

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

No: R- 4167-2021

*Demande du Transporteur de modification
des tarifs et conditions des services de
transport pour les années 2021 et 2022;*

HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse

- et -

OPTION CONSOMMATEURS
Intervenante

MÉMOIRE D'OPTION CONSOMMATEURS

Table des matières

1. Introduction	3
2. Éléments du revenu requis sujet à la formule d'indexation : Review of Brattle and PEG Productivity and Benchmarking Studies	3
2.1. Summary.....	3
2.1.1. Scope of review	3
2.1.2. Expert Reports	5
2.2. Brattle Total Factor and Partial Factor Productivity of US Transmitters and HQT	5
2.2.1. Key Points.....	6
2.2.2. Results.....	6
2.2.3. Recommendations from Brattle	7
2.2.4. Brattle Econometric Model Benchmark Costs : Key Points	7
2.2.5. Brattle Recommended S factor.....	7
2.3. PEG Total Factor and Partial Factor Productivity of US Transmitters and HQT.....	8

**R-4167-2021 Demande du Transporteur de modification des tarifs et
conditions des services de transport pour les années 2021 et 2022
Mémoire d'Option consommateurs**

2.3.1.	Key Points.....	8
2.3.2.	PEG Econometric Benchmarking Results.....	9
2.3.3.	PEG Conclusions.....	9
2.4.1.	Key Points.....	10
2.5.	Form of the proposed 2022-2025 HQT Revenue Cap Index (RCI) Formula	14
2.5.1	Inflation Factor (I)	15
2.5.2	Capital Factor (C)	15
2.5.3	Scap.....	16
2.5.4	Incremental Capital Module (ICM).....	16
2.5.5	Capital in Service Variance Account (CIVSA).....	17
2.5.6	Growth Factor (G)	17
	The inclusion of a Growth Factor (G) is often a feature of RCI Formula, particularly for distribution utility IRM's.....	17
2.5.7	Earnings Sharing Mechanism (ESM)	17
2.5.8	Term of the Plan	17
2.5.9	Off-ramps	18
2.5.10	Z-factor.....	18
3.	Planification du réseau de transport	18
3.1.	Coordination avec le Distributeur pour le développement du réseau afin d' optimiser l'utilisation du réseau à moindre coût	19
3.2.	Dépassement de coût Micoua-Saguenay.....	21
4.	Sommaire des recommandations.....	25
	APPENDICES.....	26
	APPENDIX A	27
	Appendix B: Summary of Expert Consultants Results	28

1. Introduction

Le 30 juillet 2021, Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur) déposait une demande modification des tarifs et conditions des services de transport pour les années 2021 et 2022.

Le 10 août 2021, la Régie a rendu sa décision D-2021-101 par laquelle elle a ordonné au Transporteur d'émettre un avis public le 14 août 2021 et a fixé un échéancier pour le processus de demande d'information.

Le 26 août 2021, OC a déposé sa demande d'intervention.

Le 24 septembre 2021, la Régie a rendu sa décision D-2021-123 par laquelle elle a établi le cadre d'examen du dossier et statué sur les demandes d'intervention, les budgets de participation et du calendrier de traitement. Elle sépare l'étude du dossier en deux volets.

Le présent mémoire traitera des enjeux suivants ayant trait au volet 1 :

- Éléments du revenu requis sujet à la formule d'indexation / Review of Brattle and PEG Productivity and Benchmarking Studies
- Planification du Réseau
 - Coordination avec le Distributeur pour le développement du Réseau pour optimiser l'utilisation du réseau à moindre coût
 - Raccordement des Îles-de-la-Madeleine
 - Dépassement de coût Micoua-Saguenay

La section 2 traitant des éléments du revenu requis sujet à la formule d'indexation a été rédigée en anglais par Dr Roger Higgin. Le reste du mémoire a été rédigé par M. Pascal Cormier.

2. Éléments du revenu requis sujet à la formule d'indexation : Review of Brattle and PEG Productivity and Benchmarking Studies

2.1. Summary

2.1.1. Scope of review

Regulation of Utilities by *Mécanisme de Réglementation Incitative* (MRI) / Incentive Regulation Mechanism (IRM) has evolved in Canada over the last 10 years.

In Québec, the Régie de l'énergie (Régie) has approved a 1st generation IRM plan for Hydro Québec Distribution (HQD) and for Hydro Québec Transmission (HQT/HQTransEnergie)¹. *An Act to simplify the process for establishing electricity distribution rates* (SQ 2019, c 27) rendered HQD's IRM inoperable.

The Régie, in D-2019-060, requested that HQT prepare *l'étude de productive multifactorielle* (multifactor productivity or "MFP") in the first three years of the MRI which can be used potentially to reset the X-factor in year four of the plan or in a subsequent plan and that could apply to both HQT's operating expenses as well as its capital expenses. HQT has applied for approval of a 2nd Generation IRM to set rates for 2022 and possibly beyond.

Expert consultants have been retained by HQT (Brattle Group (Brattle))² and by the Association Québécoise des Consommateurs Industriels d'Électricité (AQCIE) and the Conseil de l'Industrie Forestière du Québec (CIFQ) (Pacific Economics Group (PEG))³ to analyse industry productivity trends and the relative cost performance of HQT and recommend appropriate factors to include in a proposed Revenue Cap Index (RCI) Formula.

The expert consultants to date have filed two separate analyses:

- Total and Partial Productivity Trends in the US transmission industry and HQT
- Econometric Cost Benchmarking of HQT to a US transmission industry sample

The expert reports available to OC's consultants were filed in February 2021 in **R-4058-2018 Phase 2**. The reports were refiled in **docket R-4167-2021** as **exhibits C-AQCIE-CIFQ-0009 (PEG) and HQT-5 Doc 2 B-0012 (Brattle)**.

We have also reviewed the non-confidential interrogatory responses from Brattle to OC (B-0060).

OC's analysts⁴ are advised that PEG will file an updated report later in November 2021 and that Brattle has been retained by HQT to reply to this evidence.

Accordingly, this Mémoire only addresses the evidence and non-confidential Interrogatory Responses filed up to November 3, 2021.

Note to Reader: *We have been asked by Counsel to OC to review the updated PEG Report and any HQT/Brattle Reply when filed and provide summaries. This may lead to an addendum to this mémoire.*

¹ Régie D-2018-001 and D-2019-060

² Dr. Agustin Ros et al

³ Dr. Mark Lowry et al

⁴ Dr. Roger Higgin and Mr. Pascal Cormier

2.1.2. Expert Reports

The two expert consultants reached somewhat different conclusions on the ***Productivity Factor Trend*** of their US Transmission comparator groups and recommend different I-Factors for the second generation IRM Revenue Cap Formula for HQT. Specifically, the X-factors recommended by the experts are both negative but differ materially due to different input assumptions/methodology.

The experts recommended ranges for the X-Factor for Total Costs, Capital Costs and O&M Costs (charges nettes d'exploitation ,CNE) may provide a reasonable basis for setting the 2nd generation revenue cap parameters for HQT.

There are results from other recent US transmission industry productivity studies, such as those by Clearspring EA for Hydro One Transmission in Ontario⁵, that can provide additional information for setting the parameters of the HQT Revenue Cap Index (RCI) Formula I-Factor.

The experts also conducted econometric benchmarking studies comparing the Total Cost , the OM&A (CNE) and Capital of Hydro Québec to a peer group of US utilities.

However, we note that Brattle and PEG reached **completely different conclusions** from their econometric benchmarking results.

2.2. Brattle Total Factor and Partial Factor Productivity of US Transmitters and HQT

TABLE 1: HQ AND HQT FINANCIAL AND OPERATIONAL DATA AS OF 2019

HQT Financials	
Revenue	\$3.5 billion CAD
Net Income	\$569 million CAD
Total Assets	\$23.8 billion CAD
HQT Operational Data	
Length of Transmission Lines	34,802 km
Number of Substations	534
HQ Operational Data	
Net Electricity Sales	208.3 TWh (including 33.7 TWh in exports)
Capacity	36,700 MW

Source: HQ Annual Report 2019, available at:

<https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/annual-report.pdf>

⁵ EB-2021-0110 Exhibit A Tab 4 Schedule 1 Attachment 1

Hydro Québec TransÉnergie is among the largest of the Brattle sample of 74 North American transmission companies.

