

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR À LA DEMANDE DE
RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 1
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

1 **Objectifs visés par le projet et justification**

2 **1. Référence :** HQT-2, document 1, page 8

3 **Préambule:**

4 Les centrales de Rapide-des-Cœurs et de Chute-Allard auront respectivement
5 une puissance de 78 MW et de 62 MW. Elles seront exploitées au fil de l'eau.

6 **Demandes:**

7 **1.1** Veuillez fournir le facteur d'utilisation où la production annuelle
8 anticipée (en GWh) pour chacune des centrales.

9 **R1.1 Pour la centrale de la Chute-Allard, on retrouve une puissance**
10 **installée de 62 MW et une production annuelle anticipée de 371**
11 **GWh.**

12 **Pour la centrale des Rapides-des-Cœurs, on retrouve une**
13 **puissance installée de 76 MW et une production annuelle**
14 **anticipée de 493 GWh.**

15 **1.2** Veuillez préciser si le patron d'exploitation de ces centrales impose
16 des contraintes au Transporteur.

17 **R1.2 Ces centrales étant au fil de l'eau, il est requis que le**
18 **Transporteur coordonne ses activités de maintenance avec le**
19 **Producteur pour minimiser les impacts sur la production des**
20 **centrales.**

21 **2. Référence :** HQT-6, document 1, page 7

22 **Préambule:**

23 Le coût global de l'intégration des deux centrales de Chute-Allard et de
24 Rapide-des-Cœurs totalisant 138 MW est estimé à 105,7 M\$. Cela représente
25 766 \$/kW et excède largement le maximum prévu aux « Tarifs et Conditions ».
26 Le coût des postes élévateurs de tension sont respectivement de 12,1 M\$ et
27 18,2 M\$, correspondant à 195 \$/kW et 233 \$/kW.

1 **Demande:**

2 **2.1** Veuillez commenter et justifier le niveau du coût unitaire global.
3 Veuillez aussi justifier le coût des postes éleveurs de tension aux
4 centrales.

5 **R2.1 Les centrales des Rapides-des-Cœurs et de la Chute-Allard sont**
6 **des centrales de faible puissance par rapport au niveau de**
7 **tension de raccordement de 230 kV qui a été imposé par le**
8 **réseau environnant de la Haute-Mauricie et l'éloignement par**
9 **rapport aux centres de charge. Par ailleurs, la longueur des**
10 **lignes à 230 kV entre les nouvelles centrales à intégrer au réseau**
11 **et le poste des Hêtres étant très élevée, soit plus de 170 km au**
12 **total, l'addition de compensation série est requise pour assurer**
13 **la stabilité de ce réseau collecteur. De plus, chaque centrale**
14 **possède six groupes qui nécessitent deux transformateurs de**
15 **faible puissance ce qui, compte tenu des coûts fixes des**
16 **transformateurs et des départs aux postes, contribue à**
17 **augmenter le coût des postes éleveurs de tension et ainsi, le**
18 **coût unitaire global.**

19 **Le dépassement des maximums prévus aux *Tarifs et Conditions***
20 **pour les postes de départ et pour le projet global provient du fait**
21 **que ceux-ci sont trop faibles compte tenu du niveau de tension**
22 **de 230 kV, de l'éloignement et des faibles puissances de 62 MW**
23 **et de 76 MW des centrales.**

24 **Solutions envisagées**

25 **3. Référence :** Pièce HQT-4, document 1, page 8

26 **Préambule:**

27 Le Transporteur présente le scénario 2 envisagé pour le raccordement des
28 deux centrales au poste de la Trenché, et précise que «*Pour maintenir la*
29 *stabilité du réseau collecteur, il serait requis d'ajouter une batterie de*

1 condensateurs série au poste des Hêtres pour compenser série à plus de 60
2 % la ligne allant vers le poste de Rapide-Blanc. »

3 **Demandes :**

4 **3.1** Dans le scénario 2, le point d'intégration préconisé au réseau du
5 Transporteur est le poste de la Trenché. Veuillez justifier la nécessité
6 de compenser série la ligne allant vers le poste de Rapide-Blanc.

7 **R3.1** **Une erreur s'est glissée dans la description de cette solution; on**
8 **aurait dû lire « la ligne allant vers le poste de la Trenché ».**

9 **3.2** Dans la mesure où la compensation série requise au poste des
10 Hêtres est pour la ligne allant vers le poste de La Trenché dans le cas
11 du scénario 2, veuillez justifier le facteur de plus de 60%, alors qu'il
12 est de 50% dans le cas du scénario 1 pour une longueur de ligne
13 semblable.

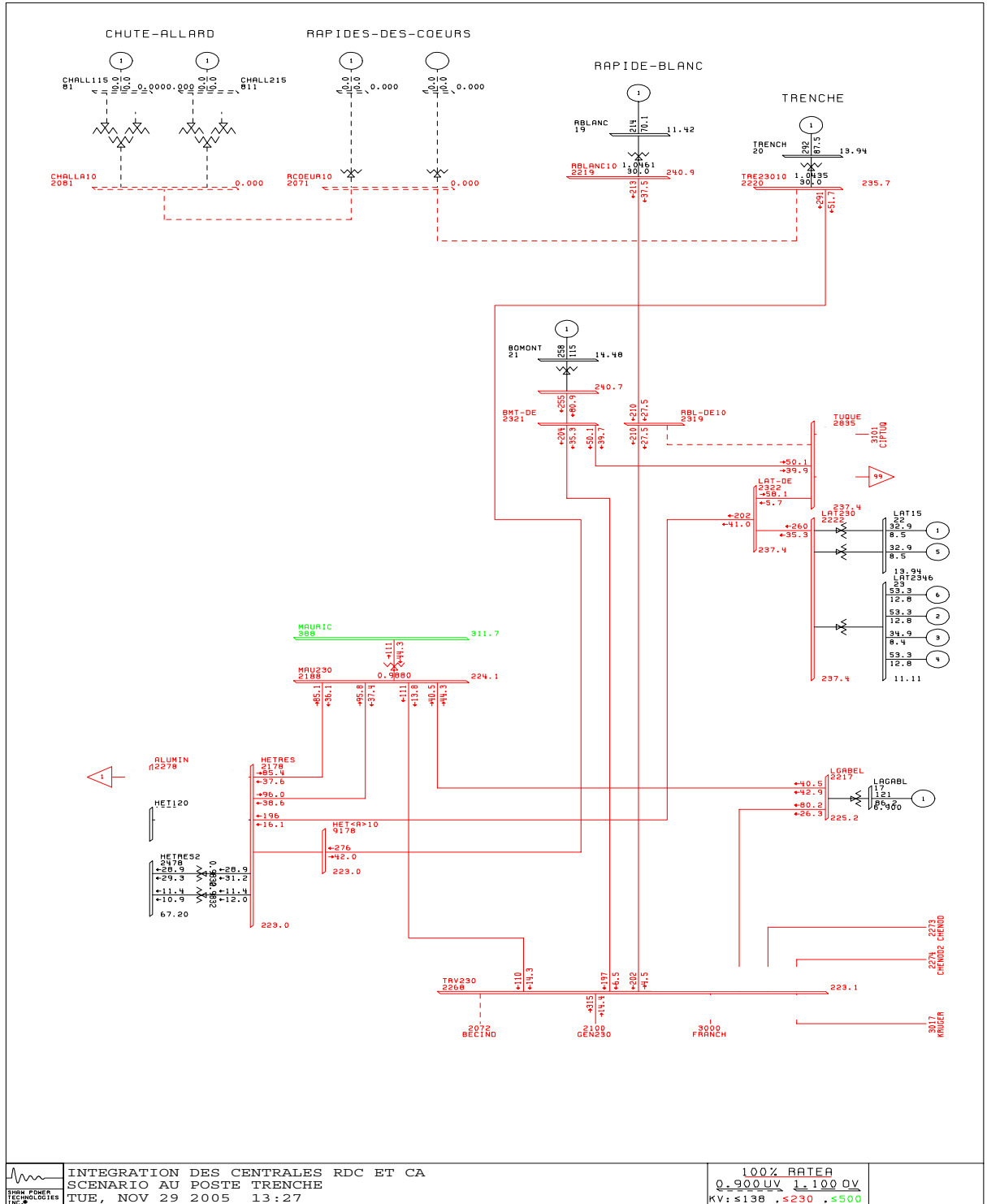
14 **R3.2** **Même si la longueur des lignes est équivalente, la centrale de la**
15 **Trenché est d'une puissance installée plus élevée que la centrale**
16 **de Rapide-Blanc, soit 292 MW et 214 MW respectivement. Le**
17 **transit des 78 MW additionnels jusqu'au poste des Hêtres**
18 **nécessite un plus grand taux de compensation série de la ligne**
19 **afin de maintenir le même niveau de performance.**

