

**Réponses du Transporteur  
à la demande de renseignements numéro 1  
de l'Association québécoise des consommateurs  
industriels d'électricité et du  
Conseil de l'industrie forestière du Québec  
(« AQCIE-CIFQ »)**



**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMERO 1 DE L'AQCIE ET DU CIFQ À HQT****DEMANDE DU TRANSPORTEUR DE MODIFICATION DES TARIFS ET  
CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT POUR LES ANNÉES  
2021 2022**

1. **Référence :** B-0012, page 54 (Rapport Brattle, V-45)

**Préambule :**

La référence présente la liste des compagnies utilisées pour l'étude PTF et l'étude Benchmarking.

La liste inclut the 2019 System Peak Load pour chacune des compagnies retenues.

**Demande :**

- 1.1 Fournir également le System Peak Load pour l'année 1995

**Réponse :**

- 1 **Please see table below.**

Company Name	State	1995 System Peak (MW)	Company Name	State	1995 System Peak (MW)
Florida Power & Light Company	FL	16,563	Portland General Electric Company	OR	3,315
Southern California Edison Company	CA	17,548	Potomac Edison Company	OH	2,431
Commonwealth Edison Company	IL	19,212	Evergy Metro, Inc.	MO	2,909
Pacific Gas and Electric Company	CA	15,988	Dayton Power and Light Company	OH	2,961
Duke Energy Carolinas, LLC	NC	15,641	Idaho Power Company	ID	2,393
Georgia Power Company	GA	12,828	Northern Indiana Public Service Company	IN	2,882
Duke Energy Progress, LLC	NC	9,500	Entergy Mississippi, LLC	MS	2,576
Alabama Power Company	AL	10,090	Indianapolis Power & Light Company	IN	2,786
PacifiCorp	OR	7,391	New York State Electric & Gas Corporation	NY	2,500
Duke Energy Florida, LLC	FL	7,722	Tucson Electric Power Company	AZ	1,617
Public Service Electric and Gas Company	NJ	9,467	Duquesne Light Company	PA	2,666
PECO Energy Co.	PA	7,244	Louisville Gas and Electric Company	KY	2,357
PPL Electric Utilities Corporation	PA	6,508	Atlantic City Electric Company	DE	2,042
Northern States Power Company - MN	MN	6,132	Cleco Power LLC	LA	1,490
Arizona Public Service Company	AZ	4,460	Gulf Power Company	FL	2,048
Union Electric Company	MO	7,611	Mississippi Power Company	MS	2,157
Oklahoma Gas and Electric Company	OK	4,793	Evergy Kansas South, Inc.	KS	1,855
Baltimore Gas and Electric Company	MD	5,947	Monongahela Power Company	OH	1,825
Public Service Company of Colorado	CO	4,262	El Paso Electric Company	TX	1,374
Niagara Mohawk Power Corporation	NY	6,172	Public Service Company of New Mexico	NM	1,247
Nevada Power Company	NV	3,066	Sierra Pacific Power Company	NV	1,151
Potomac Electric Power Company	DC	5,732	Avista Corporation	WA	1,540
Consolidated Edison Company of New York, Inc.	NY	9,216	Central Maine Power Company	ME	1,321
Connecticut Light and Power Company	CT	4,394	Public Service Company of New Hampshire	NH	1,327
Southwestern Electric Power Company	LA	3,932	ALLETE (Minnesota Power)	MN	1,435
Dominion Energy South Carolina, Inc.	SC	3,683	Rochester Gas and Electric Corporation	NY	1,425
Entergy Arkansas, LLC	AR	4,704	Northern States Power Company - WI	WI	1,072
Puget Sound Energy, Inc.	WA	4,133	United Illuminating Company	CT	1,157
NSTAR Electric Company	MA	2,785	Entergy New Orleans, LLC	LA	1,210
Kentucky Utilities Company	KY	3,341	Empire District Electric Company	MO	815
Southwestern Public Service Company	TX	3,952	Central Hudson Gas & Electric Corporation	NY	913
Cleveland Electric Illuminating Company	OH	4,049	Orange and Rockland Utilities, Inc.	NY	1,068
San Diego Gas & Electric Company	CA	3,260	Ohio Valley Electric Corporation	OH	2,325
Public Service Company of Oklahoma	OK	3,292	Otter Tail Corporation	MN	594
Tampa Electric Company	FL	3,170	Green Mountain Power Corporation	VT	303
Delmarva Power & Light Company	DE	2,717	MDU Resources Group Inc.	ND	413
West Penn Power Company	OH	3,185	Black Hills Power, Inc.	SD	298

2. **Référence :** R-4058-2018, B-0012, page 43

**Préambule :**

La référence (i), présente la proportion des coûts de main-d’œuvre et des autres coûts pour les CNE. On peut constater que la proportion est de 48,93% et 51,07% pour l’année 2008 et que les proportions sont de 45,95% et 54,95% pour l’année 2019.

**Demande :**

2.1 Veuillez indiquer si, pour les compagnies retenues par Brattle, les proportions des coûts de main-d’œuvre et des autres coûts sont semblables à celles de HQT.

**Réponse :**

1 **Please see table below.**

Time Period	Share of Labor		Share of MR&S		Share of Capital	
	Brattle Study	HQT Study	Brattle Study	HQT Study	Brattle Study	HQT Study
<b>Average (2002-2019)</b>	5.06%	6.62%	21.84%	10.18%	73.10%	83.20%
<b>Average (2005-2019)</b>	4.89%	6.22%	22.24%	9.38%	72.87%	84.40%
<b>Average (2010-2019)</b>	4.66%	5.67%	22.09%	8.53%	73.25%	85.80%
<b>Total Average</b>	5.42%	6.67%	20.24%	10.34%	74.34%	82.99%

[1]: Brattle total average is for the period from 1994 to 2019.

[2]: HQR total average is for the period from 2001 to 2019.

3. **Références :** (i) B-0012, page 57 (Rapport Brattle, page 46)  
(ii) R-4058-2018, B-265, page 19

**Préambule :**

À la référence (i), il est mentionné qu’un des outputs est la longueur des lignes de transport.

Le tableau de la référence (ii) présente le nombre de kilomètres de lignes par niveau de tension. On peut constater une très forte proportion de lignes à très haute tension. En effet, la longueur des lignes à un niveau de tension de 315 kV et plus représente près de 55% de la longueur totale des lignes.

**Demandes :**

3.1 Veuillez indiquer l'éventail des niveaux de tension des compagnies retenues. Veuillez préciser quelle proportion la longueur des lignes de 315 kV représente dans l'échantillon des compagnies retenues.

**Réponse :**

1           **The econometric benchmarking analysis presented in Brattle's report uses**  
 2           **"average voltage of transmission lines" as an independent variable. The table**  
 3           **below provides the summary statistics for the average voltage variable for the**  
 4           **US sample of transmission companies.**

	Mean	Median	Std. Dev.	Minimum	Maximum
Average Voltage of Transmission Lines	213.3	208.8	62.1	18.4	638.1

3.2 Pour la variable longueur de lignes, veuillez préciser si vous avez appliqué une pondération selon le niveau de tension. Veuillez justifier.