2.2.1. Key Points⁶

- The Brattle TFP model sample consists of 74 US electricity transmission companies, some entirely vertically integrated, and some transmission and distribution (“T&D”) only.
- Output and input indices were developed for each company and for each year over the period 1995 to 2019. TFP growth rates were calculated for each of the 74 electricity companies.
- The output measure is a cost-weighted average of peak demand and total miles of transmission lines—with 60% weight given to peak demand and 40% given to miles of transmission lines.
- O&M inputs are separate input indices for labor, for materials, rents and services (“MR&S”) and for capital based upon the *One-Hoss Shay* approach to capital services and capital prices.
- Sensitivity analysis was performed for OHS vs GD, Asset Life and Share between Peak Demand and Miles of TX lines plus total energy with peak demand at 60%, lines 30% and total energy 10%.⁷ The effect of adding Administrative and General Plant costs was studied.⁸

2.2.2. Results⁹

- Over the period 1995 to 2019, the annual weighted average TFP growth—weighted according to company size as measured by peak demand and kilometers of transmission lines—for the U.S. electricity transmission industry was **-1.04 percent**. (Standard Deviation of ± 0.17)¹⁰.
- The PFP for capital inputs was **-0.05 percent**.
- The PFP for O&M was **-3.38 percent**.
- Brattle notes that if an economy-wide I-factor such as GDP-PI was used, output price inflation would be -2.82%.
- The productivity results are sensitive to certain assumptions, including the period used for the analysis, the methodology used for capital services—*i.e.* *One-Hoss Shay* vs. *Geometric Decay*—the asset life assumption, the output measure used and the inclusion or exclusion of common costs—*i.e.*, Administrative and General (“A&G”) expenses and General Plant expenses.

⁶ HQT B-0012 Brattle Report Pages I-2

⁷ Brattle Report Table 12

⁸ Ibid Page VI-56

⁹ Ibid 4 Page I-3

¹⁰ HQT-10-01-01 B-0049 Regie Question 11,2.1 Figure 2 line 1

2.2.3. Recommendations from Brattle¹¹

- “Set the X-factor based upon industry-wide productivity, extend the MRI to include capital inputs as well as operating expenses and set the inflation factor in the I-X formula to measure input price inflation then an X-factor of -1.04 percent is reasonable.”
- “Alternatively maintain the current MRI focus only on operating expenses and set it to industry wide O&M PFP, our results suggest that an X-factor of -3.38 percent is the appropriate one”.

2.2.4. Brattle Econometric Model Benchmark Costs : Key Points

- Over the entire period, 2001-2019, HQT’s difference in total costs was -1.7%, compared to the mean value of -2.3% for the entire sample of U.S. companies.
- HQT’s cost efficiency improved in more recent periods, -2.8% between 2005 and 2019—compared to -1.9% mean value for the U.S. sample—and -6.0% between 2010 and 2019—compared to -1.0% mean value for the U.S. sample.
- In 2019, HQT’s 57 percentile rank means that 43 percent of US companies had superior cost performance.
- HQT’s actual costs were -1.1% lower than its predicted costs, compared to the mean value of -2.2% for the entire sample of U.S. companies.
- HQT’s cost efficiency shows slightly less improvement throughout the period compared to the sample of 74 companies, implying that the actual costs are very similar to those predicted by the model.¹²
- Over the entire period, HQT’s O&M costs were 8.5% lower than those predicted by the econometric model. This is almost equal to the average for the entire sample of U.S. companies (at -8.2%) and lies within the +/- 10% range.
- For the most recent ten-year period, HQT’s O&M costs were 35.2% lower than the predicted costs, compared to an average of -8.8% for the entire sample.¹³
- Only 32% percent of the companies fared better than HQT over the same 10 year period compared to 61% of companies with better cost performance over the entire twenty-year period.

2.2.5. Brattle Recommended S factor

Brattle reviewed recent regulatory decisions in Ontario, Alberta, British Columbia and Massachusetts¹⁴:

¹¹ Ibid 5 Page I-3

¹² Brattle Report Page x Table 17

¹³ Brattle Report Page x Table 18

¹⁴ Ibid Table 5 page III-29

R-4167-2021 Demande du Transporteur de modification des tarifs et conditions des services de transport pour les années 2021 et 2022
Mémoire d'Option consommateurs

TABLE 5: SUMMARY OF RECENT STRETCH FACTOR DECISIONS

Jurisdiction	Stretch Factor	Methodology
Ontario (Hydro One Sault Ste. Marie, electricity transmission, 2019-2026) ¹	0.30%	Total cost benchmarking and judgement
Alberta (electricity and natural gas distribution, first generation plan, 2012-2017) ²	0.20%	Judgement
British Columbia (Fortis BC Inc. (FBC) electricity distribution/transmission, Fortis BC Energy Inc. (FEI) natural gas, 2014-2018) ³	FBC: 0.10% FEI: 0.20%	Total cost benchmarking and judgement
Massachusetts (NSTAR, electricity distribution 2018-2023) ⁴	0.25% when inflation exceeds two percent	Judgement

Sources:

¹Ontario Energy Board Decision EB-2018-0218

²Alberta Utilities Commission Decision 2012-237

³British Columbia Utilities Commission Decision, G-139-14, p. 83

⁴Massachusetts DPU 17-05 pp 394-395

- “Brattle suggests a range from 0.10 to 0.30 percent is a reasonable one for the S-factor in an MRI plan that resets the X-factor in year four of the plan or in a plan that could apply to both HQT’s operating expenses as well as its capital expenses”¹⁵.

2.3. PEG Total Factor and Partial Factor Productivity of US Transmitters and HQT

2.3.1. Key Points¹⁶

- PEG calculated the trends in the multifactor productivity of 51 U.S. electric utilities in the provision of power transmission services and the productivity of capital and CNE (O&M) inputs.
- The growth in the multifactor transmission productivity of sampled U.S. utilities averaged a 2.26% annual decline over the most recent fifteen years of the sample period (2005-2019) but only a 0.62% annual decline over the full 23 (sic) -year (1996-2019) sample period, during which the effects of formula rates and other recent changes in the U.S. transmission business were less pronounced.
- The productivity of transmission capital inputs averaged a 2.16% annual decline over the last fifteen years and a 0.46% annual decline over the full sample period. The remarkable productivity decline that began in 2005 reflects special circumstances.
- The productivity of CNE averaged a 1.74% annual decline over the last 15 years and a 0.68% annual decline over the full sample period.
- PEG stated that “Multidimensional output indexes should be used as scale escalators in HQT’s revenue cap index. The 58% ratcheted peak/42% line length weights used in our *multifactor* productivity research in this proceeding are appropriate for a *comprehensive* revenue cap index. In a revenue cap index applicable only to CNE

¹⁵ Brattle Report Page Page I-3

¹⁶ C-ACQI-CIFQ-0009-Preuve-RappExp-2021_10_04 PEG Report Page 3

revenue, 53% ratcheted peak/47% line length weights drawn from our *CNE* model are more pertinent”.

2.3.2. PEG Econometric Benchmarking Results¹⁷

PEG notes that “The benchmarking work was complicated by differences in the ways that HQT and sampled US utilities calculate their costs. PEG lodged several rounds of information requests to better understand HQT’s cost accounting. Having developed cost calculations that we hope permit “apples to apples” comparisons”.

- PEG developed econometric models of total transmission cost, transmission capital cost, and *CNE*. There were 46 U.S. utilities in the sample for the econometric research. The total cost and capital cost models had considerably more explanatory power than the *CNE* model.
- HQT’s **total cost** was compared to the cost projected by PEG’s econometric total cost benchmarking model. From 2017-19, the three most recent years for which data are available, HQT’s total cost was 67% above the benchmark value on average.⁴ This is commensurate with a bottom quartile ranking for the U.S. sample.
 - HQT’s **capital cost** was compared to the cost projected by the PEG econometric capital cost benchmarking model. From 2017 to 2019, HQT’s capital cost exceeded the benchmarks by 55% on average. This is commensurate with a bottom quartile ranking.
 - HQT’s **CNE (O&M)** was compared to the cost projected by PEG’s econometric *CNE* benchmarking model. From 2017 to 2019, the *CNE* of HQT was 121% above the benchmark value on average. This is also commensurate with a bottom quartile ranking in the U.S. sample.