20 **3.3** Veuillez fournir les écoulements de puissance pour ce scénario avant
21 et après l'intégration des deux centrales.

22 **R3.3** **Voici deux schémas démontrant l'écoulement de puissance avant**
23 **et après l'intégration des centrales. Certaines informations ont**
24 **été élaguées de ces schémas en raison de leur nature**
25 **confidentielle. Les schémas d'écoulement de puissance du**
26 **Transporteur identifient les besoins spécifiques prévus par**
27 **différents utilisateurs du réseau. À cet effet, le Transporteur**
28 **dépose au dossier public une version élaguée des schémas**
29 **d'écoulement de puissance afin d'éviter l'identification des**
30 **clients Grandes entreprises et leur besoins.**

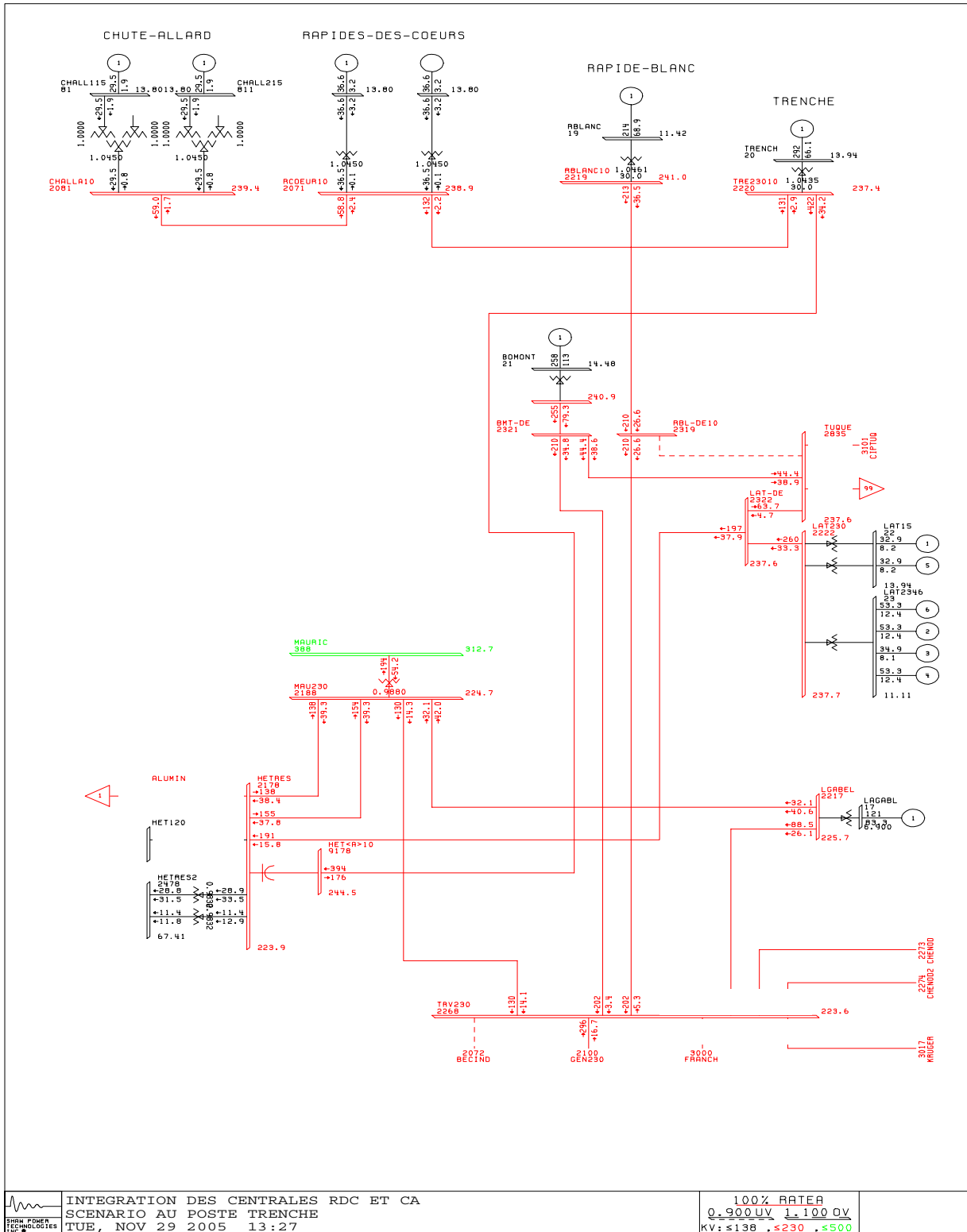
1 **Afin de permettre à la Régie d'apprécier plus facilement le**
2 **caractère confidentiel des informations demandées, le**
3 **Transporteur dépose également, sous pli strictement confidentiel**
4 **à la Régie, la version non élaguée des schémas d'écoulement de**
5 **puissance, dans la mesure où la Régie reconnaît leur caractère**
6 **confidentiel et les traite en conséquence, tel qu'elle l'a déjà**
7 **reconnu dans des dossiers antérieurs (dossiers R-3401-98, R-**
8 **3549-2004, Phase1 et R-3561-2005) pour ce type de schémas.**

1 Écoulement de puissance pour le scénario 2 avant l'intégration des
2 centrales



3

1 **Écoulement de puissance pour le scénario 2 après l'intégration des**
2 **centrales**



3

1 **3.4** Veuillez définir ce qui est entendu par : « *Pour maintenir la stabilité du*
2 *réseau collecteur, ...* ».