**Réponse :**

5           **Our total length of transmission lines for each company is a simple average of**  
 6           **the lengths of the different voltages and not a weighted average. Please see our**  
 7           **report p. 60 for the constraints we had in developing a weighted average, which**  
 8           **we repeat here for convenience.**

9           ***"Average voltage of transmission lines, like substation capacity, is the***  
 10           ***simple average of the voltage of all transmission lines owned by a***  
 11           ***company. While a more accurate way to measure this is the weighted***  
 12           ***average voltage, weighted by the length of respective transmission***  
 13           ***lines, this would be a tedious exercise given the format of the raw FERC***  
 14           ***data. More importantly, the simple average is likely highly correlated***  
 15           ***with the weighted average of transmission line voltage, and therefore it***  
 16           ***serves as a reasonable proxy to include in the regression model."***  
 17           ***[Brattle Report p. 60, footnote omitted].***

18           **This variable plays no role in our TFP study and we use it as a control variable**  
 19           **in our econometric model. While there may be some measurement error in this**  
 20           **variable, the amount is unlikely to be significant and given the results of our**  
 21           **regression model getting a more precise measure of average voltage would have**  
 22           **practically no impact on our analysis and not justify incurring the significant**  
 23           **additional cost in better measuring the variable.**

3.3 Veuillez indiquer si vous avez fait une distinction entre les lignes monoternes et les lignes biternes

**Réponse :**

1 **We use length of transmission lines for this variable and do not distinguish by**  
 2 **voltage or other characteristics of the lines. As stated in response 3.2, this**  
 3 **variable plays no role in our TFP study and we use it as a control variable in our**  
 4 **econometric model. While there may be some measurement error in this**  
 5 **variable, the amount is unlikely to be significant and given the results of our**  
 6 **regression model getting a more precise measure of average voltage would have**  
 7 **practically no impact on our analysis and not justify incurring the significant**  
 8 **additional cost in better measuring the variable.**

4. **Références :** (i) Rapports annuel 2001 et 2020 de HQT (extraits : Annexe 1)  
 (ii) B-0012, page 56 (Rapport Brattle, V-47)

**Préambule :**

Selon la référence (i), les immobilisations en lignes de transport représentaient 39% des immobilisations corporelles en exploitation en 2001 et cette proportion est de 33% en 2020.

La référence (ii) mentionne:

*Based upon our econometric analysis we weigh peak demand at 60% and miles of transmission lines at 40%.*

**Demandes:**

4.1 Veuillez indiquer si la proportion des immobilisations relatives aux lignes de transport par rapport aux immobilisations totales des compagnies retenues est semblable à celle de HQT.

**Réponse :**

9 **The table below presents the average proportion of gross transmission plant as**  
 10 **a percentage of total electric plant in service for the US sample of companies**  
 11 **over the 2001 – 2019 period. The table also provides the same metric for HQT**  
 12 **over the same period.**

	Average % Tx Plant (2001 - 2019)
US Sample of Companies	17.6%
HQT	32.5%

4.2 Veuillez justifier la pondération 60%/40% retenue pour la répartition *peak load/ miles of transmission lines* pour l'analyse de productivité concernant les CNE.

**Réponse :**

1           **This breakdown come from our econometric cost benchmarking model and**  
2           **specifically Table 14 of our report. We use the results of equation 2, specifically**  
3           **the two coefficients for length of transmission lines (0.297) and ratcheted peak**  
4           **demand (0.387). The sum of the two coefficients is 0.684. For the 40% weight we**  
5           **give to transmission lines, we arrived at this by dividing the coefficient of the**  
6           **length of transmission lines (0.297) by the sum of the two coefficients (0.684).**  
7           **The result is 0.434. We round this to 40%. We do the same for ratcheted peak**  
8           **demand, with the result being 0.566. We round this to 60%.**

5.   **Références :**   (i)    B-0012, page 51 (Rapport Brattle, V-42)  
                          (iii)   B-0012, page 56 (Rapport Brattle, V-53)

**Préambule :**

La référence (i) mentionne:

*For our study, we use 74 U.S. electricity transmission companies. Our general approach for selecting a sample of transmission companies is to select as many companies as possible, governed by data constraints. Productivity growth can exhibit significant volatility at the individual firm level for a number of reasons and the selection of a large sample of companies can help reduce that volatility. Attempting to select a sample of companies that better “matches” HQT would result in a much lower number of companies and lead to potentially more volatility than a larger sample. HQT is a very large company, larger than any in the FERC database, and restricting the sample to companies closest to HQT would leave relatively few companies in the sample. Our TFP growth rate is a weighted average growth rate of the individual company TFP growth rates, where we use company size as a weight, thereby putting more weight on the larger company in our sample than the smaller ones.*

La référence (ii) présente les résultats du TFP index, notamment pour les O&M.

**Demandes:**

5.1 Veuillez indiquer si la pondération des indices (TFP growth rate and PFP growth) est en fonction de la demande de pointe de l'année 2019 (2019 peak load). Veuillez expliquer votre réponse.



**Réponse :**

1            **Our weights vary by year. We use both peak demand as well as the length of**  
2            **transmission to weigh the TFP index. Our weighting of the individual utility TFP**  
3            **in a given year is the utilities' peak demand in the year divided by total industry**  
4            **peak demand plus the utilities' transmission length divided by total industry**  
5            **transmission length. We give the peak demand portion of the calculation a 60%**  
6            **weight and the length of transmission portion of the calculation a 40%,**  
7            **consistent with our output weight in the TFP model.**

5.2        Veuillez fournir l'indice moyen (PFP growth rate) pour les O&M de chacune des  
              compagnies retenues pour chacune des périodes indiquées au bas du tableau de la  
              référence (ii).

**Réponse :**

1 **Please see table below.**

**Average O&M PFP Growth by Company**

Company Name	1995 - 2019	2000 - 2019	2002 - 2019	2005 - 2019	2010 - 2019
Alabama Power Company	0.0%	-0.9%	-1.6%	-1.6%	0.0%
ALLETE (Minnesota Power)	-10.4%	-9.5%	-11.3%	-12.9%	-11.0%
Arizona Public Service Company	-3.5%	-3.2%	-3.4%	-4.7%	-4.2%
Atlantic City Electric Company	-0.8%	-5.0%	-5.6%	-7.0%	-9.8%
Avista Corporation	-0.8%	-0.4%	-0.8%	-2.1%	-0.5%
Baltimore Gas and Electric Company	-2.9%	-3.5%	-3.6%	-4.8%	-2.7%
Black Hills Power, Inc.	-10.9%	-9.2%	-9.9%	-11.2%	-1.1%
Central Hudson Gas & Electric Corporation	0.5%	0.1%	-1.0%	-1.4%	-1.9%
Central Maine Power Company	-7.6%	-6.2%	-5.3%	-6.4%	-3.8%
Cleco Power LLC	-5.3%	-4.9%	-8.6%	-6.4%	-6.1%
Cleveland Electric Illuminating Company	-9.3%	-12.5%	-8.5%	-9.0%	-21.4%
Commonwealth Edison Company	-6.1%	-6.0%	-7.9%	-1.5%	2.3%
Connecticut Light and Power Company	-2.1%	-0.9%	-4.2%	4.5%	4.3%
Consolidated Edison Company of New York, Inc.	-1.3%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	3.3%
Dayton Power and Light Company	-4.1%	-10.1%	-10.3%	-4.2%	10.8%
Delmarva Power & Light Company	0.9%	0.2%	-0.6%	-1.5%	-2.3%
Dominion Energy South Carolina, Inc.	-1.7%	-1.6%	-0.2%	-3.0%	0.8%
Duke Energy Carolinas, LLC	1.0%	1.6%	2.4%	0.8%	-0.2%
Duke Energy Florida, LLC	-2.0%	1.0%	0.5%	-1.3%	-2.0%
Duke Energy Progress, LLC	-0.7%	2.8%	4.2%	3.9%	6.9%
Duquesne Light Company	1.9%	2.3%	2.7%	2.9%	-4.0%
El Paso Electric Company	-1.6%	-4.7%	-3.9%	-4.0%	1.1%
Empire District Electric Company	-4.5%	-7.1%	-8.1%	-11.0%	-11.0%
Entergy Arkansas, LLC	-4.0%	-4.9%	-3.7%	-4.7%	-3.7%
Entergy Mississippi, LLC	-2.6%	-2.5%	-2.9%	-2.7%	-0.7%
Entergy New Orleans, LLC	1.4%	-0.6%	-0.1%	0.6%	3.4%
Evergy Kansas South, Inc.	-10.8%	-12.5%	-9.4%	-3.8%	-4.5%
Evergy Metro, Inc.	-6.9%	-7.4%	-8.0%	-6.1%	-8.5%
Florida Power & Light Company	0.7%	1.2%	0.3%	1.1%	0.2%
Georgia Power Company	-2.2%	-2.1%	-1.8%	-0.9%	-1.9%
Green Mountain Power Corporation	-4.4%	-5.9%	-5.2%	-6.2%	-4.4%
Gulf Power Company	-3.0%	-3.9%	-3.2%	-4.3%	-7.9%
Idaho Power Company	-0.1%	0.2%	1.1%	3.0%	2.7%
Indianapolis Power & Light Company	-6.0%	-7.9%	-10.1%	-10.2%	-12.5%
Kentucky Utilities Company	-4.3%	-5.9%	-6.3%	-4.4%	-8.4%
Louisville Gas and Electric Company	-4.3%	-3.4%	-3.9%	2.2%	-6.8%
MDU Resources Group Inc.	-5.1%	-6.2%	-6.9%	-7.7%	-11.6%