2.3.3. PEG Conclusions

X factors¹⁸

The revenue cap index in HQT’s current *MRI* applies to its *CNE* revenue.

- “The X factor should then be based on productivity trends in the use of *CNE* inputs (e.g., labor, materials, and services). The options for X include the 1.74% annual decline in the *CNE* productivity of sampled utilities in the last fifteen years and the 0.68% decline over the full sample period. The marked decline in *CNE* productivity over the last fifteen years may be due in part to short-term circumstances such as the establishment of new reliability standards. *CNE* productivity growth in the last nine years averaged a 0.57% decline.”
- “The X factor might be applicable to a future *comprehensive* revenue cap index. Choices include the fifteen-year *MFP* decline of 2.26% and a longer-term decline of 0.62%. The Régie should also consider the 0.0% *MFP* growth target that the Ontario Energy Board chose for Hydro One Transmission services¹⁹”.
- “If supplemental revenue is permitted, provisions like the following merit consideration:

¹⁷ Ibid 11 Page 4

¹⁸ Ibid 11 Pages 4-5

¹⁹ EB-2019-0082 OEB Decision

- The X factor could be raised to reduce expected double counting and give customers a better chance of receiving the benefits of industry productivity growth in the long run.
- Capital costs that occasion supplemental revenue could be subject to continued tracking in later plans. Customers would then receive the benefit of depreciation of the surge capex between plans”.

Stretch Factor S²⁰

- “Our econometric *CNE* benchmarking research suggests that the stretch factor for the current *CNE* revenue cap index should be no less than 0.60%. Our current *total* cost benchmarking results suggest that the stretch factor for any future *comprehensive* revenue cap index would also be no less than 0.60%. These lower bounds are based on the Ontario Energy Board’s approach to stretch factor determination. The Régie should consider more aggressive penalties for poor cost performance.”
- “If there is a succeeding *MRI* the Régie may wish to update the benchmarking study in the year in which it is developed. A new study can consider forward test year costs that HQT proposes as well as additional years of historic costs”.
- “The Régie should increase the stretch factor to reflect the unusually weak performance incentives in the U.S. power transmission industry over the sample period. We recommend a stretch factor adder of at least **0.1%** should the Régie base X on productivity results for the full sample period. We recommend an adder of at least **0.3%** if X is based on results for the most recent fifteen years”.

2.4. Commentary on the Brattle and PEG Reports

We have been retained by OC to review and comment on the results of the expert reports submitted by Brattle and PEG.

2.4.1. Key Points

Dr. Higgin is very familiar with incentive regulation, including 4th Generation Incentive Regulation and Custom IRM’s as part of the Renewed Regulatory Framework for Electricity (RRFE) regulation in Ontario.

During the last 5 years, Dr. Higgin has reviewed many of the productivity and econometric benchmarking studies supporting IRM applications²¹. These include IRM proposals for gas distribution, electricity distribution and transmission and power generation in Ontario.

Several of these applications have been supported by expert productivity studies, econometric cost benchmarking studies and econometric system reliability studies.

²⁰ Ibid 11 Pages 5-6

²¹ See Dr. Higgin’s CV for details

Dr. Higgin also acted as analyst for OC in the cases for the first generation IRM for HQT and HQD (R-3897-2014 and R-4058-2018, phase 1), which were also supported by expert industry studies (Concentric Energy Advisors and PEG) in order for the Régie to set the X-Factors.

Based on this experience, Dr. Higgin notes that experts retained by utilities, board staff and intervenors often disagree on the results of their productivity studies and often make different recommendations to the regulator²².

However, disagreements between experts on the results of their econometric cost benchmarking studies and recommended stretch factors (S-factors), are often more contentious. These studies are relatively recent and the “art” is developing.

In general, industry productivity studies to set the X-factor are somewhat less problematic from a regulatory perspective. However, addressing the differences between the studies can be challenging and have major implications for the regulator, utility and ratepayers.

- In this case, for the productivity studies, there are differences in the experts' assumptions, such as transmission by others,²³ including/excluding certain Administrative and General Plant expenses²⁴ among other inputs, the use of One Hoss Shay (OHS) vs Geometric Decay (GD) for Capital.
- If additional sensitivity analysis is provided, the productivity studies may provide a plausible industry productivity range which would allow the regulator to choose an appropriate X-factor for either Total Costs, OM&A (CNE) or Capital. The Brattle and PEG productivity studies provide input required for an appropriate decision.

We have also brought to the attention of HQT/Brattle²⁵, the recent US TX productivity (total cost) study prepared by Clearspring EA for Hydro One Networks.²⁶ This provides additional pertinent data.

A similar study by PEG is expected to be filed in Ontario shortly under the same docket number²⁷ and may be addressed in our updated evidence

- The productivity growth of the US transmission industry over the period 1996-2019 resulting from PEG and Brattle studies (based on geometric decay for capital) is negative -0.62% to -1.82%. For the recent period 2010-

²² PEG has provided criticism of the Brattle Study in AQCIE-CIFQ 0005-Deminterv-Autre

²³ HQT-10, Document 3.1.1 DDR AQCIE/CIFQ 6.8

²⁴ HQT-10, Document 3.1.1 DDR AQCIE/CIFQ 7.1

²⁵ HQT-10-05-01 DDR1_OC Question 5

²⁶ EB-2021-0110 Hydro One Networks Exhibit A-Tab4 Schedule 1 Attachment 1

²⁷ Ibid 26

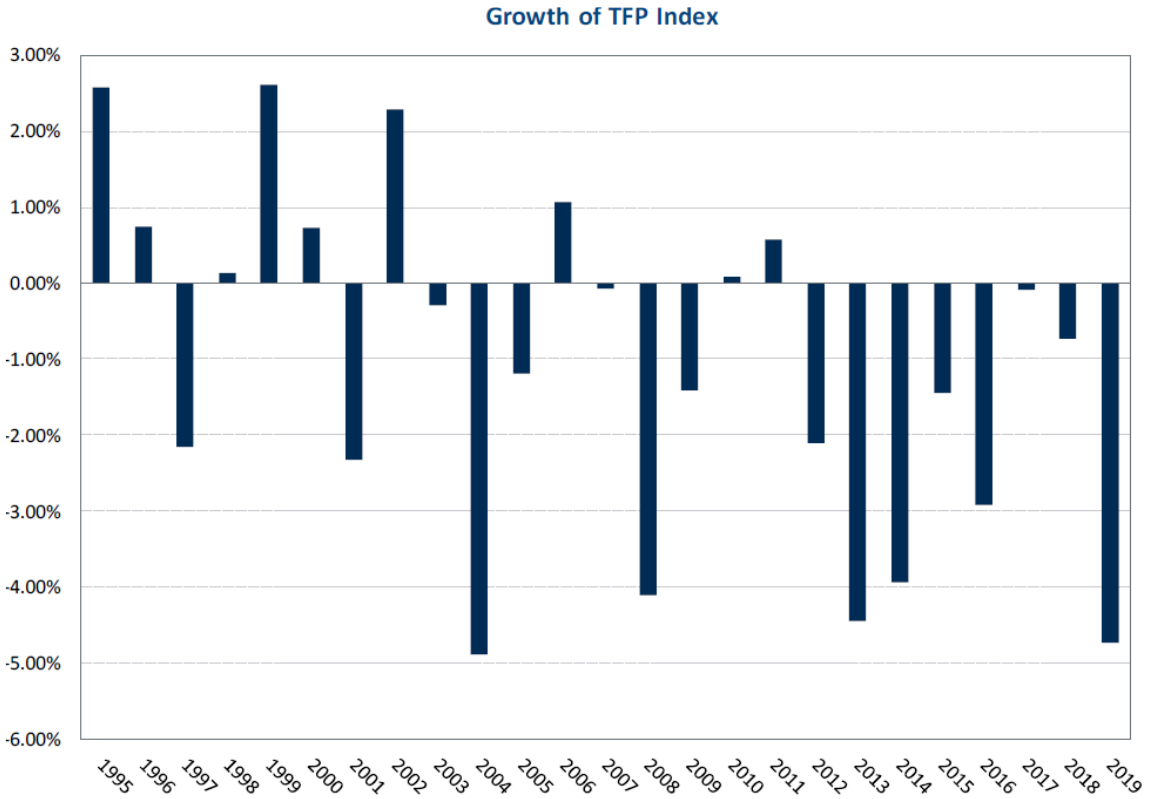
R-4167-2021 Demande du Transporteur de modification des tarifs et conditions des services de transport pour les années 2021 et 2022
Mémoire d'Option consommateurs

2019 (including the noted Clearspring EA study), the negative productivity growth is larger (See Table 1 below and the Appendix B at the end of this mémoire for details).