3 **R3.4** **Le maintien de la stabilité du réseau collecteur est défini par le**
4 **Transporteur comme étant le maintien de la stabilité des**
5 **centrales Rapide-Blanc, Rapides-des-Cœurs et Chute-Allard**
6 **pendant et après les événements suivants :**

- 7 • **Un défaut triphasé éliminé normalement, sans perte**
8 **d'élément ;**
- 9 • **Un défaut triphasé permanent sur un alternateur ou un**
10 **transformateur, avec élimination normale du défaut ;**
- 11 • **Un défaut biphasé permanent à la terre sur un circuit d'une**
12 **ligne de transport, avec élimination normale du défaut ;**
- 13 • **La perte de tout élément sans défaut.**

14 **Le réseau collecteur est considéré stable si, après élimination**
15 **normale du défaut, seules les centrales directement éliminées**
16 **par le défaut sont déclenchées et que les autres centrales du**
17 **réseau de transport demeurent stables et en service.**

18 **Les événements indiqués ci-dessus sont conformes au**
19 **document « Les critères de conception du réseau de transport**
20 **principal » de Mars 2001, section 4.5, décrivant les exigences de**
21 **comportement transitoire et dynamique des réseaux régionaux.**

22 **4. Référence :** HQT-4, document 1, page 9

23 **Préambule :**

24 Le Transporteur décrit le scénario 3 envisagé de la façon suivante :

25 « Ce troisième scénario vise à intégrer la puissance de la centrale des
26 Rapides-des-Coeurs au poste de Rapide-Blanc et la puissance de la centrale
27 de la Chute-Allard au poste de la Trenché. Une ligne biterne à 230 kV de 30
28 km serait construite entre les centrales des Rapides-des-Coeurs et de Rapide-

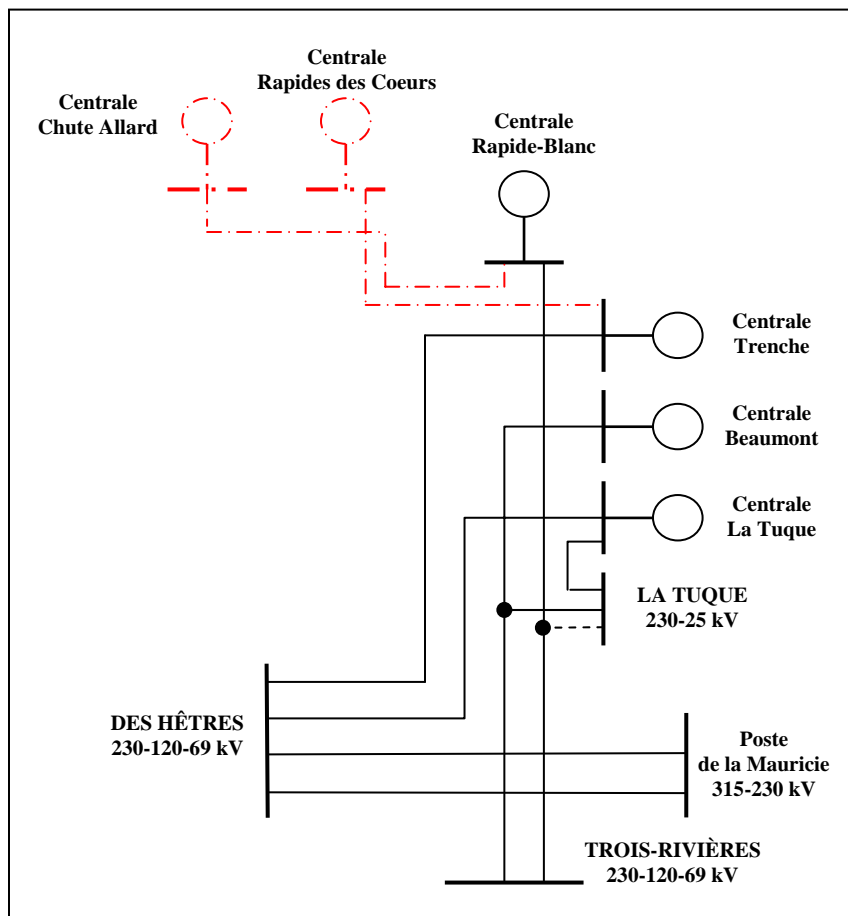
1 Blanc et une ligne monoterne à 230 kV de 30 km serait construite de la
2 centrale des Rapides-des-Coeurs à la centrale de la Chute Allard complétant
3 ainsi le circuit raccordant la production de cette dernière au poste de Rapide-
4 Blanc. Une ligne monoterne à 230 kV de 13 km serait construite pour terminer
5 le circuit intégrant la production de la centrale des Rapides-des-Coeurs au
6 poste de la Trenché. »

7 En intégrant les deux nouvelles centrales à deux postes différents, le
8 Transporteur assure un niveau de fiabilité différent de ceux des scénarios 1 et
9 2.

10 **Demandes :**

11 **4.1** Veuillez clarifier ce scénario au moyen d'un schéma indiquant
12 comment seraient raccordées les nouvelles centrales. En particulier
13 selon ce scénario 3, la production de la centrale Chute-Allard est-elle
14 intégrée à Rapide Blanc où à la Trenché ?

15 **R4.1**



1 **4.2** Veuillez comparer le niveau de fiabilité du scénario avec celui des
2 scénarios 1 et 2.

3 **R4.2 Le transporteur estime équivalente la fiabilité de ces trois**
4 **scénarios.**