Company Name	1995 - 2019	2000 - 2019	2002 - 2019	2005 - 2019	2010 - 2019
Mississippi Power Company	-1.2%	-0.3%	-2.4%	-1.6%	-3.9%
Monongahela Power Company	-7.9%	-10.5%	-9.9%	-8.9%	-13.2%
Nevada Power Company	-4.9%	-6.9%	-4.8%	-7.8%	-11.3%
New York State Electric & Gas Corporation	1.3%	0.5%	-0.9%	-0.6%	0.3%
Niagara Mohawk Power Corporation	-1.0%	-1.6%	1.4%	-2.9%	-1.8%
Northern Indiana Public Service Company	-4.6%	-8.0%	-9.3%	-5.2%	-11.1%
Northern States Power Company - MN	-5.4%	-6.3%	-6.5%	-6.5%	-5.6%
Northern States Power Company - WI	-2.8%	-3.4%	-4.3%	-4.7%	-3.5%
NSTAR Electric Company	-6.4%	-6.0%	-4.7%	-4.9%	-3.3%
Ohio Valley Electric Corporation	-0.3%	-0.3%	-0.3%	0.2%	2.1%
Oklahoma Gas and Electric Company	-7.1%	-10.2%	-10.3%	-11.3%	-14.7%
Orange and Rockland Utilities, Inc.	1.3%	-1.0%	-1.6%	-3.4%	-2.2%
Otter Tail Corporation	-4.9%	-5.8%	-7.4%	-6.8%	-8.6%
Pacific Gas and Electric Company	-8.4%	-7.1%	-8.0%	-10.5%	-11.1%
PacifiCorp	-1.6%	-1.6%	0.1%	-1.8%	0.3%
PECO Energy Co.	-2.4%	-4.3%	-5.4%	4.6%	11.1%
Portland General Electric Company	-2.3%	-3.4%	-0.8%	-0.6%	-0.5%
Potomac Edison Company	-3.8%	-7.4%	-2.0%	-0.5%	-11.3%
Potomac Electric Power Company	-4.1%	-1.5%	-2.8%	-1.4%	-3.2%
PPL Electric Utilities Corporation	-6.5%	-3.9%	-11.7%	-10.3%	1.0%
Public Service Company of Colorado	-2.6%	-1.5%	5.3%	-1.5%	-1.1%
Public Service Company of New Hampshire	-0.8%	-0.4%	-2.1%	0.0%	4.9%
Public Service Company of New Mexico	-0.6%	-0.5%	1.3%	1.6%	0.6%
Public Service Company of Oklahoma	-9.0%	-8.9%	-8.8%	-9.0%	-11.4%
Public Service Electric and Gas Company	-2.6%	-4.2%	-4.1%	-6.5%	-4.4%
Puget Sound Energy, Inc.	-3.4%	-4.2%	-2.3%	-3.1%	0.4%
Rochester Gas and Electric Corporation	5.5%	6.4%	10.3%	4.6%	1.0%
San Diego Gas & Electric Company	-2.6%	1.2%	3.9%	8.0%	0.7%
Sierra Pacific Power Company	-1.4%	-3.4%	4.9%	5.4%	-0.6%
Southern California Edison Company	-4.1%	-1.1%	-3.2%	-1.8%	-3.9%
Southwestern Electric Power Company	-6.9%	-5.9%	-7.3%	-6.4%	-11.8%
Southwestern Public Service Company	-11.0%	-10.8%	-7.9%	-9.1%	-11.8%
Tampa Electric Company	0.5%	-0.6%	-0.9%	-3.2%	1.6%
Tucson Electric Power Company	-2.5%	-4.5%	-5.2%	-6.6%	-5.4%
Union Electric Company	-7.2%	-7.1%	-8.1%	-4.7%	-8.6%
United Illuminating Company	-5.9%	-6.8%	-6.6%	-7.9%	-5.7%
West Penn Power Company	-2.0%	1.6%	-1.3%	0.2%	1.9%

- 6. Références :** (i) R4058-2018, C-AQCIE-CIFQ-0079, page 89  
(ii) B-0012, page 62 (Rapport Brattle, V-53)  
(iii) Annexe 2

**Préambule :**

Les références (i) et (ii) présentent respectivement les résultats de PEG et de Brattle concernant la productivité de leur échantillon.

La référence (iii) présente la liste des 44 compagnies retenues qui sont communes à Brattle et à PEG, ainsi que la liste des compagnies retenues qui sont différentes.

**Demandes:**

- 6.1 Veuillez confirmer cette liste.

**Réponse :**

- 1 **Confirmed.**

- 6.2 Veuillez fournir un tableau semblable à celui de la référence (i) en ne considérant que les 44 compagnies qui sont communes à l'étude de PEG et à l'étude de Brattle.

Réponse :

1 Please see table below.

Year	Growth of Output Index	Growth of Input Index	Growth of TFP Index	Growth of PFP (O&M)	Growth of PFP (Capital)
[A]	[B]	[C]	[D]	[E]	[F]
1995	2.20%	0.02%	2.18%	1.45%	2.08%
1996	0.25%	0.24%	0.01%	-1.03%	0.73%
1997	1.14%	0.91%	0.23%	-2.43%	1.45%
1998	1.75%	2.78%	-1.03%	-11.05%	2.83%
1999	2.43%	-1.84%	4.28%	-5.86%	6.62%
2000	0.36%	-0.42%	0.78%	2.80%	0.32%
2001	1.34%	2.76%	-1.42%	-5.66%	1.12%
2002	1.61%	-1.46%	3.07%	7.38%	1.20%
2003	1.33%	1.53%	-0.20%	-2.54%	0.54%
2004	-0.43%	4.93%	-5.36%	-15.72%	-0.80%
2005	4.61%	3.38%	1.23%	-4.21%	4.67%
2006	1.99%	0.45%	1.54%	2.14%	1.31%
2007	-0.23%	-0.50%	0.27%	-0.22%	-1.09%
2008	-1.58%	2.75%	-4.33%	-11.05%	-2.27%
2009	-1.58%	-0.62%	-0.97%	3.03%	-2.03%
2010	2.92%	3.52%	-0.60%	-6.36%	0.88%
2011	0.20%	0.03%	0.17%	-1.85%	0.55%
2012	-0.17%	1.98%	-2.15%	-1.21%	-2.23%
2013	-0.69%	2.91%	-3.60%	-2.62%	-3.65%
2014	0.87%	3.40%	-2.53%	0.62%	-3.11%
2015	1.22%	2.82%	-1.60%	-2.51%	-1.51%
2016	0.36%	1.90%	-1.54%	0.18%	-1.89%
2017	-1.02%	1.69%	-2.71%	-3.58%	-2.01%
2018	2.42%	1.19%	1.23%	1.93%	1.32%
2019	-1.02%	2.09%	-3.11%	-2.61%	-3.66%
<b>1995 - 2019</b>	<b>0.81%</b>	<b>1.46%</b>	<b>-0.65%</b>	<b>-2.44%</b>	<b>0.06%</b>
<b>2000 - 2019</b>	<b>0.63%</b>	<b>1.72%</b>	<b>-1.09%</b>	<b>-2.10%</b>	<b>-0.62%</b>
<b>2002 - 2019</b>	<b>0.60%</b>	<b>1.78%</b>	<b>-1.18%</b>	<b>-2.18%</b>	<b>-0.77%</b>
<b>2005 - 2019</b>	<b>0.55%</b>	<b>1.80%</b>	<b>-1.25%</b>	<b>-1.89%</b>	<b>-0.98%</b>
<b>2010 - 2019</b>	<b>0.51%</b>	<b>2.15%</b>	<b>-1.64%</b>	<b>-1.80%</b>	<b>-1.53%</b>

7. **Références :** (i) B-0012, pages 85 et 86 (Rapport Brattle, page 76 et 77)  
(ii) B-0004, page 7

**Préambule :**

Concernant le Facteur S, la référence (i) mentionne :

*The selection of a stretch factor ultimately depends upon regulatory judgement, even when an analytical approach like the econometric cost comparison is used because converting results to specific stretch factors lacks a theoretically and empirically robust methodology and ultimately requires judgement.*

Puis à la page 86 de la référence (i), Brattle mentionne :

*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.*

Ainsi, selon Brattle, un facteur S de 0,1% à 0,3% apparaît raisonnable pour les frais d'exploitation.