Table 1: Multifactor Productivity (Average) -North American Transmission Industry Recent Studies²⁸

Time Period	Brattle (OHS)	Brattle (GD)	PEG (GD)	Clearspring EA (GD)
1995-2019 (Full Period)	-1.04%	-1.82%	-0.62%	-
2000-2019	-	-1.50%	-	-1.66%
Last 15 years	-1.69%	-2.91%	-2.26%	-
2010-2019	-	-1.97%	-	-2.74%

To provide a better understanding of the impact of using different time periods, the following graphic shows the TFP growth of the Index used by Brattle (peak demand x miles of lines) for the US transmission industry. This is based on the period 1995-2019 for the Brattle 74 utility sample²⁹:



²⁸ Sources: C-AQCIE-CIFQ-0008 PEG Report; HQT-5Doc2 B0012; HQT-10, Doc 5.1Page 8 OC IRR 3.1;Page 14 OC IRR 5.1

²⁹ HQT-10, Doc 5.1Page 8 OC IR 2.4

- The graphic shows that since 2010, the US Sample exhibits strong negative growth in TX industry productivity. However, it also appears that for the full sample, based on visual inspection, the Standard Deviation appears high³⁰.
- Considering how the different samples, sample periods, as well as the costs included by the experts differ, may allow the Régie to determine an appropriate range for the X-factor for HQT.

In Dr. Higgin's experience, *econometric benchmarking* of, in this case, transmission costs, often leads to widely different results emanating from the models and creates problems for regulators in determining an appropriate S factor for either OM&A (CNE) or capital. The S-factor is somewhat less critical in terms of impact on the future revenue requirement, but nonetheless is often an area of significant dispute. This dispute can be a challenge for, and requires adjudication by, the regulator.

- As summarized above, in the current case, the expert's econometric cost models produce markedly different results;
 - Brattle concluded that HQT is a relatively good performer compared to a US peer group.
 - However, PEG concluded that HQT total costs are 67% above its US peer group and is a relatively poor performer.

Table 2: Brattle & PEG Cost Benchmarking Results
(HQT relative cost score)

Expert	Total Cost	Capital Cost	OM&A (CNE)
Brattle	-4%	+8%	-41%
PEG	+67%	+55%	+121%

- The above econometric modelling results are so different, that we have questions as to whether there could either be an error in the data each consultant included, in the base assumptions or in the specification of their models.
- We have reviewed the PEG and Brattle US peer group samples and find similar differences to the TFP studies- differences in size and composition of the samples and, importantly, which costs from FERC Form 1 data are/are not included, including "Transmission by Others" noted above. We have reviewed the other input parameters and also find differences, for example, as also noted above, inclusion/exclusion of certain administrative and general (A&G) costs, use OHS vs GD, use by Brattle of HQT ratio of total payroll expenses to FTE, rather than an equivalent to US Bureau of Labor Statistics for labor for the US sample.

³⁰ Brattle cites a full sample Std. Devn. of $\pm 0.07\%$ in Response to B-0049 Regie Question 11.1.2

- The Brattle and PEG econometric models are also significantly different in structure and in the specifications of the variables. This may also, in part, explain the different relative cost scores the experts find for HQT. For example, PEG uses OLS estimators and Brattle uses panel data estimators. This difference is a matter for the experts to debate, but may be a contributing factor that leads to the different results.
- We have examined in some detail the explanatory variables in the Brattle³¹ and PEG total cost models³² (but not the similar capital and O&M models). There are differences in the selected variables and coefficients³³ that may lead to different results. For example the use of secondary variables by PEG, but not by Brattle³⁴ The experts will debate the merits of their respective models.

It is critical for the regulator to determine, when considering an appropriate S factor for HQT, to understand why, in particular, the econometric benchmarking results are so different for Brattle and PEG.

2.5. Form of the proposed 2022-2025 HQT Revenue Cap Index (RCI) Formula

We have also been asked by OC to propose appropriate features for the proposed second generation RCI formula for HQT.

The Current HQT IRM Formula is as follows :

$$RR_{t+1} = (RR_t - Y_t - Z_t) \times (1 + I_t - (X + S)) + C_{t+1} + Y_{t+1} + Z_{t+1} + ER_{t-1}$$

where:

RR= revenue requirement (revenus requis (\$))

Y = exclusions (*exclusions* (\$))

Z = exogenous factor (*éléments exogènes* (\$))

I = inflation (%) (CPI-Québec and the average growth rate of the weekly earnings of Québec employees)

X = productivity (*productivité* (%)) *X* = -0.57%

S = stretch factor (*dividende client* (%))

C = growth factor (*croissance des activités*)

ER = earnings sharing mechanism (*écarts de rendement* (\$).)

Based on Dr. Higgin's experience with 4th Generation IRM under the Renewed Regulatory Framework for Electricity (RRFE) in Ontario, the following are some

³¹ Brattle report Table 14 Page VII-63

³² See Appendix A for summary

³³ See Appendix A for summary

³⁴ Piece B-0012 Brattle Report page VII-63

features that may be considered for inclusion in an RCI formula and associated regulatory framework:

- Inflation Factor I
- Inclusion of Capital
 - C-Factor (capital factor)
 - Scap (capital stretch factor)
 - Incremental Capital Module (ICM) or Additional Capital Module (ACM)
 - Capital in Service Variance Account (CIVSA)
- Growth Factor (G)
- Earnings Sharing Mechanism (ESM)
- Term of the Plan
- Off-ramps
- Z-factor

2.5.1 Inflation Factor (I)

The Régie has determined³⁵ for HQT's 1st generation IRM that indexes O&M (CNE), that the appropriate Inflation factor is ***[CPI-Québec and the average growth rate of the weekly earnings of Québec employees]***.

Consideration should be given to broader based indexes (especially if capital is to be included). Domestic Product Implicit Price Index for Final Domestic Demand [GDP-IP (FDD)] used in Ontario, together with Average Weekly Earnings (AWE) sub index³⁶ could be a possible index.

Consideration may be given to updating the index annually, based on a forward forecast.

2.5.2 Capital Factor (C)

Indexing of capital in the RCI is a significant regulatory consideration.

In order to provide clarity and avoid unusual outcomes, capital is often excluded in 1st generation IRM plans. This is the case for HQT.

Omitting capital from the RCI formula requires "Y Factors" and separate capital cost of service regulatory proceedings.

Regulatory practice has involved in other Canadian jurisdictions (Alberta, British Columbia and Ontario) to include capital as part of the revenue requirement indexing formula in both rate cap and revenue cap IRM's.

³⁵ D-2018-001 & D-2019-060

³⁶ EB-2010-0379 Report of the Board-Rate-Setting Parameters and Benchmarking under the RRFE

There are several approaches/mechanisms used by regulators to deal with capital and the regulator will consider the appropriate balance of risks and incentives for the utility in approving an appropriate mechanism.

One such approach used in Ontario, is to include a Capital Factor (C) in the RCI Formula based on a revenue requirement related to either historic or forecast capital spending (CAPEX) or in-service additions (ISAs) to plant property and equipment (PPE). A forecast may be appropriate, if the forecast projected trajectory for CAPEX/ISAs is relatively flat, over the IRM period.