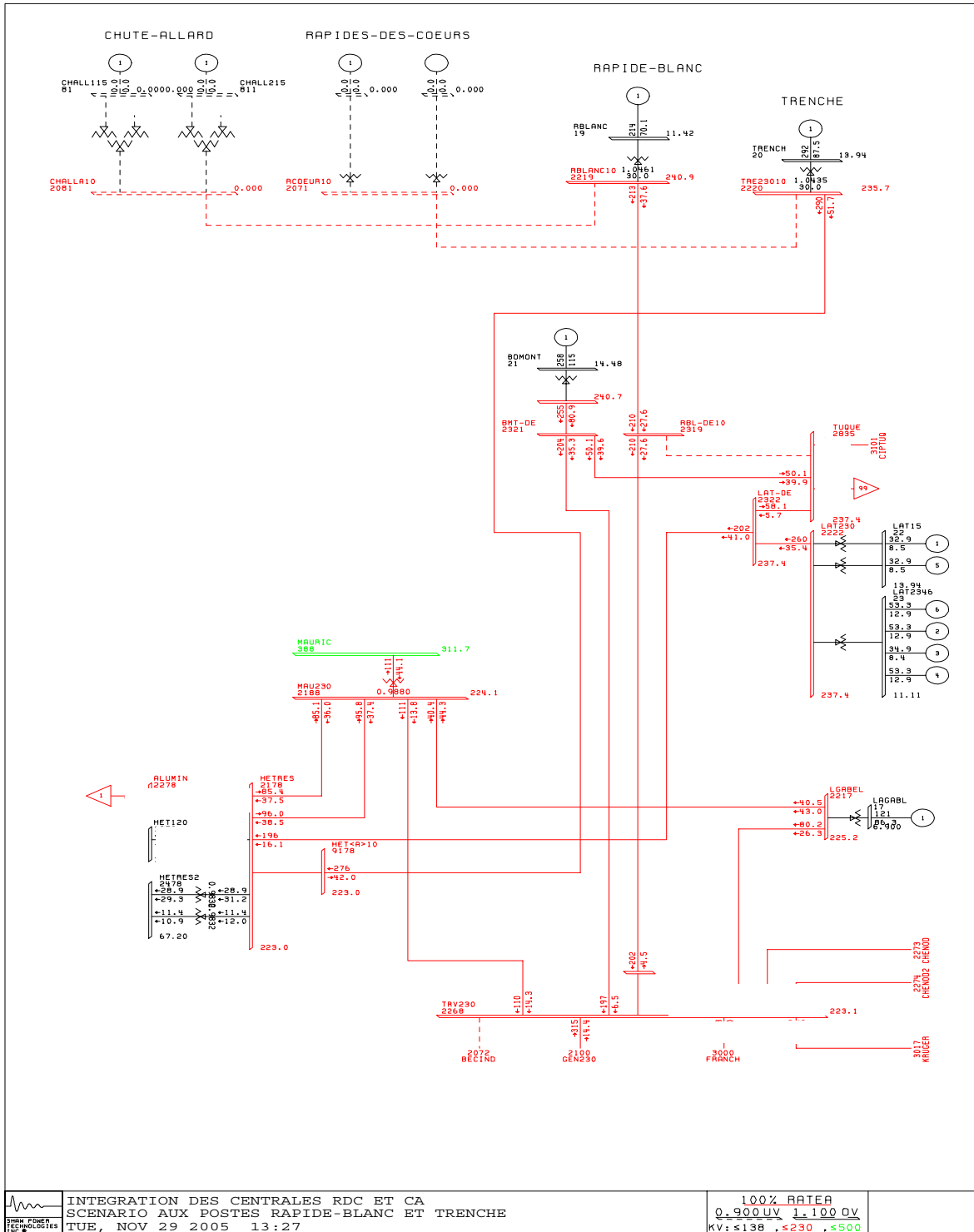
5 **4.3** Veuillez fournir les écoulements de puissance pour ce scénario avant
6 et après l'intégration des deux centrales.

7 **R4.3 Voici deux schémas démontrant l'écoulement de puissance avant**
8 **et après l'intégration des centrales. Certaines informations ont**
9 **été élaguées de ces schémas en raison de leur nature**
10 **confidentielle. Les schémas d'écoulement de puissance du**
11 **Transporteur identifient les besoins spécifiques prévus par**
12 **différents utilisateurs du réseau. À cet effet, le Transporteur**
13 **dépose au dossier public une version élaguée des schémas**
14 **d'écoulement de puissance afin d'éviter l'identification des**
15 **clients Grandes entreprises et leur besoins.**

16 **Afin de permettre à la Régie d'apprécier plus facilement le**
17 **caractère confidentiel des informations demandées, le**
18 **Transporteur dépose également, sous pli strictement confidentiel**
19 **à la Régie, la version non élaguée des schémas d'écoulement de**
20 **puissance, dans la mesure où la Régie reconnaît leur caractère**
21 **confidentiel et les traite en conséquence, tel qu'elle l'a déjà**
22 **reconnu dans des dossiers antérieurs (dossiers R-3401-98, R-**
23 **3549-2004, Phase1 et R-3561-2005) pour ce type de schémas.**

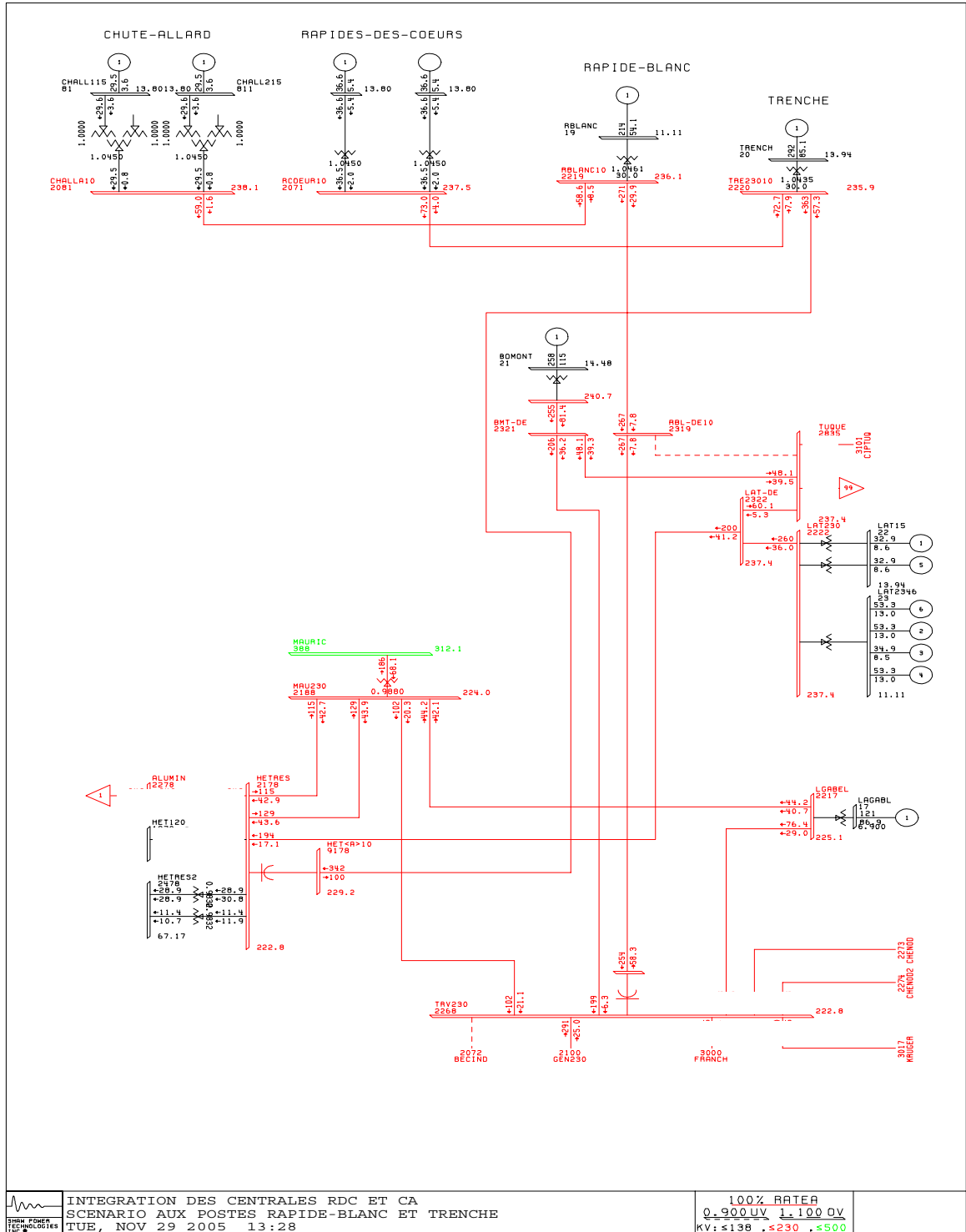
24

1 **Écoulement de puissance pour le scénario 3 avant l'intégration des**
2 **centrales**



3

1 Écoulement de puissance pour le scénario 3 après l'intégration des
2 centrales



3

- 1 **5. Références :** (i) HQT-6, document 1, page 7
 2 (ii) HQT-4, document 1, page 11, tableau 1

3 **Préambule :**

4 En référence (i), le Transporteur indique que le coût total estimé pour le projet
 5 selon le scénario retenu est de 105,7 M\$.