À la référence (ii), le Transporteur mentionne :

*De plus, comme annoncé dans sa correspondance du 12 mai 2021, le Transporteur s'en remet aux recommandations de son expert en proposant, sur la base des conclusions de l'étude réalisée par celui-ci, les Facteurs X et S utilisés dans la formule d'indexation aux fins de l'établissement des revenus requis de l'année 2022. Ainsi, il retient un Facteur X de -3,38 % ainsi qu'un Facteur S de +0,1% appliqués à la formule d'indexation.*

**Demande:**

- 7.1 Veuillez justifier de retenir un facteur S de 0,1% alors que, selon Brattle, une fourchette de 0,1% à 0,3% est raisonnable.

**Réponse :**

- 1 **Voir la réponse à la question 10.3 de la demande de renseignements (« DDR »)**  
2 **numéro 1 de la Régie à la pièce HQT 10, Document 1.1.**

8. **Références :**
- (i) B-0011, page 17
  - (ii) R-4012-2017, B-0079, page 21
  - (iii) B-0011, page 61
  - (iv) B-0011, page 46
  - (v) B-0011, page 56

**Préambule :**

La référence (i) présente l'impact de la contribution concernant le projet la Romaine sur le rendement sur les capitaux propres, en supposant que la contribution serait versée en juillet 2021.

La référence (ii) présente l'impact prévu du projet de la Romaine sur les revenus requis 2018.

La référence (iii) indique que la contribution relative au raccordement des centrales du complexe la Romaine est de 867,5 M\$ et qu'elle sera versée en sept-nov.2022. La note 3 de la référence indique que le montant de la contribution apparaît sous la rubrique « Contributions internes et autres ».

La référence (iv) indique que la contribution interne relative au raccordement des centrales du complexe la Romaine est de 1049,8 M\$.

La référence (v) présente la base de tarification pour l'année témoin 2022. À la ligne 28 (Contributions interne et autres), on peut constater une augmentation importante des contributions internes aux colonnes « 30 novembre 2022 » et « 31 décembre 2022 ». Les augmentations sont de 964,2 M\$ et 963,9 M\$ respectivement pour les colonnes « 30 novembre 2022 » et « 31 décembre 2022 ».

**Demandes:**

- 8.1 Concernant la contribution relative au raccordement des centrales du complexe la Romaine, veuillez expliquer la différence entre la valeur de 867,5 M\$ indiquée à la référence (iii) et la valeur de 1049,8 M\$ indiquée à la référence (iv).

**Réponse :**

- 1 **Le montant de 867,5 M\$ à la référence (iii) représente, pour l'année 2022, le net**  
2 **des contributions internes de 965,9 M\$ et des mises en service de 98,3 M\$,**  
3 **ces dernières étant comptabilisées dans la rubrique Immobilisations**  
4 **corporelles en exploitation plutôt que dans les contributions. Le montant de**  
5 **1 049,8 M\$ à la référence (iv) représente la valeur nette comptable des**  
6 **contributions internes au 31 décembre 2022.**

**Tableau R8.1**  
**Conciliation des contributions internes (M\$)**  
**Raccordement des centrales du complexe la Romaine**

Contributions avec le Producteur	2021	2022	2022	2022
	Année de base <sup>(1)</sup>	Contributions <sup>(2)</sup>	Amortissement	Année témoin <sup>(3)</sup>
Raccordement des centrales du complexe la Romaine	(89,3)	(965,9)	5,3	(1 049,8)

<sup>1</sup> Valeur comptable nette des contributions au 31 décembre 2021.

<sup>2</sup> Contributions pour l'année 2022, excluant les mises en services.

<sup>3</sup> Valeur comptable nette des contributions au 31 décembre 2022.

8.2 Veuillez indiquer si l'augmentation des contributions internes aux colonne « 30 novembre 2022 » et « 31 décembre 2022 » de la référence (v) est attribuable notamment au versement de la contribution du Producteur concernant le raccordement des centrales du complexe la Romaine. Veuillez expliquer votre réponse et fournir la valeur pour chaque colonne.

**Réponse :**

1 **L'augmentation des contributions internes à la colonne « 30 novembre 2022 »**  
 2 **de la référence (v) est attribuable au versement de la contribution du Producteur**  
 3 **de 965,9 M\$ concernant le raccordement des centrales du complexe la Romaine.**  
 4 **L'augmentation des contributions internes à la colonne « 31 décembre 2022 »**  
 5 **de la référence (v) est attribuable au versement de la contribution du Distributeur**  
 6 **de 965,4 M\$ pour l'agrégation charges-ressources et de 1,9 M\$ pour le**  
 7 **raccordement d'un grand client.**

**Tableau R8.2**  
**Impact des contributions internes sur la base de tarification (M\$)**

<b>Solde au 1<sup>er</sup> novembre 2022</b>	<b>(523,7)</b>
Contribution relative au raccordement des centrales du complexe la Romaine	(965,9)
Amortissement	(1,7)
<b>Solde au 30 novembre 2022</b>	<b>(1 487,9)</b>
Contribution relative à l'agrégation charges-ressources	(965,4)
Contribution relative au raccordement d'un grand client	(1,9)
Amortissement	(3,5)
<b>Solde au 31 décembre 2022</b>	<b>(2 451,8)</b>

8.3 Veuillez indiquer si le Producteur a avisé le Transporteur de la date précise de la mise en service de la centrale Romaine-4 en 2022.



**Réponse :**

1            **Le 2 octobre 2020, le Producteur a transmis une correspondance au**  
2            **Transporteur l'avisant que la mise sous tension initiale de la centrale de la**  
3            **Romaine-4 était reportée à la mi-avril 2022.**

4            **À la suite de l'annonce du report, une correspondance datée du 23 avril 2021 a**  
5            **été signée conjointement par le Producteur et le Transporteur pour indiquer les**  
6            **conditions du report. Dans ce document, il est précisé que la mise en**  
7            **exploitation des deux groupes turbine-alternateur est prévue respectivement en**  
8            **septembre et en novembre 2022.**

9            **Ces documents sont présentés à l'annexe 1 de la présente pièce.**

8.4    Si oui, veuillez déposer la correspondance pertinente.

**Réponse :**

10           **Voir réponse à la question 8.3.**

8.5    Si non, veuillez indiquer sur quelle base le Transporteur a réparti la contribution relative au raccordement des centrales du complexe la Romaine.

**Réponse :**

11           **Voir réponse à la question 8.3.**

8.6    En vous basant sur l'évaluation présentée à la référence (ii), veuillez fournir l'impact prévu de la contribution relative au raccordement des centrales du complexe la Romaine sur les revenus requis de l'année 2021 et sur les revenus requis de l'année 2022

**Réponse :**

12           **Le Transporteur précise que l'évaluation présentée à la référence (ii) correspond**  
13           **à l'impact prévu du projet de la Romaine sur les revenus requis 2018. Or, dans**  
14           **la présente demande, cette évaluation est non pertinente puisque l'évaluation**  
15           **doit porter exclusivement sur l'impact prévu de la contribution.**

16           **En fonction du paragraphe 80 de la décision D-2021-123 et de la présente**  
17           **question, le Transporteur comprend que l'intervenant cherche à connaître**  
18           **l'impact total sur les revenus requis 2021 et 2022, incluant le coût des capitaux**  
19           **empruntés, le coût des capitaux propres et l'amortissement, associé au montant**  
20           **de la base de tarification qui excède le montant maximal pouvant être assumé**

1 par le Transporteur en vertu des *Tarifs et conditions*, pour l'ensemble du projet  
 2 de la Romaine.