Hydro One Transmission recently applied for an RCI Formula for 2023-2027 rates³⁷ described as follows:

$$RCI = I - X + C$$

Where:

- “I” is the Inflation Factor, based on a custom weighted two-factor input price index;
- “X” is the Productivity Factor, equal to the sum of Hydro One’s Custom Industry Total Factor Productivity measure and Hydro One’s Custom Productivity Stretch Factor; and

- “C” is Hydro One’s Custom Capital Factor, designed to recover incremental revenue each year necessary to support Hydro One’s proposed system plans, beyond the amount of revenue recovered through the I – X adjustment, reduced by a supplemental stretch factor on capital (Scap) of 0.15%.

2.5.3 Scap

Stretch factors are a usual feature in many IRM plans which serve to encourage better than historic performance relative to peers.

As noted above, if capital is included in the RCI, it is also frequent to apply a stretch factor (Scap) to the capital to provide an incentive for the utility to improve capital efficiency during the IRM term.

2.5.4 Incremental Capital Module (ICM)

In Ontario, under custom IRM Plans, the utility can also request an Incremental Capital Module (ICM) or alternatively an Additional Capital Module (ACM), based on certain thresholds (10% dead band) and other tests. This is to allow for unusual/extraordinary capital additions above the “normal capital envelope”.

³⁷ OEB EB-2021-0110 Hydro One Joint Rate Application 2023-2027

2.5.5 Capital in Service Variance Account (CIVSA)

A capital in-service variation account (CISVA) may be used to ensure that in-service capital additions and the associated rate base changes, match the IRM plan during the IRM period.

This provides stability to rates. The account is symmetric and over/under Capital ISA amounts are recorded each year. The final multiyear balance is credited to or debited to ratepayers at the next cost of service rebasing, (subject to a prudence review). The CISVA can also record variations related to approved ICM capital additions. There are pros and cons in considering a CISVA, based on the characteristics of the utility capital plan.

2.5.6 Growth Factor (G)

The inclusion of a Growth Factor (G) is often a feature of RCI Formula, particularly for distribution utility IRM's.

The growth factor is to account for costs which are a function of output (peak demand for transmitters MW)

For transmission utilities, the decision whether to include a growth factor is based on the particular future outlook for demand.

The Brattle and PEG reports do not include a discussion on growth factors.

Neither expert has provided projections of future productivity growth and relative costs beyond 2025.³⁸

The Régie has included a growth factor [*C- croissance des activités*] in the HQT 1st Generation IRM³⁹.

2.5.7 Earnings Sharing Mechanism (ESM)

An Earnings Sharing Mechanism (ESM) (*ER-écarts de rendement*) provides a share of utility earnings above the allowed return on equity (ROE) to customers.(asymmetric).

The usual formulation is a “deadband” (DB) expressed in basis points followed by sharing to different ROE levels. The current MRI has an ESM of 100 points of ROE base : utility 50 %, customers 50 %; above 100 points of base : utility 25 %, customers 75 %⁴⁰.

2.5.8 Term of the Plan

As noted above, HQT has applied for an IRM plan for the year 2022 and possibly beyond.

³⁸Decision D-2018-001 & D-2020-28

³⁹ Ibid 38

⁴⁰ R-3842-2013-A-0051-Dec-Dec-2014 para 370

In general, in Canada, the term of IRM plans are from 3-5 years. There are pros and cons to different terms and the regulator should consider these when approving the plan term.

2.5.9 Off-ramps

Off-ramps are a feature of most IRM plans. The Off-ramp is a safety valve based on the ROE exceeding or falling below a specified level. In Ontario this is ROE \pm 300 basis points.

The Régie has adopted the same ROE \pm 300 bpts Off-ramp for Hydro Québec Distribution and Transmission

2.5.10 Z-factor

Z-factors are features of both cost of service and IRM regulation. A Z-factor event is one that is exogenous and “extraordinary” as defined by the regulator. The criteria and dollar thresholds are set by the regulator.

The current HQT IRM has provision for Z-factors.

3. Planification du réseau de transport

Comme mentionné dans notre demande d'intervention, OC entend traiter de la planification du réseau. Comme on peut le constater à la lecture de l'extrait ci-dessus⁴¹, et conformément au cadre réglementaire en vigueur, l'étude des projets d'envergure des prochaines années est un enjeu du présent dossier, et ce même si plusieurs de ces projets n'auront pas d'impact significatif sur les tarifs pour les années 2021 et 2022.

“Il est à souligner que les nouveaux projets d'envergure seront connus de la Régie plusieurs années avant que des investissements importants soient réalisés. Ces derniers devraient être soumis à la Régie accompagnés des informations pertinentes afin d'être éventuellement étudiés dans le cadre de l'article 73. Cependant, il reste qu'une présentation globale des investissements et des impacts sur les tarifs demeure essentielle à la Régie dans un dossier tarifaire.”

D'ailleurs, dans sa preuve le Transporteur mentionne avoir mis sur pied une démarche de planification de son réseau qui répond adéquatement et de façon fiable et économique aux besoins de transport de la clientèle en constante évolution. Le Transporteur assure une gestion proactive et efficiente de ses actifs.

De plus le Transporteur dit avoir une approche de planification qui permet d'avoir une vision globale et de long terme de l'évolution de son réseau.

⁴¹ Décision D-2002-95, page 73.

C'est dans ce contexte que nous aborderons, à la section suivante, l'importance d'avoir une planification intégrée et transparente entre les activités de distribution et de transport d'Hydro-Québec.

3.1. Coordination avec le Distributeur pour le développement du réseau afin d'optimiser l'utilisation du réseau à moindre coût

À l'instar de plusieurs d'autres juridictions nord-américaines, nous sommes d'avis que la planification du réseau devrait se faire en considérant la planification des activités d'approvisionnement de la charge locale. À titre d'exemple, le Nouveau-Brunswick procède à un exercice de planification intégrée de son réseau électrique appelé Plan intégré des ressources tous les trois ans⁴². Cet exercice de planification inclut la planification des ressources en énergie pour répondre aux besoins en électricité ainsi que les besoins en développement du réseau de transport. La Nouvelle-Écosse procède également à un exercice similaire où l'ensemble des éléments composant le réseau électrique sont étudiés publiquement devant le régulateur⁴³. En Ontario, les différents transporteurs doivent obtenir l'approbation de l'opérateur de réseau, l'Independent Electricity System Operator (IESO)⁴⁴ pour tout projet de développement de leurs réseaux de transport en amont d'une approbation du Régulateur⁴⁵. L'IESO s'assure ainsi d'une planification intégrée de tous les éléments qui composent le réseau ontarien incluant, entre autres, l'évolution prévisible de la charge.

OC constate que l'étude du plan d'approvisionnement du Distributeur, qui évalue la stratégie d'approvisionnement du Distributeur sur une période de 10 ans, se fait en parallèle du processus réglementaire servant à évaluer la planification du réseau de transport, soit dans le cadre des dossiers tarifaires. Ces processus d'évaluation parallèles peuvent résulter en une allocation inefficace des ressources qui mènent à des hausses tarifaires déraisonnables pour les clients du Transporteur qui auraient pu être évitées ou amoindries.

Afin de démontrer l'impact que peut avoir un traitement séparé des deux processus de planification sur la clientèle du Transporteur, OC aimerait porter à l'attention de la Régie l'exemple suivant.

