-4000	15	95-100.5	14500
Biomass Direct Combustion	(Black & Veatch, 2010)	2010	USD	>15	4000-5000			14000-16000
Combined heat and power (CHP)	(PacifiCorp, 2011)	2010	USD	50	3,509	0.96	38.8	10,979
Woody residue – Greenfield, no CHP	(NWPPCC, 2010)	2006	USD	25	3000	0.73	194	15500
Conventional steam electric plant	(E3, 2014)		USD		4,250		155	14,800
Biomass Direct Combustion in steam turbines	(BC Hydro, 2013)	2013	USD	35	4740	21		
Biomass Direct Combustion	Kumar et.al (2003)	2000	CAD	450	1242			

Financial parameter assumptions:

Capacity factor = 70%; Expected rate of return = 10%; Plant life = 30 years; Project term debt = 50-60% depending on ownership; Nominal debt interest rate = 8%; construction interest rate = 8%.

**Enfin, il y a lieu de souligner que le prix de la puissance observé sur le marché de la Nouvelle-Angleterre est en constante baisse depuis l'encan de 2015 (voir le tableau ci-dessous<sup>4</sup>).**

<sup>4</sup> < <https://www.iso-ne.com/about/key-stats/markets#fcaresults> >.

### Results of the Annual Forward Capacity Auctions

AUCTION COMMITMENT PERIOD	TOTAL CAPACITY ACQUIRED (MW)	NEW DEMAND RESOURCES (MW) <sup>1</sup>	NEW GENERATION (MW) <sup>2</sup>	CLEARING PRICE (\$/KW-MONTH)
FCA #1 in 2008 for CCP 2010/2011	34,077	1,188	626	\$4.50 (FLOOR PRICE)
FCA #2 in 2008 for CCP 2011/2012	37,283	448	1,157	\$3.60 (FLOOR PRICE)
FCA #3 in 2009 for CCP 2012/2013	36,996	309	1,670	\$2.95 (FLOOR PRICE)
FCA #4 in 2010 for CCP 2013/2014	37,501	515	144	\$2.95 (FLOOR PRICE)
FCA #5 in 2011 for CCP 2014/2015	36,918	263	42	\$3.21 (FLOOR PRICE)
FCA #6 in 2012 for CCP 2015/2016	36,309	313	79	\$3.43 (FLOOR PRICE)
FCA #7 in 2013 for CCP 2016/2017	36,220	245	800	\$3.15 (FLOOR PRICE) NEMA/Boston: \$14.99
FCA #8 in 2014 for CCP 2017/2018	33,712	394	30	\$15.00/new & \$7.025/existing
FCA #9 in 2015 for CCP 2018/2019	34,695	367	1,060	System-wide: \$9.55 SEMA/RI: \$17.73/new & \$11.08/existing
FCA #10 in 2016 for CCP 2019/2020	35,567	371	1,459	\$7.03
FCA #11 in 2017 for CCP 2020/2021	35,835	640	264	\$5.30
FCA #12 in 2018 for CCP 2021/2022	34,828	514	174	\$4.63
FCA #13 in 2019 for CCP 2022/2023	34,839	654	837 <sup>3</sup>	\$3.80
FCA #14 in 2020 for CCP 2023/2024	33,956	323	335	\$2.00

<sup>1</sup> Not counted as new is the demand-resource type once known as real-time emergency generation (RTEG). RTEG resources, which participated in FCAs #1 through #7, were treated as existing capacity and capped at 600 MW.

<sup>2</sup> Some new capacity reflects increased capacity at existing resources.

<sup>3</sup> This total includes new generation acquired in both the primary auction (783 MW) and substitution auction (54 MW).

**Les résultats du plus récent encan (FCA#14) sont à 2 \$US du kW-mois, soit 2,66 \$CA/kW-mois ou 32 \$CA/kW-année, en utilisant un taux de change de 1,33 \$CA par \$US.**

**Nous sommes conscients que les caractéristiques du marché de la Nouvelle-Angleterre sont différentes de celles du marché québécois. Toutefois, nous sommes d'avis que cette tendance à la baisse doit être considérée par la Régie.**