

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

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.

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.
- 3.2 Pour la variable longueur de lignes, veuillez préciser si vous avez appliqué une pondération selon le niveau de tension. Veuillez justifier.
- 3.3 Veuillez indiquer si vous avez fait une distinction entre les lignes monoternes et les lignes biternes

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.
- 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.

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.
- 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).
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.

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.

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 Battle, 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.

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).
- 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.
- 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.
- 8.4** Si oui, veuillez déposer la correspondance pertinente.
- 8.5** Si non, veuillez indiquer sur quelle base le Transporteur a réparti la contribution relative au raccordement des centrales du complexe la Romaine.

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

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?

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.
- 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.

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

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.

Annexe 1

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
Immobilisations en exploitation															
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	7 315 526	7 315 598	7 316 597	7 318 467	7 320 475	7 336 167	95 045 382	7 311 183
Autres actifs de réseaux	448 143	433 571	455 699	456 483	457 899	464 018	465 085	528 183	528 279	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
Total	18 362 563	18 337 641	18 385 777	18 419 669	18 432 705	18 444 739	18 453 672	18 527 630	18 541 046	18 551 962	18 561 755	18 589 820	18 737 168	240 346 148	18 488 165



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	31 janvier 2020	29 février 2020	31 mars 2020	30 avril 2020	31 mai 2020	30 juin 2020	31 juillet 2020	31 août 2020	30 septembre 2020	31 octobre 2020	30 novembre 2020	31 décembre 2020	Total 13 soldes	Moyenne 2020
Immobilisations corporelles en exploitation															
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	274 421,8	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	12 640,4	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	1 311,3	1 317,9	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	11 633,6	884,9
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
6 Total	37 516,5	37 513,7	37 518,4	37 532,7	37 553,9	37 550,3	37 527,8	37 536,7	37 550,4	37 596,9	37 598,5	37 793,2	38 239,2	487 622,2	37 463,2

Annexe 2

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	<i>Southern California Edison</i>
3	Commonwealth Edison Company	IL	20 949	229 386	<i>Commonwealth Edison</i>
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	<i>PECO Energy</i>
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	<i>San Diego Gas & Electric</i>
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	