Dans l'état d'avancement du plan d'approvisionnement 2020-2029 déposé le 1^{er} novembre 2021, il y est mentionné qu'il y aura deux appels d'offres totalisant 780 MW de capacité installée, dont un appel d'offres de 300 MW pour de l'énergie éolienne⁴⁶. Dans le cadre de la phase 3 du plan d'approvisionnement, on y mentionne que, pour l'appel d'offres de 300 MW d'énergie éolienne, le soumissionnaire doit inclure un engagement à

⁴² <https://www.nbspower.com/fr/about-us/our-energy/integrated-resource-plan>

⁴³ <https://irp.nbspower.ca>

⁴⁴ <https://www.ieso.ca/en/>

⁴⁵ <https://www.oeb.ca>

⁴⁶ État d'avancement 2021 du plan d'approvisionnement 2020-2029, page 10 (http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20HQD_PlanAppro2020-2029/État%20d'avancement%202021.pdf)

réaliser des dépenses associées aux parcs éoliens du Québec, à titre de contenu québécois, et des dépenses réalisées dans la municipalité régionale de comté (la « MRC ») où se situerait le projet, dans la MRC de La Matanie et dans la région administrative de la Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine, à titre de contenu régional. De plus, la grille de sélection proposée par Hydro-Québec ne contient pas de critère lié aux coûts d'intégration au réseau de transport. Hydro-Québec considère uniquement les coûts de transport applicable à la 3^e et dernière phase où Hydro-Québec forme les combinaisons des soumissions retenues à l'étape précédente basée sur la grille de sélection.

Or, selon un document présenté le 22 avril 2016, dans le cadre des rencontres d'information et d'échange du Transporteur, intitulé «Sous-réseau Montmagny 69 KV et réseau de la Gaspésie 315 KV», on y indique l'existence de limites de capacité thermique sur les axes Rivière-du-Loup -Rimouski et Lévis-Rivière-du-Loup en période estivale⁴⁷.

Sans présumer de la capacité actuelle du réseau du 315 KV de la Gaspésie d'intégrer de la nouvelle production éolienne, OC a soulevé les éléments d'information ci-dessus pour démontrer que des informations pertinentes provenant de deux forums de planification distincts peuvent être interreliées et qu'il n'existe pas, présentement, un forum public traitant de ces enjeux simultanément.

Pourtant, il y aurait lieu d'optimiser l'utilisation du réseau en favorisant l'utilisation de tronçon du réseau ayant des capacités excédentaires, comme par exemple l'axe Micoua-Saguenay et l'axe Chamouchouanne-bout de l'île, qui ont bénéficié d'ajouts récents de nouveaux équipements ayant des capacités excédentaires conséquentes pour limiter les ajouts au réseau au bénéficiant des clients du Transporteur.

Un autre exemple qui montre l'interrelation entre la planification du Distributeur avec celle du Transporteur et qui a un impact tarifaire potentiellement important est l'intention du Transporteur d'investir 1.11 milliard de dollars pour le raccordement des Îles-de-la-Madeleine (IDLM)⁴⁸. À cet effet, dans le dossier du plan d'approvisionnement 2020-2029, la Régie a ordonné à Hydro-Québec de fournir de l'information additionnelle sur la solution transport pour le raccordement des IDLM.⁴⁹ Cette démarche d'inclusion d'information liée à un projet d'investissement en transport dans un dossier du Distributeur est exceptionnelle. De plus, il est intéressant de noter que les solutions alternatives à la solution transport pour le raccordement des IDLM, étudié dans le plan d'approvisionnement, sont liées à la mise en place de nouvelles sources de production aux IDLM. L'analyse des différents scénarios démontre l'utilité d'avoir un processus de planification intégrée comme cela se fait dans plusieurs autres juridictions.

OC est particulièrement préoccupé par l'impact tarifaire découlant de la mise en place d'une infrastructure ayant un coût estimé de 1.11 milliard de dollars pour une capacité de

⁴⁷ Page 17, http://www.oasis.oati.com/woa/docs/HQT/HQTdocs/2016-04-22_Rencontre_Planification_Montmagny_69kV_Gaspésie315kV_FR_FINAL_caviard.pdf

⁴⁸ Pièce B-0068, page 30

⁴⁹ Dossier : R-4110-2019, pièce A-0023, page 2.

transit de 80 MW afin d'alimenter une population de 12 000 personnes⁵⁰. Une planification intégrée pourrait permettre aux intervenants de proposer des solutions alternatives qui pourraient réduire l'impact tarifaire.

À titre d'exemple, le projet de raccordement des IDLM pourrait être dimensionné pour accueillir l'implantation d'un parc éolien en mer d'une capacité supérieur à 80 MW (à une distance raisonnable des IDLM pour limiter l'impact visuel), pour répondre aux besoins croissants de la charge locale sur le réseau principal. Ainsi, le plus grand volume d'énergie utilisant ce lien sous-marin ayant un coût fixe important pourrait améliorer la rentabilité du projet, tout en répondant à l'électrification des IDLM.

Ainsi, OC recommande que la Régie entame une réflexion sur la possibilité de jumeler ou, à tout le moins, d'inclure le processus de planification du Transporteur dans le cadre de l'examen du plan d'approvisionnement du Distributeur, comme c'est le cas dans les processus de planification dans les réseaux voisins mentionné ci-dessus.

3.2. Dépassement de coût Micoua-Saguenay

Dans la preuve déposée par le Transporteur le 30 juillet 2021, celui-ci indique un coût de 1 000,8 M\$ pour le projet Micoua-Saguenay, soit un montant nettement plus élevé que le budget approuvé par la Régie dans la décision D-2019-087 de 792,7 M\$. Au paragraphe 135 de la décision procédurale D-2021-123, la Régie demande au Transporteur de déposer ce suivi administratif au présent dossier et d'apporter les ajustements en conséquence à la section 9.2.4 de la pièce B-0011. Suite à cette ordonnance, le Transporteur a amendé le Tableau 24⁵¹ en y ajoutant une ligne traitant du projet Micoua-Saguenay reproduit ci-dessous :

⁵⁰ <https://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2016/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=F&Geo1=CSD&Code1=2401023&Geo2=PR&Code2=24&SearchText=Les%20Iles-de-la-Madeleine&SearchType=Begins&SearchPR=01&B1=All&GeoLevel=PR&GeoCode=2401023&TABID=1&type=0>

⁵¹ Pièce : B-0039, page 26

R-4167-2021 Demande du Transporteur de modification des tarifs et conditions des services de transport pour les années 2021 et 2022
Mémoire d'Option consommateurs

Tableau 24
Dépassement de coûts de projets autorisés en vertu de l'article 73 de la LRÉ (M\$)

Projets	Décision Régie	Valeur autorisée Régie	Valeur autorisée HQ ¹	Prévision ²	Mise en service finale réelle et prévue	Suivi administratif
Ligne Grand-Brûlé - Dérivation Saint-Sauveur (R-3960-2016)	D-2016-130	98,0	119,1	128,6	2019	31 mai 2019
Ligne Grand-Brûlé - Dérivation Saint-Sauveur (R-3960-2016)	D-2016-130	98,0	119,1	128,6	2019	29 mai 2020
Ligne Grand-Brûlé - Dérivation Saint-Sauveur (R-3960-2016)	D-2016-130	98,0	119,1	128,6	2019	31 mai 2021
Reconstruction de lignes à 120kV à Gatineau (R-4016-2017)	D-2018-028	51,6	66,7	66,0	2020	28 janvier 2021
Construction d'une nouvelle section à 120 kV et au remplacement d'un transformateur à 230-120 kV au poste de la Chaudière (R-4023-2017)	D-2018-051	47,4	58,6	58,6	2021	22 avril 2021
Construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay (R-4052-2018)	D-2019-087	792,7	1000,8	1000,8	2023	31 mai 2021
Remplacement de transformateurs à 315-120 kV et l'ajout d'une section à la 25 kV au poste La Prairie (R-4029-2017)	D-2018-059	57,3	45,1	42,5	2022	31 mai 2021
Reconstruction d'une ligne souterraine entre les postes Beaumont et Dorchester (R-4071-2018)	D-2019-039	25,6	34,2	34,2	2021	8 avril 2020

Note 1: Correspond à la nouvelle valeur autorisée par la PDG et/ou au Conseil d'administration d'HQ puisqu'elle dépasse de plus de 15% la valeur initialement autorisée par ceux-ci.

Note 2: Correspond à la nouvelle prévision du projet telle que fournie à l'état d'avancement des projets majeurs du dernier rapport annuel (Rapport annuel 2020 du Transporteur, B-0016, HQT-6 Document).