3 Le Transporteur présente aux tableaux suivants l'excédent sur la moyenne  
 4 13 soldes pour les années 2021 et 2022 en incluant l'impact de l'amortissement  
 5 demandé par l'intervenant.

**Tableau R8.6-A  
 Excédent sur la moyenne 13 soldes 2021 (M\$)**

	Avant proposition du Transporteur	Proposition du Transporteur <sup>1</sup>	Excédent		
			Coût	Amort. cumulé	Net <sup>2</sup>
1 Décembre	1 638,1	1 638,1	-	-	-
2 Janvier	1 638,1	1 638,1	-	-	-
3 Février	1 637,8	1 637,8	-	-	-
4 Mars	1 637,8	1 637,8	-	-	-
5 Avril	1 637,8	1 637,8	-	-	-
6 Mai	1 637,8	1 637,8	-	-	-
7 Juin	1 637,9	1 637,9	-	-	-
8 Juillet	1 637,9	1 637,9	-	-	-
9 Août	1 637,9	770,4	867,5	-	867,5
10 Septembre	1 637,9	770,4	867,5	1,7	865,8
11 Octobre	1 637,9	770,4	867,5	3,4	864,2
12 Novembre	1 637,9	770,4	867,5	5,1	862,5
13 Décembre	1 637,9	770,4	867,5	6,7	860,8
14 <b>Total</b> (1 à 13)	<b>21 292,7</b>	<b>16 955,0</b>	<b>4 337,6</b>	<b>16,9</b>	<b>4 320,8</b>
15 <b>Moyenne 13 soldes</b> (14 ÷ 13 mois)	<b>1 637,9</b>	<b>1 304,2</b>	<b>333,7</b>	<b>1,3</b>	<b>332,4</b>

<sup>1</sup>: Selon le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur en vertu des *Tarifs et conditions* de 923,8 M\$ moins les coûts d'exploitation et d'entretien de 153,4 M\$ applicables sur la contribution du Producteur pour les mois d'août à décembre.

<sup>2</sup>: Coût moins l'amortissement cumulé.

**Tableau R8.6-B**  
**Excédent sur la moyenne 13 soldes 2022 (M\$)**

	Avant proposition du Transporteur	Proposition du Transporteur <sup>1</sup>	Excédent		
			Coût	Amort. cumulé	Net <sup>2</sup>
1 Décembre	1 637,9	770,4	867,5	6,7	860,8
2 Janvier	1 637,9	770,4	867,6	8,4	859,1
3 Février	1 637,9	770,4	867,6	10,1	857,5
4 Mars	1 638,0	770,4	867,6	11,8	855,8
5 Avril	1 638,0	770,4	867,6	13,5	854,1
6 Mai	1 638,0	770,4	867,6	15,2	852,5
7 Juin	1 638,0	770,4	867,7	16,9	850,8
8 Juillet	1 638,0	770,4	867,7	18,5	849,1
9 Août	1 638,1	770,4	867,7	20,2	847,5
10 Septembre	1 714,3	770,4	943,9	21,9	922,0
11 Octobre	1 714,5	770,4	944,2	23,6	920,6
12 Novembre	770,4	770,4	-	-	-
13 Décembre	770,4	770,4	-	-	-
14 <b>Total (1 à 13)</b>	<b>19 711,4</b>	<b>10 014,7</b>	<b>9 696,7</b>	<b>166,9</b>	<b>9 529,8</b>
15 <b>Moyenne 13 soldes (14 ÷ 13 mois)</b>	<b>1 516,3</b>	<b>770,4</b>	<b>745,9</b>	<b>12,8</b>	<b>733,1</b>

<sup>1</sup> Selon le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur en vertu des *Tarifs et conditions* de 923,8 M\$ moins les coûts d'exploitation et d'entretien de 153,4 M\$ applicables sur la contribution du Producteur.

<sup>2</sup> Coût moins l'amortissement cumulé.

1 **Le tableau suivant présente l'impact sur les revenus requis 2021 et 2022 calculé**  
 2 **selon la demande de l'intervenant en considérant le coût des capitaux**  
 3 **empruntés, le coût des capitaux propres et l'amortissement.**

4 **Le Transporteur tient à mettre en garde l'intervenant que l'impact calculé sur les**  
 5 **revenus requis relève d'un exercice purement théorique. En effet, aucune notion**  
 6 **d'amortissement ne devrait intervenir dans le calcul puisque le Transporteur ne**  
 7 **pourra comptabiliser l'amortissement lié à la contribution qu'à partir de la mise**  
 8 **en service finale prévue au mois de novembre 2022.**

**Tableau R8.6-C  
Impact sur les revenus requis 2021 et 2022 (M\$)**

	2021	2022
	Année de base	Année témoin
1 <b>FACTEURS Y</b>	27,6	60,2
2 <b>Rendement sur la base de tarification</b>	20,9	43,3
3 Coût des capitaux empruntés	12,7	25,3
4 Coût des capitaux propres	8,2	18,0
5 Base de tarification (moyenne 13 soldes mensuels)	332,4	733,1
6 Coût moyen pondéré du capital	6,269%	5,908%
7 Coût de la dette	5,442%	4,926%
8 Taux de rendement sur les capitaux propres	8,200%	8,200%
9 <b>Amortissement (note 1)</b>	6,7	16,9
10 <b>FACTEURS Z</b>	(27,6)	27,7
11 <b>CÉR lié au Facteur Z - La Romaine</b>	(27,6)	27,7
12 Écart de 2021	(27,6)	
13 Disposition de l'écart 2021 (note 2)		27,7
14 Écart de 2022		(60,2)
15 Disposition de l'écart 2022		60,2
16 <b>REVENUS REQUIS DU SERVICE DE TRANSPORT</b>	-	87,9

Note 1: Correspond pour l'année 2022 à l'amortissement cumulé de 23,6\$ apparaissant au mois d'octobre au Tableau R8.6B moins l'amortissement cumulé de 6,7 M\$ pour l'année 2021 apparaissant au mois de décembre au Tableau R8.6A.

Note 2: Écart de 2021 incluant les intérêts de 0,1 M\$.

1 **Ainsi, un montant de 27,6 M\$ (avant intérêts) serait reporté de l'année 2021 à**  
 2 **l'année 2022 à travers le compte d'écarts et de reports (« CÉR »). Le**  
 3 **Transporteur rappelle que pour l'année 2022, aucun montant additionnel n'est**  
 4 **comptabilisé au CÉR puisque la disposition de celui-ci est prévue dans cette**  
 5 **même année. Ainsi, à titre illustratif seulement, le Transporteur présente au bas**  
 6 **du tableau la comptabilisation au CÉR d'un impact de -60,2 M\$ pour l'année 2022**  
 7 **et sa disposition dans la même année.**

8 **Enfin, le Transporteur rappelle que sa proposition consiste à**  
 9 **comptabiliser les coûts au CÉR correspondant à la portion relative au**  
 10 **rendement des capitaux propres associé au montant de la base de tarification**  
 11 **qui excède le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur en**  
 12 **vertu des *Tarifs et conditions*, pour l'ensemble du projet de la Romaine et ce,**  
 13 **conformément à la décision D-2020-041. Ainsi, comme l'a mentionné la Régie au**  
 14 **paragraphe 370 de cette même décision, les sommes associées au coût des**  
 15 **capitaux empruntés continueront, pour leur part, à être versées aux revenus**  
 16 **requis de l'année témoin.**

9. Référence : B-0006, page 6

**Préambule :**

Au tableau de la référence l'augmentation de la superficie traitée (lignes 41 et 42) est expliquée ainsi :

*Augmentation de la superficie traitée mécaniquement et la superficie traitée sélectivement à l'aide de phytocides. L'augmentation résulte de la raréfaction de main-d'œuvre causée par un manque d'attrait pour ce type d'emploi chez la génération plus jeune. Le Transporteur a toutefois innové et modifié ses méthodes d'intervention pour pallier le manque de main-d'œuvre.*

**Demande:**

9.1 Doit-on conclure qu'il y a eu un gain de productivité?

**Réponse :**

1 **Voir les réponses aux questions 1.4 et 1.4.1 de la DDR numéro 1 de la Régie à la**  
2 **pièce HQT-10, Document 1.1.**