6 La référence (ii) indique un coût de projet de 82 M\$ pour le scénario 1 (en \$
 7 actualisés 2004), le scénario 1 étant celui retenu par le Transporteur.

8 **Demandes :**

9 **5.1** Veuillez ajuster les deux estimations de 105,7 M\$ et 82 M\$ ci-dessus
 10 pour l'inflation et justifier les écarts majeurs selon les différents postes
 11 budgétaires utilisés à la référence (i).

12 **R5.1** Pour permettre une juste comparaison des lots, le Transporteur
 13 a converti le coût de l'étude d'impact, de 82 M\$ actualisés 2004,
 14 en M\$ de réalisation pour ainsi arriver à un montant de 126 M\$.

15 Le tableau suivant présente les coûts de l'étude d'impact et ceux
 16 de l'étude d'avant-projet en millions de dollars de réalisation.

Lots	Étude d'impact M\$	Avant- projet M\$	Écart M\$ (%)
1. Ligne Chute-Allard – Rapides- des-Cœurs	21,5	18,7	-2,8 (-13 %)
2. Ligne Rapide-Blanc – Rapides- des-Cœurs	22,9	19,7	-3,2 (-14 %)
3. Ligne des Hêtres – Rapide- Blanc	7,1	5,5	-1,6 (-23 %)
4. Poste Mauricie	11,2	1,5	-9,7 (-87 %)
5. Poste Chute-Allard	16,4	12,1	-4,3 (-26 %)
6. Poste Rapide-Blanc	3,0	8,2	+5,2 (+173 %)
7. Poste Rapides-des-Cœurs	19,3	18,2	-1,1 (-6 %)
8. Poste des Hêtres	24,9	21,8	-3,1 (-12 %)
Total	126,3	105,7	-20,6 (-16 %)

1 **Les explications suivantes sont fournies pour les lots ayant plus**
 2 **de 30 % d'écart entre les résultats de l'étude d'impact et de**
 3 **l'avant-projet :**

- 4 • **Pour le poste Mauricie, l'écart est attribuable au fait que le**
 5 **Transporteur a utilisé le scénario le plus pessimiste pour**
 6 **évaluer les modifications de protections qui seraient**
 7 **requis suite à l'ajout de compensation série au poste des**
 8 **Hêtres et pour le décroisement des circuits. Le nombre de**
 9 **modifications requises s'est avéré de beaucoup réduit ;**
- 10 • **Pour le poste de Rapide-Blanc, l'estimation d'étude d'impact**
 11 **prévoyait l'ajout d'un départ de ligne dans un poste existant**
 12 **alors que l'avant-projet a révélé qu'il était nécessaire de**
 13 **réaménager l'ensemble du poste de Rapide-Blanc, situé sur**
 14 **le toit de la centrale.**

15 **Le Transporteur note qu'une semblable comparaison pour les**
 16 **différents postes budgétaires requerrait la réalisation d'un avant-**
 17 **projet.**

18 **5.2** **Veillez fournir les coûts estimés pour les scénarios 2, 3 et 4, tels**
 19 **qu'identifiés à la référence (ii), selon la répartition suivante :**

	Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
	Lignes	Postes	Lignes	Postes	Lignes	Postes
Coûts de l'avant-projet						
Coûts du projet						
Ingénierie						
Approvisionnement						
Construction						
Gérance de projet et Client						
Autres coûts directs						
Provision						
Frais financiers						
COÛT TOTAL						

1 **R5.2 Ce niveau de détail n'est pas disponible. La réalisation d'un**
2 **avant-projet serait requise pour obtenir un tel niveau de détail.**

3 **6. Référence :** HQT-4, document 1, page 11, tableau 1

4 **Préambule :**

5 Le tableau en référence présente le résultat d'une estimation des pertes pour
6 chaque scénario étudié.

7 **Demandes :**

8 **6.1** Veuillez indiquer le coût unitaire en ¢/kWh qui a été utilisé pour le
9 calcul des pertes.

10 **R6.1 5,5 ¢/kWh en dollars (\$) de 2007.**

11 **6.2** Veuillez présenter une analyse de sensibilité pour les quatre
12 scénarios en utilisant un coût pour les pertes de : 7 ¢/kWh, 8 ¢/kWh et
13 9 ¢/kWh en \$ de 2007 avec les mêmes hypothèses pour l'inflation.

14 **R6.2**

15 **Tableau 1 – Comparaison économique des scénarios (M\$ 2004, 7¢/kWh)**

Lots	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
	Rapide-Blanc	Trenche	Rapide-Blanc et Trenche	Des Hêtres
Coût du projet	82	94	102	121
Coût des pertes	64	86	76	33
TOTAL	146	180	178	154
Écart	0	34	32	8

16 **Tableau 2 – Comparaison économique des scénarios (M\$ 2004, 8¢/kWh)**

Lots	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
	Rapide-Blanc	Trenche	Rapide-Blanc et Trenche	Des Hêtres
Coût du projet	82	94	102	121
Coût des pertes	72	96	85	37
TOTAL	154	190	187	158
Écart	0	36	33	4

1 **Tableau 3 – Comparaison économique des scénarios (M\$ 2004, 9¢/kWh)**

Lots	Scénario 1 Rapide-Blanc	Scénario 2 Trenche	Scénario 3 Rapide-Blanc et Trenche	Scénario 4 Des Hêtres
Coût du projet	82	94	102	121
Coût des pertes	79	107	95	41
TOTAL	161	201	197	162
Écart	0	40	36	1

2

3 **6.3** Veuillez déposer le calcul des pertes des quatre scénarios (par
4 exemple sous la forme de celui déposé dans le dossier R-3497, HQT-
5 12, document 1, pages 4 à 8).

6 **R6.3** **Le calcul des pertes présenté dans le dossier R-3497-2002**
7 **concerne uniquement les pertes sur la ligne d'intégration locale**
8 **de la centrale. Ces pertes ne sont utilisées que pour effectuer le**
9 **choix du conducteur de la ligne. Par contre, les pertes**
10 **présentées au tableau 1 de la pièce HQT-4, Document 1 du**
11 **présent dossier sont les pertes sur l'ensemble du réseau de**
12 **transport attribuables à l'ajout des nouvelles centrales, utilisées**
13 **lors de l'étude technico-économique des scénarios.**

14 **Le calcul des pertes attribuables aux nouvelles centrales pour le**
15 **transport sur le réseau de l'énergie électrique est effectué à**
16 **l'aide des écoulements de puissance et d'un programme**
17 **d'attribution des pertes de transport aux centrales. Le**
18 **programme utilisé permet de calculer rapidement, par**
19 **comparaison de configurations de réseau, les pertes électriques**
20 **en puissance et en énergie imputables à de nouvelles centrales,**
21 **selon leur grosseur et leur répartition géographique, pour le**
22 **transport sur le réseau de l'énergie électrique qu'elles seront**
23 **appelées à produire.**

- 1 **7. Références :** (i) HQT-5, document 1, page 5,
2 (ii) HQT-5, document 1, page 7,
3 (iii) HQT-5, document 1, page 10

4 **Préambule :**

5 En référence (i), le Transporteur indique dans la description du projet que
6 « *l'ajout de compensation série et shunt* » est requis.