Bien que la mise en service est prévue en 2023, la Régie a tout de même exigé l'inclusion de la preuve liée au dépassement de coût de 208 M\$ (ou 26% du coût approuvé par la Régie). Cet examen est cohérent avec la volonté que la Régie a exprimée dans la décision D-2002-95 (mentionnée à la section 3) indiquant l'importance d'évaluer en amont les coûts futurs du réseau de transport. Le Transporteur a également mis en annexe du document B-0039 le suivi administratif déposé dans le cadre du rapport annuel du Transporteur en conformité avec l'ordonnance de la Régie dans la décision D-2019-087 reproduit ci-dessous :

[204] Par ailleurs, la Régie prend acte du fait que le Transporteur s'engage à l'informer, en temps opportun, si le coût total du Projet devait dépasser le montant autorisé de plus de 15 % ou de plus de 100 M\$, selon la première de ces éventualités.

[205] La Régie demande au Transporteur de déposer publiquement, lors du dépôt de son rapport annuel, le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détail que ceux présentés au tableau 5 de la pièce B-0005.

[206] La Régie demande également au Transporteur de présenter, au même moment, le suivi des coûts réels détaillés du Projet, sous la même forme et le même niveau de détail que ceux du tableau 1 de la pièce B-0010¹¹³. Par ailleurs,

elle dispose de la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur à l'égard d'un tel suivi à la section 13 de la présente décision.

[207] Enfin, dans l'un et l'autre cas, la Régie demande au Transporteur de présenter un suivi de l'échéancier du Projet et d'expliquer, le cas échéant, les écarts majeurs entre les coûts projetés et les coûts réels ainsi que les échéances.

OC est donc d'avis que le dépassement de 208 M\$ est suffisamment important pour justifier une étude approfondie de ces coûts qui pourraient être incluses à la base de tarification et ainsi pourraient avoir un impact à la hausse sur les tarifs. OC est d'avis que l'inclusion de ces coûts doit être justifiée afin de déterminer s'ils sont prudemment acquis.

Ce test est primordial afin de maintenir un incitatif suffisant pour le Transporteur afin qu'il évalue correctement le coût des solutions qu'il propose dans le cadre de dossier d'investissement sujet à l'article 73 de la LRE.

En effet, un examen sommaire et imprécis d'un dépassement de coût de 208 M\$ pourrait créer un précédent non-souhaitable pour les clients du Transporteur qui doivent absorber à même leurs tarifs les excédents de coûts.

L'examen des raisons qu'expliquent le dépassement de coût proposé par OC a pour objectif de déterminer si les éléments qui ont causé ces dépassements de coût étaient sous le contrôle du Transporteur. Les raisons fournies par le Transporteur se résument aux éléments suivants :

Explication des écarts majeurs

	M\$
Ingénierie, approvisionnement et construction :	226,4
Hausse des coûts découlant principalement de l'inflation et des conditions de marché défavorables; des conditions terrain plus sévères qu'anticipées; de la mise en place des mesures nécessaires pour accroître la sécurité des travailleurs et le respect de l'environnement ainsi que de la mise en place des mesures sanitaires en raison de la COVID-19	
Client - Diminution des coûts concernant les mesures d'atténuation des impacts environnementaux et d'acceptabilité sociale	-47,7
Frais financiers - Augmentation des frais financiers due notamment à la hausse des coûts du projet et au retard dans les autorisations gouvernementales	29,2

R-4167-2021 Demande du Transporteur de modification des tarifs et conditions des services de transport pour les années 2021 et 2022
Mémoire d'Option consommateurs

OC trouve ces explications trop sommaires pour justifier un dépassement si important. En fait ce niveau de détail est significativement inférieur à celui évalué dans le cadre d'un dossier d'investissement lié à l'article 73 de la LRE.

Bien que certains éléments soulevés dans cette preuve sommaire peuvent être considérés hors du contrôle du Transporteur, comme par exemple les effets de la pandémie, certains éléments de réponses ne sont pas assez précis pour confirmer leur validité.

À titre d'exemple, OC n'est pas convaincue que les conditions de terrains constituent un élément nouveau ou hors de contrôle du Transporteur. OC est d'avis qu'il était de la responsabilité du Transporteur de sonder correctement le tracé de ligne en amont du processus d'approbation du projet par la Régie (R-4052-2018).

Il faut rappeler que le projet de ligne était une des solutions analysées par la Régie dans le cadre du dossier R-4052-2018. Il faut également rappeler qu'une des options alternatives à la ligne était l'ajout de «compensation série» dans les installations existantes du Transporteur. Cette option alternative n'aurait probablement pas été affectée par la hausse de coût lié aux conditions plus sévères du terrain. Qui plus est, la différence de coût entre cette solution alternative et celle finalement approuvée par la Régie est nettement inférieur à la hausse de coûts de 208 M\$ du projet Micoua-Saguenay (voir le tableau ci-dessous⁵²)

TABLEAU 2
COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS
(M\$ ACTUALISÉS 2018)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	Solution 2 Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	Solution 3 Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7	929,0	277,5
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
Taxe sur les services publics	45,4	71,5	16,1
Charges d'exploitation Pertes électriques	222,6	—	571,4
Coûts globaux actualisés (CGA)	785,7	898,5	862,3

Source : Pièce B-0003, p. 23.

La différence de coût entre la solution retenue et la solution «compensation série» était de 76,6 M\$.

L'objectif de la demande d'OC n'est pas de demander un arrêt des travaux du projet qui a été approuvé par la Régie, mais bien de maintenir un suivi rigoureux des coûts

⁵² D-2019-087, paragraphe 131

additionnels qui seront potentiellement ajoutés à la base de tarification. S'il s'avère qu'une portion de ses coûts résulte d'une mauvaise gestion de la part du Transporteur, alors il serait injuste de les inclure dans la base de tarification.

Étant donné que le Transporteur n'a pas répondu adéquatement à la question 16.3 de la DDR #1 de OC⁵³, il nous est malheureusement impossible d'analyser adéquatement les justificatifs qui expliquent les coûts additionnels (comme il est généralement possible de le faire dans un dossier d'investissement requis pour tout investissement excédant 65 M\$).

Conséquemment, OC est d'avis que la Régie ne devrait pas déterminer que ces coûts supplémentaires sont justes et raisonnables. OC tient également à souligner qu'un dépassement de cette ampleur est exceptionnel et mérite une attention particulière afin de ne pas créer de précédent pouvant créer des incitatifs à sous-estimer ou, à tout le moins, à réduire le fardeau de preuve nécessaire pour la justification d'un futur projet d'investissement.

OC recommande à la Régie d'ordonner une étude approfondie des coûts supplémentaires de 208M\$ dans le forum qu'elle jugera approprié avant leur inclusion dans la base de tarification.

4. Sommaire des recommandations

- **OC is awaiting the updates to the expert reports, before making recommendations regarding the HQT MRI and its parameters**
- **OC recommande que la Régie entame une réflexion sur la possibilité de jumeler ou, à tout le moins, d'inclure le processus de planification du Transporteur dans le cadre de l'examen du plan d'approvisionnement du Distributeur.**
- **OC recommande à la Régie d'ordonner une étude approfondie des coûts supplémentaires de 208M\$ dans le forum qu'elle jugera approprié avant leur inclusion dans la base de tarification.**

Le tout respectueusement soumis.