10. Références : (i) B-0011, page 7  
(ii) B-0011, page 34  
(iii) B-0011, page 54

**Préambule :**

La référence (i) mentionne :

*Le tableau suivant présente l'établissement des revenus requis 2021 et 2022 selon le MRI. Le Transporteur précise que les prévisions des composantes établies selon la méthode du coût de service l'ont été sur la base d'un retour à la normale de ses activités. Toutefois, il demeure à l'affût de l'évolution de la situation en lien avec la pandémie de COVID-19 ainsi que des conséquences qui peuvent en découler et affecter la réalisation de ses activités.*

Concernant les explications des écarts pour l'année 2020 et la prévision pour l'année 2021, la référence (ii) mentionne :

*2020: Écart favorable de 58,8 M\$. Pour cette année atypique, les données ne peuvent être utilisées isolément afin de déterminer la justesse des prévisions du Transporteur. L'année ayant été marquée par le contexte de la pandémie de COVID-19 qui a globalement affecté les activités du Transporteur, plusieurs chantiers de construction*

*ou de réfection d'équipements ont été ralentis, interrompus ou reportés en raison de l'état d'urgence sanitaire. Ainsi, un glissement de certaines mises en service prévues explique en grande partie les écarts portant sur la base de tarification et sur l'amortissement. Ces écarts favorables ont permis de compenser les écarts défavorables au niveau de la Formule d'indexation en lien avec les effets induits par la pandémie.*

*• Pour l'année 2021 : Ajouts nets de 340,8 M\$ à la base de tarification (voir tableau 18). Ces prévisions présentent un niveau de précision élevé du fait qu'elles sont basées sur quatre mois réels et huit mois projetés, comme la Régie l'a reconnu dans sa décision D-2014-03555 ;*

La référence (iii) présente une prévision de la base de tarification des immobilisations corporelles en exploitation pour l'année 2021. On y retrouve notamment la variation nette mensuelle des immobilisations ainsi que la variation nette annuelle qui est de 1323 M\$.

Comme indiqué ci-haut, la prévision pour l'année 2021 est basée sur les quatre premiers mois de l'année 2021. Cependant, il y a une recrudescence de la COVID depuis le début de septembre.

**Demande:**

10.1 Étant donné la recrudescence de la COVID depuis le mois de septembre veuillez indiquer si le Transporteur maintient la valeur de 1323 M\$ pour la variation nette annuelle des immobilisations corporelles en exploitation.

**Réponse :**

1 **Le Transporteur maintient ses prévisions.**

10.2 Étant donné la recrudescence de la COVID depuis le mois de septembre veuillez indiquer si la prévision du profil des variations mensuelles est maintenue.

**Réponse :**

2 **Le Transporteur maintient ses prévisions mensuelles. Cependant, il tient à**  
3 **rappeler que le facteur de glissement est intégré à la prévision pour pallier les**  
4 **variations issues d'éventuels devancements ou reports de projets.**

- 11. Références :**
- (i) B-0025, pages 28 et 33
  - (ii) R-3823-HQT-8, doc 2.1, page 9 et HQT-12, doc 1.2, page 7
  - (iii) R-3640-2007, HQT-13, doc 1.1, page 8

**Préambule :**

La page 28 de la référence (i) présente l'évaluation de la contribution de HQD relative aux ajouts au réseau de transport pour l'année 2008. On peut constater que la croissance des besoins sur 20 ans est de 369,4 MW et que l'allocation maximale du Transporteur est de 195,2 M\$, ce qui correspond à une allocation unitaire pour les ajouts au réseau de 528 \$/kW.

La référence (iii) indique que pour l'année 2008, l'allocation unitaire maximale permise pour les ajouts au réseau est de 574 \$/kW.

La page 33 de la référence (i) présente l'évaluation de la contribution de HQD relative aux ajouts au réseau de transport pour l'année 2013. On peut constater que la croissance des besoins sur 20 ans est de 564,5 MW et que l'allocation maximale du Transporteur est de 294,6 M\$, ce qui correspond à une allocation unitaire pour les ajouts au réseau de 522 \$/kW.

La référence (ii) indique que pour l'année 2013, le taux du capital prospectif est de 4,628% et que le tarif est de 69,63 \$/kW, ce qui implique une allocation unitaire maximale permise de 614 \$/kW pour les ajouts au réseau de transport.

**Demandes:**

- 11.1 Veuillez fournir la référence du Transporteur pour la valeur de l'allocation maximale unitaire permise de 528 \$/kW pour les ajouts au réseau de transport de l'année 2008.

**Réponse :**

1 **L'allocation maximale approuvée pour l'année 2008 était de 574 \$/kW pour une**  
2 **période de 20 ans, comme indiqué dans les *Tarifs et conditions* qui étaient alors**  
3 **en vigueur<sup>1</sup>.**

4 **Dans le cadre du dossier R-3888-2014 sur la politique d'ajouts du Transporteur,**  
5 **la Régie a approuvé le nouvel article 3 figurant désormais à la section C de**  
6 **l'appendice J (*Agrégation des projets d'ajouts au réseau réalisés pour***  
7 ***l'alimentation de la charge locale*). L'ajout de cet article a permis notamment de**  
8 **codifier certaines pratiques déjà en application, comme l'allocation maximale**  
9 **utilisée pour les projets de croissance de la charge locale :**

---

<sup>1</sup> R-3640-2007, [B-0053](#), HQT-13, Document 5 révisé, 29 février 2008, p. 209.

1 « (b) Pour les projets impliquant des postes satellites, l'allocation  
2 maximale retenue est celle en vigueur lors de l'année de la mise  
3 en service des ajouts réalisés.

4 (c) Pour les projets visant à alimenter des nouvelles charges  
5 de clients du Distributeur raccordés directement au réseau  
6 de transport :

7 (i) l'allocation maximale retenue est celle en vigueur à la signature  
8 de l'entente entre le Distributeur et son client ; [...] »

9 L'écart entre l'allocation moyenne mentionnée par l'intervenant de 528 \$/kW et  
10 l'allocation en vigueur de 574 \$/kW s'explique par la présence, dans l'agrégation  
11 de 2008, de trois projets visant à alimenter des nouvelles charges de clients du  
12 Distributeur raccordés directement au réseau de transport, pour lesquels la  
13 signature de l'entente entre le Distributeur et son client est intervenue avant  
14 l'entrée en vigueur des *Tarifs et conditions* de 2008.

11.2 Veuillez fournir la référence du Transporteur pour la valeur de l'allocation maximale unitaire permise de 522 \$/kW pour les ajouts au réseau de transport de l'année 2013.

Réponse :

15 L'allocation maximale approuvée pour l'année 2013 était de 571 \$/kW pour une  
16 période de 20 ans, comme indiqué dans les *Tarifs et conditions* qui étaient alors  
17 en vigueur<sup>2</sup>.

18 L'écart entre l'allocation moyenne mentionnée par l'intervenant de 522 \$/kW et  
19 l'allocation en vigueur de 571 \$/kW s'explique par la présence, dans l'agrégation  
20 de 2013, d'un projet (< 5 M\$) visant à alimenter une nouvelle charge d'un client  
21 du Distributeur raccordé directement au réseau de transport, pour une période  
22 inférieure à 20 ans.

11.3 S'il y a lieu veuillez fournir les valeurs corrigées.

Réponse :

23 Sans objet.

---

<sup>2</sup> R-3823-2012, [C-HQT-0156](#), HQT-12, Document 5.2 révisé, 20 mars 2014, p. 180.



12. Référence : B-0028, page 5

**Préambule :**

La référence présente un tableau qui illustre le calcul de l'allocation maximale pour les ajouts au réseau de transport de l'année 2022.

**Demande:**

12.1 Étant donné que le dossier actuel concerne les années 2021 et 2022, veuillez fournir un tableau semblable pour le calcul de l'allocation maximale pour les ajouts au réseau de transport de l'année 2021.