7 Il mentionne à la référence (ii) qu'une inductance de 7 MVAR à 230 kV est
8 ajoutée au poste de départ Rapide-Blanc « *afin d'assurer l'exploitation*
9 *sécuritaire des équipements du réseau collecteur des centrales de Rapide-*
10 *Blanc, des Rapide-des-Cœurs et de la Chute-Allard* ».

11 Le Transporteur mentionne également en référence (iii) l'ajout d'une
12 inductance de 18 MVAR à 230 kV au poste des Hêtres « *afin d'assurer une*
13 *exploitation sécuritaire des équipements du réseau collecteur des centrales de*
14 *Rapide-Blanc, des Rapide-des-Cœurs et de la Chute-Allard* ».

15 **Demandes :**

16 **7.1** Veuillez expliquer pourquoi, par rapport à la situation actuelle,
17 l'intégration des centrales de la Chute-Allard et des Rapides-des-
18 Cœurs au réseau de transport, justifie-t-elle « *l'ajout de composantes*
19 *afin d'assurer l'exploitation sécuritaire des équipements du réseau*
20 *collecteur* » des trois centrales mentionnées ci-dessus.

21 **R7.1 Les centrales des Rapides-des-Cœurs et de la Chute-Allard**
22 **seront équipées de groupes de faible puissance (12 à 15 MVA) ce**
23 **qui rend nécessaire l'addition d'inductances shunt pour les**
24 **prémunir contre les fortes surtensions possibles produites par**
25 **les lignes à 230 kV lors d'un éventuel démantèlement. La**
26 **centrale de Rapide-Blanc est équipée de groupes plus puissants**
27 **(36 MVA) ce qui permet d'éviter ce problème.**

28 **Plus précisément, c'est l'importance de la charge réactive**
29 **produite par les lignes du sous-réseau collecteur à 230 kV, qui**
30 **dépend entre autre de la longueur des lignes, en comparaison**
31 **avec la faible capacité des groupes des nouvelles centrales à**
32 **absorber la puissance réactive de ces lignes qui nécessite**
33 **d'ajouter les inductances shunts. À cet effet, l'inductance de 18**
34 **Mvar est requise au poste des Hêtres pour compenser la**

1 puissance réactive des lignes des Hêtres / Rapide-Blanc et
 2 Rapide-Blanc / Rapides-des-Cœurs / Chute-Allard. L'inductance
 3 de 7 Mvar est requise au poste Rapides-des-Coeurs pour
 4 compenser la puissance réactive produite par les lignes Rapide-
 5 Blanc / Rapides-des-Cœurs / Chute-Allard tandis que la ligne
 6 Rapides-des-Cœurs / Chute-Allard n'a pas besoin d'être
 7 compensée.

8 **7.2** Veuillez préciser le mode d'opération des deux nouvelles
 9 inductances.

10 **R7.2** **Les nouvelles inductances seront non-manœuvrables, c'est-à-**
 11 **dire qu'elles seront raccordées directement sur la ligne par un**
 12 **sectionneur, et seront maintenues en service en tout temps.**

13 **8. Référence :** HQT-6, document 1, page 7, tableau 1

14 **Préambule :**

15 Le Transporteur indique un coût de 10,78 M\$ pour l'item
 16 « Approvisionnement » au poste des Hêtres.

17 **Demandes :**

18 **8.1** Veuillez fournir la ventilation des coûts totalisant le montant de 10,78
 19 M\$ pour l'approvisionnement au poste des Hêtres, en identifiant,
 20 entre autres, le coût attribuable à la compensation série.

21 **R8.1**

Approvisionnement au poste des Hêtres

Ventilation des coûts	Coûts en milliers de \$
Clé en main - compensation série	6 769,2 \$
Charpente métallique	122,3 \$
Inductance Shunt	969,0 \$
Disjoncteurs	1 422,7 \$
Parafoudres	22,4 \$
Sectionneurs	335,7 \$
Commande et protection	698,9 \$
Jeux de barres et matériel mineur	437,7 \$
Total	10 777,9 \$

1 **8.2** Veuillez préciser s'il existe déjà de la compensation série au poste
2 des Hêtres et pour combien de MVARs. Veuillez quantifier l'ajout de
3 compensation en terme de MVARs que nécessite l'intégration de
4 deux nouvelles centrales.

5 **R8.2 Il n'existe actuellement pas de compensation série au poste des**
6 **Hêtres. L'intégration des deux nouvelles centrales nécessitera**
7 **un ajout de compensation de 109 Mvar.**

8 **8.3** Veuillez comparer, en terme de \$ par MVAR, le coût estimé de la
9 compensation série au poste des Hêtres au coût réel obtenu pour la
10 compensation série installée au poste de Bergeronnes dans le cadre
11 du raccordement de la centrale Toulnostouc au réseau du
12 Transporteur (R-3497-2002).

13 **R8.3 Au poste des Hêtres, le coût retenu pour la compensation série**
14 **provient d'une analyse des prix budgétaires de trois**
15 **fournisseurs tandis qu'au poste de Bergeronnes, le coût final et**
16 **réel de la compensation série correspond au montant de la**
17 **commande originale lors de la réalisation du projet. Considérant**
18 **ces faits, des ajustements tant au poste de Bergeronnes qu'au**
19 **poste des Hêtres doivent être faits pour obtenir un prix**
20 **comparatif valable en dollars par Mvar.**

21 **Ajustements pour le poste de Bergeronnes:**

22 • **Des conditions de marché très favorables en 2003 ont fait**
23 **en sorte qu'une économie de 8,8 M\$ a été réalisée sur le**
24 **projet. Les fournisseurs voulaient se positionner pour les**
25 **futurs projets de compensation série.**

26 • **Contrairement au poste des Hêtres, les fondations de béton,**
27 **représentant 1,8 M\$ pour les bancs de compensation série,**
28 **étaient exclues du clé en main.**

- 1 **Ajustements pour le poste des Hêtres:**
- 2 • Les rapports d'essais d'homologation sont généralement
- 3 valide de 5 à 8 ans. Contrairement au poste de
- 4 Bergeronnes, ces essais types sur des équipements doivent
- 5 être refaits et sont évalués à 1,2 M\$.
- 6 • Les coûts fixes (ingénierie, administration de projet,
- 7 formation, essais et mise en route) pour une compensation
- 8 de 109 Mvar sont sensiblement les mêmes que pour une
- 9 compensation de 904,5 Mvar.