⁵³ Pièce : B-0060, page 31

APPENDICES

**APPENDIX A: Comparison of Brattle and PEG Feb. 2021 Productivity and Benchmarking
Studies**

Appendix B: Summary of Expert Consultants' Results

B-1: Brattle Results: Productivity Factors and Total Cost Benchmark

B-2: PEG Results: TFP US Utilities & Econometric Cost Model Benchmark Results

R-4167-2021 Demande du Transporteur de modification des tarifs et conditions des services de transport pour les années 2021 et 2022
Mémoire d'Option consommateurs

APPENDIX A

R-4067 Phase 1 Hydro Quebec TransEnergie Second Generation MRI
Comparison of Brattle and PEG February 2021 Productivity and Benchmarking Studies

Parameters	Brattle Group ⁵⁴	Pacific Economics Group ⁵⁵
Data Set	74 US Utilities (incl Vertically Integrated) FERC Form 1 Excl. certain A&G costs, pensions	51 US Transmission Utilities FERC Form 1 Including most A&G costs Excl. pensions
TFP Study Parameters	TFP; O&M PF(CNE); Capital PF	TFP; O&M PF; Capital PF
	Time Horizon 1994-2019	Time Horizon 1994-2019
	Input indices: labour materials/services. Capital One Hoss Shay (also sensitivity -GD) Capital Benchmark Year 1988	Input Indices- 2019 Labour price levels Materials & Services GDPIPI Multifactor Price index; Capital Geometric Decay
	Output: 60% peak demand, miles TX lines 40%, Total Energy MWh	US Monthly peak load. Multidimensional indices CNE53/
	Price Indices Labour Wage levels BLS OES+ECS Capital price Index Handy Whitman; MR&S Index GDDPI; Depreciation Rate 46 years; Cost of Debt & Equity per company	Price Indexes- CNE Labour, Materials and services Capital HWI Indices, SCan Cap Stock deflator US ROE 50.50 Debt/Equity, HQT Cap Structure
TFP Results	1995-2019	2004-2019
Industry TFP	TFP X Factor -1.04 (± 0.17 SD) (CPI) X= -2.82% (GDPIPI)	Comprehensive X= -2.26%
	O&M PFP(CNE) X= -3.38%	CNE X= -1.74%;
	S factor S=0.10-0.30%	CNE S=0.6% Comprehensive S=0.6%
Econometric Cost Model	74 US Utilities	Data for 46 Utilities 2004-2019
Business Condition Variables	Total Cost Model CNE and Capital Panel data estimators Ratcheted Peak Demand; % TX plant, #substations avg. Capacity, Avg TX Voltage; % OH, %UG, Time Trend	Total Cost Regression Model OLS estimators Substation Capacity MVA; Stations/line mile; %OH Assets. CS Index Towers. Trend Variable Capital Cost: Same variables CNE: same variables
Total Costs 2017-19	HQT's difference in costs was -1.7% , compared to the mean value of -2.3% for the entire sample of U.S. sample. HQT's cost efficiency improved in recent periods, -2.8% between 2005 and 2019-compared to -1.9% mean value for the U.S. sample-and -6.0% between 2010 - 2019 compared to -1.0% mean for U.S. sample.	HQT's total cost was 67% above the benchmark value
Capital Cost	HQT's actual (Capital) costs averaged -1.1% lower than its predicted costs, compared to the mean value of -2.2% for the entire sample of U.S. companies	HQT's capital cost exceeded benchmarks by about 55%
O&M (CNE) Costs	HQT's O&M costs were 8.5% lower than predicted by the model. This is almost equal to the average for the sample of U.S. companies at -8.2% and lies within the +/- 10% range. HQT has exhibited improved O&M cost performance. For the most recent ten-year period, HQT's cost were 35.2% lower than the predicted costs compared to an average of -8.8% for the entire sample.	CNE of HQT exceeded benchmark by an extraordinary 121% .

⁵⁴ Source HQT-10 Document 5.1 Pages 8 & 9; OC Interrogatory Response 2.1

⁵⁵ Compiled by OC Analysts from PEG Report

Appendix B: Summary of Expert Consultants Results

B-1 Brattle Results: Productivity Factors and Total Cost Benchmark

Productivity Factors

	Output	Input	TFP	PFP O&M	PFP Capital
1995 – 2019	0.89%	1.93%	<u>-1.04%</u>	-3.38%	-0.05%
2000 – 2019	0.75%	2.24%	-1.50%	-3.28%	-0.64%
2002 – 2019	0.80%	2.37%	-1.57%	-3.29%	-0.75%
2005 – 2019	0.71%	2.40%	-1.69%	-3.09%	-0.97%
2010 – 2019	0.74%	2.71%	-1.97%	-3.13%	-1.43%

TABLE 12: ANNUAL GROWTH OF TFP FOR US SAMPLE - SENSITIVITIES

Year	Base Case TFP	Geometric Decay Capital	Capital Asset Life 44 Yrs	Capital Asset Life 48 Yrs	Output Share (50%/50%)	Output Share (60%/30%/10%)	A&G and General Plant
1995 - 2019	-1.04%	-1.82%	-1.24%	-0.85%	-1.11%	-1.06%	-0.32%
2000 - 2019	-1.50%	-2.50%	-1.70%	-1.33%	-1.49%	-1.62%	-0.74%
2005 - 2019	-1.69%	-2.91%	-1.93%	-1.51%	-1.67%	-1.81%	-0.97%
2010 - 2019	-1.97%	-3.22%	-2.32%	-1.69%	-1.91%	-2.07%	-1.26%

“Therefore, if the inflation factor in the current MRI plan continues in use, based upon our results in this study we recommend an X-factor of -1.04% for a revenue cap that applies to both O&M and capital expenses and an X-factor of -3.38% for a revenue cap that applies to O&M only”.

TABLE 21: X-FACTOR BASED ON CANADIAN ECONOMY WIDE INFLATION

Year	Transmission TFP	Canadian TFP	Transmission Input Price	Canadian Input Price	X-Factor
[A]	[B]	[C]	[D]	[E]	[F]
1995 - 2019	-1.04%	0.22%	3.55%	1.99%	-2.82%
2000 - 2019	-1.50%	0.10%	3.23%	1.98%	-2.85%
2005 - 2019	-1.69%	-0.03%	3.54%	1.79%	-3.42%
2010 - 2019	-1.97%	0.68%	1.47%	2.36%	-1.76%

Stretch Factor

“Based upon our analysis, we believe that 0.10 to 0.30 percent is a reasonable range for the S-factor for an MRI plan that resets the X-factor in year four of the plan or in a plan and that could apply to both HQT’s operating expenses as well as its capital expenses”.

Econometric Model Results

Total and Capital and O&M Cost Benchmarking (Tables 15,16,18)

Total Cost	HQT US Mean HQT Percentile		
2001 – 2019	-1.7%	-2.3%	41%
2005 – 2019	-2.8%	-1.9%	47%
2010 – 2019	-6.0%	-1.0%	52%
Capital Cost			

R-4167-2021 Demande du Transporteur de modification des tarifs et conditions des services de transport pour les années 2021 et 2022
Mémoire d'Option consommateurs

<i>2001 – 2019</i>	<i>-1.1%</i>	<i>-2.2%</i>	<i>43%</i>
<i>2005 – 2019</i>	<i>1.9%</i>	<i>-1.5%</i>	<i>30%</i>
<i>2010 – 2019</i>	<i>2.5%</i>	<i>0.1%</i>	<i>37%</i>
<i>O&M Cost</i>			
<i>2001 – 2019</i>	<i>-8.5%</i>	<i>-8.2%</i>	<i>39%</i>
<i>2005 – 2019</i>	<i>-20.8%</i>	<i>-8.0%</i>	<i>59%</i>
<i>2010 – 2019</i>	<i>-35.2%</i>	<i>-8.8%</i>	<i>68%</i>

B-2 Pacific Economics Group

PEG Results: TFP US Utilities & Econometric Cost Model Benchmark Results

PEG TFP Results US Utilities

Average Annual TX Industry Growth Rate Year	Scale Index	Productivity			
		Summary MFP	O&M	Capital	
1996-2019 (24 Years)	0.96%	1.58%	<u>-0.62%</u>	-0.68%	-0.46%
2005-2019 (15 Years)	0.74%	3.00%	-2.26%	-1.74%	-2.16%

PEG Econometric Model Benchmark Results

HQT's total cost was 67% above the benchmark value
HQT's capital cost exceeded the benchmarks by about 55%
CNE of HQT exceeded the benchmark by an "extraordinary" 121 %.

Stretch Factors

"Our econometric *CNE* benchmarking research suggests that the stretch factor for the current *CNE* revenue cap index should be no less than 0.60%".

"We recommend a stretch factor adder of at least **0.1%** should the Régie base X on productivity results for the full sample period. We recommend an adder of at least **0.3%** if X is based on results for the most recent fifteen years".