**Réponse :**

1        **L'allocation maximale pour l'année 2022 sera en vigueur à compter de la date de**  
2        **la décision finale de la Régie pour les *Tarifs et conditions*, dans le cadre du**  
3        **volet 1 de la présente demande. Par conséquent, l'allocation maximale actuelle**  
4        **de 671 \$/kW<sup>3</sup> demeure applicable jusqu'à la date précitée. La Régie a retenu**  
5        **cette façon de procéder dans les demandes tarifaires.**

6        **Pour cette raison, le Transporteur estime que les informations demandées ne**  
7        **sont pas pertinentes à l'étude du présent dossier et dépassent le cadre de**  
8        **cette audience.**

---

<sup>3</sup> R-4096-2019, [D-2020-063](#), p. 30.

Annexe 1 [Intégrée par l'intervenant dans sa demande de renseignements]

Rapport annuel au 31 décembre 2001



**BASE DE TARIFICATION RÉELLE 2001 (en milliers de \$)  
SERVICE DE TRANSPORT**

	31 déc 2000	31 janvier 2001	28 février 2001	31 mars 2001	30 avril 2001	31 mai 2001	30 juin 2001	31 juillet 2001	31 août 2001	30 sept 2001	31 oct 2001	30 nov 2001	31 déc 2001	Total 13 soldes	Moyenne 2001
<b>Immobilisations en exploitation</b>															
Postes	9 905 897	9 888 988	9 914 813	9 939 143	9 950 129	9 968 393	9 972 638	9 974 879	9 987 169	9 995 076	9 997 275	10 013 074	10 105 681	129 613 154	9 970 243
Lignes	7 298 189	7 302 824	7 301 236	7 303 097	7 303 805	7 304 937	7 308 464	7 315 528	7 315 598	7 318 597	7 318 467	7 320 475	7 336 167	95 045 352	7 311 183
Autres actifs de réseaux	448 143	433 571	455 699	456 483	457 899	464 018	485 085	528 183	529 279	529 686	531 576	535 510	562 894	6 397 028	492 079
Actifs de soutien	710 334	712 258	714 029	720 945	720 871	707 391	707 485	709 042	710 001	710 603	714 437	720 761	732 426	9 290 585	714 660
<b>Total</b>	<b>18 362 563</b>	<b>18 337 641</b>	<b>18 385 777</b>	<b>18 419 669</b>	<b>18 432 705</b>	<b>18 444 739</b>	<b>18 453 672</b>	<b>18 527 630</b>	<b>18 541 046</b>	<b>18 551 962</b>	<b>18 561 755</b>	<b>18 589 820</b>	<b>18 737 168</b>	<b>240 346 148</b>	<b>18 488 165</b>



Rapport annuel au 31 décembre 2020

**2.4 Base de tarification 2020**

**Tableau A2.4-1  
Base de tarification – Année réelle 2020 (M\$)**

	1er janvier 2020 Réel	31 janvier 2020 Réel	29 février 2020 Réel	31 mars 2020 Réel	30 avril 2020 Réel	31 mai 2020 Réel	30 juin 2020 Réel	31 juillet 2020 Réel	31 août 2020 Réel	30 septembre 2020 Réel	31 octobre 2020 Réel	30 novembre 2020 Réel	31 décembre 2020 Réel	Total 13 soldes	Moyenne 2020
<b>Immobilisations corporelles en exploitation</b>															
1 Postes	21 027,1	21 031,2	21 030,5	21 046,4	21 047,4	21 035,1	21 020,5	21 013,7	21 014,2	21 043,0	21 170,7	21 316,1	21 625,7	274 421,6	21 109,4
2 Lignes	12 393,5	12 399,2	12 401,7	12 396,9	12 412,1	12 415,6	12 402,6	12 403,6	12 410,3	12 428,2	12 500,2	12 515,4	12 840,4	161 719,7	12 440,0
3 Autres actifs de réseau	1 302,0	1 301,0	1 301,0	1 302,3	1 302,0	1 302,1	1 302,2	1 306,7	1 306,7	1 306,9	1 306,9	1 311,3	1 317,9	16 969,2	1 305,3
4 Actifs de soutien	886,5	874,3	876,4	878,1	883,1	887,1	889,6	896,0	902,1	905,0	908,7	913,1	933,8	11 833,6	894,9
5 Télécommunications	1 707,4	1 708,0	1 708,8	1 709,1	1 709,3	1 710,4	1 713,0	1 716,8	1 717,1	1 707,8	1 712,0	1 737,2	1 721,3	22 278,1	1 713,7
<b>6 Total</b>	<b>37 316,5</b>	<b>37 313,7</b>	<b>37 318,4</b>	<b>37 332,7</b>	<b>37 353,9</b>	<b>37 350,3</b>	<b>37 327,8</b>	<b>37 336,7</b>	<b>37 350,4</b>	<b>37 390,9</b>	<b>37 598,5</b>	<b>37 793,2</b>	<b>38 239,2</b>	<b>487 022,2</b>	<b>37 463,2</b>

Annexe 2 [Intégrée par l'intervenant dans sa demande de renseignements]

Liste des compagnies communes aux deux études: les capacités sont celles fournies par Brattle					
Brattle : référence:R-4167-2021, B-12, page 54			PEG Référence: R-4058-2018, C-AQCIE-CIFQ-79, page 84		
		Capacité 2019			
		MW	MW cumul		
1	Florida Power & Light Company	FL	24 241	275 556	Florida Power & Light
2	Southern California Edison Company	CA	21 929	251 315	Southern California Edison
3	Commonwealth Edison Company	IL	20 949	229 386	Commonwealth Edison
4	Duke Energy Carolinas, LLC	NC	17 594	208 437	Duke Energy Carolinas
5	Duke Energy Progress, LLC	NC	13 434	190 843	Duke Energy Progress
6	Alabama Power Company	AL	11 542	177 409	Alabama Power
7	PacifiCorp	OR	10 334	165 867	PacifiCorp
8	Duke Energy Florida, LLC	FL	9 973	155 533	Duke Energy Florida
9	Public Service Electric and Gas Company	NJ	9 753	145 560	Public Service Electric and Gas
10	PECO Energy Co.	PA	8 428	135 807	PECO Energy
11	Northern States Power Company – MN	MN	7 469	127 379	Northern States Power – MN
12	Arizona Public Service Company	AZ	7 030	119 910	Arizona Public Service
13	Union Electric Company	MO	6 961	112 880	Union Electric
14	Oklahoma Gas and Electric Company	OK	6 817	105 919	Oklahoma Gas and Electric
15	Baltimore Gas and Electric Company	MD	6 706	99 102	Baltimore Gas and Electric
16	Public Service Company of Colorado	CO	6 619	92 396	Public Service Company of Colorado
17	Niagara Mohawk Power Corporation	NY	6 518	85 777	Niagara Mohawk Power
18	Potomac Electric Power Company	DC	5 431	79 259	Potomac Electric Power
19	Consolidated Edison Company of New York, Inc.	NY	5 130	73 828	Consolidated Edison of New York
20	Connecticut Light and Power Company	CT	4 775	68 698	Connecticut Light and Power
21	Kentucky Utilities Company	KY	4 352	63 923	Kentucky Utilities
22	Southwestern Public Service Company	TX	4 261	59 571	Southwestern Public Service
23	San Diego Gas & Electric Company	CA	4 175	55 310	San Diego Gas & Electric
24	Tampa Electric Company	FL	4 075	51 135	Tampa Electric
25	Delmarva Power & Light Company	DE	4 041	47 060	Delmarva Power & Light
26	West Penn Power Company	OH	4 012	43 019	West Penn Power
27	Idaho Power Company	ID	3 242	39 007	Idaho Power
28	Indianapolis Power & Light Company	IN	2 876	35 765	Indianapolis Power & Light
29	New York State Electric & Gas Corporation	NY	2 847	32 889	New York State Electric & Gas
30	Tucson Electric Power Company	AZ	2 726	30 042	Tucson Electric Power
31	Duquesne Light Company	PA	2 662	27 316	Duquesne Light
32	Louisville Gas and Electric Company	KY	2 609	24 654	Louisville Gas and Electric
33	Atlantic City Electric Company	DE	2 598	22 045	Atlantic City Electric
34	Cleco Power LLC	LA	2 492	19 447	Cleco Power
35	Gulf Power Company	FL	2 472	16 955	Gulf Power
36	Mississippi Power Company	MS	2 381	14 483	Mississippi Power
37	Monongahela Power Company	OH	2 121	12 102	Monongahela Power
38	El Paso Electric Company	TX	1 985	9 981	El Paso Electric
39	Avista Corporation	WA	1 656	7 996	Avista
40	ALLETE (Minnesota Power)	MN	1 573	6 340	ALLETE (Minnesota Power)
41	Rochester Gas and Electric Corporation	NY	1 507	4 767	Rochester Gas and Electric
42	Empire District Electric Company	MO	1 111	3 260	Empire District Electric
43	Central Hudson Gas & Electric Corporation	NY	1 109	2 149	Central Hudson Gas & Electric
44	Orange and Rockland Utilities, Inc.	NY	1 040	1 040	Orange and Rockland Utilities
	moyenne		6 263		

Liste des compagnies différentes aux deux études: les capacités sont celles fournies par Brattle					
Compagnies de Brattle différentes de PEG				Compagnies de PEG différentes de Brattle	
1	Pacific Gas and Electric Company	CA	18731	116 572	Duke Energy Indiana
2	Georgia Power Company	GA	16572	97 841	Duke Energy Ohio
3	PPL Electric Utilities Corporation	PA	7729	81 269	Jersey Central Power & Light
4	Nevada Power Company	NV	5611	73 540	Kansas City Power & Light
5	Southwestern Electric Power Company	LA	4775	67 929	<i>Kansas Gas and Electric</i>
6	Dominion Energy South Carolina, Inc.	SC	4714	63 154	South Carolina Electric & Gas
7	Entergy Arkansas, LLC	AR	4513	58 440	Southern Indiana Gas and Electric
8	Puget Sound Energy, Inc.	WA	4498	53 927	
9	NSTAR Electric Company	MA	4449	49 429	
10	Cleveland Electric Illuminating Company	OH	4188	44 980	
11	Public Service Company of Oklahoma	OK	4104	40 792	
12	Portland General Electric Company	OR	3765	36 688	
13	Potomac Edison Company	OH	3609	32 923	
14	Evergy Metro, Inc.	MO	3441	29 314	
15	Dayton Power and Light Company	OH	3246	25 873	
16	Northern Indiana Public Service Company	IN	3149	22 627	
17	Entergy Mississippi, LLC	MS	2994	19 478	
18	Evergy Kansas South, Inc.	KS	2297	16 484	
19	Public Service Company of New Mexico	NM	1937	14 187	
20	Sierra Pacific Power Company	NV	1808	12 250	
21	Central Maine Power Company	ME	1616	10 442	
22	Public Service Company of New Hampshire	NH	1609	8 826	
23	Northern States Power Company – WI	WI	1305	7 217	
24	United Illuminating Company	CT	1216	5 912	
25	Entergy New Orleans, LLC	LA	1155	4 696	
26	Ohio Valley Electric Corporation	OH	1021	3 541	
27	Otter Tail Corporation	MN	924	2 520	
28	Green Mountain Power Corporation	VT	612	1 596	
29	MDU Resources Group Inc.	ND	564	984	
30	Black Hills Power, Inc.	SD	420	420	

**Annexe 1**  
**Réponse à la question 8.3**



Le 2 octobre 2020

Planification des projets de développement - Énergies  
Division Innovation et Hydro-Québec Production  
75, boulevard René-Lévesque O., 10<sup>e</sup> étage  
Montréal (Québec)  
H2Z 1A4

**Monsieur Stéphane Verret**

Directeur Commercialisation et affaires réglementaires  
Hydro-Québec TransÉnergie et Équipement  
Complexe Desjardins, C.P. 10 000  
Tour Est, 19<sup>e</sup> étage  
Montréal (Québec) H5B 1H7

Tél. : 514-289-4740  
C. élec. : [pilon.josee@hydro.qc.ca](mailto:pilon.josee@hydro.qc.ca)

**Objet : Report de la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4**

---

Monsieur,

Hydro-Québec Production désire vous aviser que la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4, prévue à la fin mai 2021, sera reportée à la mi-avril 2022.

Le report est dû principalement à l'interruption du chantier de bétonnage de la centrale ainsi qu'à la pandémie de la COVID-19.

Aussi, pour permettre une reprise des activités au chantier en mai 2020 malgré la COVID-19, Hydro-Québec Production a mis en place, en collaboration avec la santé publique, les représentants des milieux minganois et autochtones ainsi que les partenaires syndicaux, un ensemble de mesures sanitaires au chantier. Bien que ces mesures s'avèrent efficaces et qu'elles ont permis une reprise sécuritaire des travaux, elles ont tout de même affecté la cadence des travaux.

Ainsi, Hydro-Québec Production se voit dans l'obligation de reporter la mise sous tension initiale.

N'hésitez pas à communiquer avec moi pour toute information additionnelle.



**Josée Pilon**

Chef – Planification des projets de production -Énergie  
Division Innovation et Hydro-Québec Production

c.c. : Sophie Paquette, Chef Commercialisation des services de transport – HQTE  
Roger Gosselin, DP – Planification, stratégies et expertises – IHQP  
Nathalie Ruest, Déléguée commerciale – HQTE  
Marie-France McSween, Délégué commercial - IHQP







Le 23 avril 2021

Direction Commercialisation et affaires  
réglementaires  
Groupe - TransÉnergie et équipement

**Par courriel**

Tél. : 514-879-4159  
C. élec. : Verret.Stéphane@hydro.qc.ca

**Monsieur Roger Gosselin**

Groupe - Innovation, production, santé, sécurité et environnement<sup>1</sup>  
Directeur principal – Planification, stratégies  
et expertises  
75, boul. René-Lévesque Ouest, 10<sup>e</sup> étage  
Montréal (Québec) H2Z 1A4

**Objet : Report de la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4 en 2022**

---

Monsieur,

La présente donne suite à la correspondance du Producteur en date du 2 octobre 2020 concernant le report de la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4 en 2022.

Par un courriel daté du 23 mars 2021, le Producteur a informé le Transporteur<sup>2</sup>, que la date de la mise sous tension initiale de la centrale est prévue le 16 mars 2022. La mise en exploitation des deux groupes turbines-alternateurs est prévue en septembre et novembre 2022.

Le Transporteur accueille la demande de report de la mise sous tension initiale de la centrale de la Romaine-4 et ce, en raison des motifs décrits à votre lettre précitée. Advenant que ces motifs soient questionnés par la Régie de l'énergie, le Transporteur demandera la collaboration du Producteur afin que ces motifs soient explicités par le biais de documents ou de témoignages.

De là, vous trouverez ci-joint le document intitulé *Convention no. 2 relative aux modifications apportées à l'entente de raccordement pour l'intégration de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec* que nous vous prions de signer et nous retourner à votre plus proche convenance, tout en conservant votre copie.

En complément, le Transporteur souhaite obtenir du Producteur, au plus tard le 28 mai 2021, une description des principales étapes à accomplir devant mener à la mise sous tension initiale et à la mise en exploitation des deux groupes turbines-alternateurs de la centrale de la Romaine-4.

Également, le Transporteur demande au Producteur de présenter un état d'avancement détaillé de ses travaux au plus tard le 5 novembre 2021.

---

<sup>1</sup> Groupe - Innovation, production, santé, sécurité et environnement, ci-après « Producteur ».

<sup>2</sup> Groupe - TransÉnergie et équipement, ci-après « Transporteur ».

Cet état d'avancement devra contenir une mention confirmant, ou infirmant, que la mise sous tension initiale et la mise en exploitation des deux groupes turbines-alternateurs de la centrale de la Romaine-4 sont prévues selon les dates mentionnées plus haut.

Nous vous prions de recevoir nos meilleures salutations.



---

Stéphane Verret  
Directeur – Commercialisation et affaires réglementaires

p.j. (1)

Lue et acceptée à Montréal, ce 28 jour de avril 2021.

Groupe - Innovation, production, santé, sécurité et environnement, par son représentant dûment autorisé, accepte le contenu de la présente et s'engage à la respecter.

Par :  2021.04.28  
15:42:26 -04'00'

---

Roger Gosselin  
Directeur principal - Planification, stratégies et expertises