10 **TABLEAU COMPARATIF EN DOLLARS CONSTANTS 2005**

DESCRIPTION	BERGERONNES	DES HÊTRES
Prix budgétaires	n/a	6 491 600 \$
Coût réel	18 725 940 \$	n/a
Condition favorable	+ 8 854 860 \$	0 \$
Fondation de béton (coût réel)	+ 1 878 739 \$	inclus
Essais	inclus	- 1 200 000 \$
Coûts fixes	- 2 904 561 \$	- 2 228 516 \$
TOTAL	26 554 978 \$	3 063 084 \$
Mvar	904,5	109
\$ par Mvar	29 358 \$	28 102 \$

11 **Justification économique et financière**

- 12 **9. Références :** (i) HQT-7, document 1, Annexe A, page 3
- 13 (ii) HQT-7, document 1, Annexe B, page 3

14 **Préambule :**

- 15 Référence (i) : Tableau 1, Impact tarifaire – 20 ans
- 16 Référence (ii) : Tableau 1, Impact tarifaire – 40 ans

1 **Demande :**

2 **9.1** Veuillez apporter les modifications suivantes pour chacun des
3 tableaux mentionnés ci-haut :

- 4 a) inclure les revenus additionnels anticipés et les actualiser ;
- 5 b) garder constant les besoins de transport à 35 570 MW ;
- 6 c) arrondir les données incluses au centième près ;
- 7 d) actualiser les dépenses additionnelles.

8 **R9.1 La garantie d'achat de service de transport convenue entre le**
9 **Transporteur et Hydro-Québec Production permet d'assurer que le**
10 **coût de raccordement des centrales des Rapides-des-Cœurs et de**
11 **la Chute-Allard ne modifiera pas les tarifs du Transporteur, comme**
12 **le démontre le premier tableau suivant qui présente l'impact**
13 **tarifaire sur 20 ans.**

14 **En effet, sur la période de la garantie d'achat, le tarif annuel**
15 **calculé en tenant compte de l'ensemble des dépenses assumées**
16 **par le Transporteur pour le raccordement de ces centrales est**
17 **similaire au tarif en vigueur de 72,91 \$/kW/an. Sur la période de 20**
18 **ans, la valeur actualisée du tarif demeure au niveau du tarif actuel.**

19 **Le deuxième tableau ci-dessous, présentant l'impact tarifaire sur**
20 **40 ans, établit le montant annuel des achats de services point à**
21 **point qui sont requis pour maintenir le tarif annuel à son niveau**
22 **actuel de 72,91 \$/kW/an pendant la période de 40 ans. Les**
23 **montants requis après la 20^e année vont en diminuant, de 6,12 M\$**
24 **la 21^e année à 4,23 M\$ la dernière année. Il est raisonnable de**
25 **prévoir que les achats du client pendant cette période seront**
26 **supérieurs à ces montants minimums, ce qui permettra d'assurer**
27 **la neutralité tarifaire.**

28 **L'approche retenue par le Transporteur garantit donc un niveau**
29 **minimum d'achat de services de transport par Hydro-Québec**

1 **Production, de sorte que dans le pire des cas, le raccordement des**
 2 **centrales des Rapides-des-Cœurs et de la Chute-Allard n'aura**
 3 **aucun impact sur les tarifs du Transporteur, et qu'au mieux, il**
 4 **générera des revenus des services de point à point supérieurs au**
 5 **minimum annuel, ce qui permettra d'abaisser les tarifs.**

Paramètres

Mise en service (M\$)		72,0
Année de mise en service		2007
Coût moyen pondéré du capital prospectif ¹		6,80%
Entretien et exploitation ²		1,4%
Taxe sur le capital ³	2008	0,36%
	2009 et suite	0,29%
Taxe sur les services publics (TSP) ⁴		0,55%
Nombre d'années		20

Coût comptable

Années	Amortissement M\$	Amortis. cumulé M\$	Actif net M\$	Coût du financement M\$	Sous total annuel M\$	Entretien et exploitation M\$	Taxe sur le capital M\$	TSP M\$	Total annuel M\$	Revenus requis résiduels M\$	Revenus anticipés M\$	Revenus M\$	Besoins de transport MW	Tarif annuel \$/kW
2001										2 593		2 593	35 570	72,91
2007	2,68	2,68	69,36	4,90	7,58	1,00	0,25	0,38	9,21	2 602,45	8,08	2 594,36	35 570	72,94
2008	2,76	5,44	66,59	4,72	7,48	1,00	0,19	0,37	9,04	2 602,27	8,08	2 594,19	35 570	72,93
2009	2,84	8,29	63,75	4,53	7,37	1,00	0,18	0,35	8,91	2 602,14	8,08	2 594,06	35 570	72,93
2010	2,93	11,22	60,82	4,33	7,26	1,00	0,18	0,33	8,78	2 602,01	8,08	2 593,93	35 570	72,92
2011	3,02	14,23	57,80	4,14	7,15	1,00	0,17	0,32	8,64	2 601,87	8,08	2 593,79	35 570	72,92
2012	3,11	17,34	54,70	3,93	7,04	1,00	0,16	0,30	8,50	2 601,73	8,08	2 593,65	35 570	72,92
2013	3,20	20,54	51,49	3,72	6,92	1,00	0,15	0,28	8,36	2 601,59	8,08	2 593,50	35 570	72,91
2014	3,30	23,84	48,20	3,50	6,80	1,00	0,14	0,27	8,21	2 601,44	8,08	2 593,36	35 570	72,91
2015	3,40	27,24	44,80	3,28	6,67	1,00	0,13	0,25	8,05	2 601,29	8,08	2 593,20	35 570	72,90
2016	3,50	30,73	41,30	3,05	6,54	1,00	0,12	0,23	7,90	2 601,13	8,08	2 593,04	35 570	72,90
2017	3,60	34,34	37,70	2,81	6,41	1,00	0,11	0,21	7,73	2 600,96	8,08	2 592,88	35 570	72,90
2018	3,71	38,05	33,99	2,56	6,27	1,00	0,10	0,19	7,56	2 600,80	8,08	2 592,71	35 570	72,89
2019	3,82	41,87	30,17	2,31	6,13	1,00	0,09	0,17	7,39	2 600,62	8,08	2 592,54	35 570	72,89
2020	3,94	45,81	26,23	2,05	5,99	1,00	0,08	0,14	7,21	2 600,44	8,08	2 592,36	35 570	72,88
2021	4,06	49,86	22,17	1,78	5,84	1,00	0,06	0,12	7,03	2 600,26	8,08	2 592,18	35 570	72,88
2022	4,18	54,04	18,00	1,51	5,68	1,00	0,05	0,10	6,84	2 600,07	8,08	2 591,99	35 570	72,87
2023	4,30	58,34	13,70	1,22	5,53	1,00	0,04	0,08	6,65	2 599,88	8,08	2 591,79	35 570	72,86
2024	4,43	62,77	9,26	0,93	5,36	1,00	0,03	0,05	6,44	2 599,68	8,08	2 591,59	35 570	72,86
2025	4,56	67,34	4,70	0,63	5,19	1,00	0,01	0,03	6,24	2 599,47	8,08	2 591,39	35 570	72,85
2026	4,70	72,04	0,00	0,32	5,02	1,00	0,00	0,00	6,02	2 599,26	8,08	2 591,17	35 570	72,85
SOMME						20,08	2,24	4,15			161,68	51 857,68	711 400	72,90
VAN						10,81	1,46	2,69			86,99	27 905,01	382 758	72,91

¹ Coût moyen pondéré du capital prospectif de 6,80 %, selon la décision D-2005-63 pour la demande R-3549-2004 - Phase 1, page 4.

² Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.

³ Taxe sur le capital selon le budget du gouvernement du Québec du 21 avril 2005, *Renseignements additionnels sur les mesures du budget*, section 1, page 28.

⁴ Taxe sur les services publics selon le budget du gouvernement du Québec du 21 avril 2005, *Renseignements additionnels sur les mesures du budget*, section 1, page 133.

6

Paramètres

Mise en service (M\$)	72,0
Année de mise en service	2007
Coût moyen pondéré du capital prospectif ¹	6,80%
Entretien et exploitation ²	1,1%
Taxe sur le capital ³	2008 0,36%
	2009 et suite 0,29%
Taxe sur les services publics (TSP) ⁴	0,55%
Nombre d'années	40

Coût comptable

Années	Amortissement	Amortis.	Actif net	Coût du	Sous total	Entretien et	Taxe sur le	TSP	Total	Revenus	Revenus	Revenus	Besoins	Tarif
	M\$	M\$	M\$	financement	annuel	exploitation	capital	M\$	annuel	requis résiduels	anticipés	M\$	de transport	annuel
				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	MW	\$/kW
2001										2 593		2 593	35 570	72,91
2007	0,96	0,96	71,08	4,90	5,85	0,79	0,26	0,39	7,29	2 600,52	8,08	2 592,44	35 570	72,88
2008	0,98	1,94	70,10	4,83	5,82	0,79	0,20	0,39	7,20	2 600,43	8,08	2 592,35	35 570	72,88
2009	1,01	2,95	69,08	4,77	5,78	0,79	0,20	0,38	7,16	2 600,39	8,08	2 592,30	35 570	72,88
2010	1,04	4,00	68,04	4,70	5,74	0,79	0,20	0,37	7,11	2 600,34	8,08	2 592,26	35 570	72,88
2011	1,08	5,07	66,96	4,63	5,70	0,79	0,20	0,37	7,07	2 600,30	8,08	2 592,21	35 570	72,88
2012	1,11	6,18	65,86	4,55	5,66	0,79	0,20	0,36	7,02	2 600,25	8,08	2 592,17	35 570	72,88
2013	1,14	7,32	64,72	4,48	5,62	0,79	0,20	0,36	6,97	2 600,20	8,08	2 592,12	35 570	72,87
2014	1,17	8,50	63,54	4,40	5,58	0,79	0,20	0,35	6,92	2 600,15	8,08	2 592,07	35 570	72,87
2015	1,21	9,71	62,33	4,32	5,53	0,79	0,20	0,34	6,87	2 600,10	8,08	2 592,02	35 570	72,87
2016	1,25	10,95	61,08	4,24	5,49	0,79	0,20	0,34	6,82	2 600,05	8,08	2 591,96	35 570	72,87
2017	1,28	12,24	59,80	4,15	5,44	0,79	0,20	0,33	6,76	2 599,99	8,08	2 591,91	35 570	72,87
2018	1,32	13,56	58,48	4,07	5,39	0,79	0,20	0,32	6,71	2 599,94	8,08	2 591,85	35 570	72,87
2019	1,36	14,92	57,12	3,98	5,34	0,79	0,20	0,31	6,65	2 599,88	8,08	2 591,80	35 570	72,86
2020	1,40	16,32	55,71	3,88	5,29	0,79	0,20	0,31	6,59	2 599,82	8,08	2 591,74	35 570	72,86
2021	1,45	17,77	54,27	3,79	5,23	0,79	0,20	0,30	6,53	2 599,76	8,08	2 591,67	35 570	72,86
2022	1,49	19,26	52,78	3,69	5,18	0,79	0,20	0,29	6,46	2 599,70	8,08	2 591,61	35 570	72,86
2023	1,53	20,79	51,25	3,59	5,12	0,79	0,20	0,28	6,40	2 599,63	8,08	2 591,55	35 570	72,86
2024	1,58	22,37	49,67	3,48	5,06	0,79	0,20	0,27	6,33	2 599,56	8,08	2 591,48	35 570	72,86
2025	1,63	24,00	48,04	3,38	5,00	0,79	0,20	0,26	6,26	2 599,49	8,08	2 591,41	35 570	72,85
2026	1,68	25,67	46,36	3,27	4,94	0,79	0,20	0,26	6,19	2 599,42	8,08	2 591,34	35 570	72,85
2027	1,73	27,40	44,64	3,15	4,88	0,79	0,20	0,25	6,12	2 599,35	6,12	2 593,23	35 570	72,91
2028	1,78	29,17	42,86	3,04	4,81	0,79	0,20	0,24	6,04	2 599,28	6,04	2 593,23	35 570	72,91
2029	1,83	31,00	41,03	2,91	4,75	0,79	0,20	0,23	5,97	2 599,20	5,97	2 593,23	35 570	72,91
2030	1,89	32,89	39,15	2,79	4,68	0,79	0,20	0,22	5,89	2 599,12	5,89	2 593,23	35 570	72,91
2031	1,94	34,83	37,20	2,66	4,60	0,79	0,20	0,20	5,80	2 599,04	5,80	2 593,23	35 570	72,91
2032	2,00	36,83	35,20	2,53	4,53	0,79	0,20	0,19	5,72	2 598,95	5,72	2 593,23	35 570	72,91
2033	2,06	38,89	33,14	2,39	4,45	0,79	0,20	0,18	5,63	2 598,86	5,63	2 593,23	35 570	72,91
2034	2,12	41,01	31,02	2,25	4,38	0,79	0,20	0,17	5,54	2 598,77	5,54	2 593,23	35 570	72,91
2035	2,19	43,20	28,84	2,11	4,30	0,79	0,20	0,16	5,45	2 598,68	5,45	2 593,23	35 570	72,91
2036	2,25	45,45	26,58	1,96	4,21	0,79	0,20	0,15	5,35	2 598,59	5,35	2 593,23	35 570	72,91
2037	2,32	47,77	24,27	1,81	4,13	0,79	0,20	0,13	5,26	2 598,49	5,26	2 593,23	35 570	72,91
2038	2,39	50,16	21,88	1,65	4,04	0,79	0,20	0,12	5,15	2 598,39	5,15	2 593,23	35 570	72,91
2039	2,46	52,62	19,42	1,49	3,95	0,79	0,20	0,11	5,05	2 598,28	5,05	2 593,23	35 570	72,91
2040	2,53	55,15	16,88	1,32	3,85	0,79	0,20	0,09	4,94	2 598,17	4,94	2 593,23	35 570	72,91
2041	2,61	57,76	14,27	1,15	3,76	0,79	0,20	0,08	4,83	2 598,06	4,83	2 593,23	35 570	72,91
2042	2,69	60,45	11,58	0,97	3,66	0,79	0,20	0,06	4,72	2 597,95	4,72	2 593,23	35 570	72,91
2043	2,77	63,22	8,82	0,79	3,56	0,79	0,20	0,05	4,60	2 597,83	4,60	2 593,23	35 570	72,91
2044	2,85	66,07	5,96	0,60	3,45	0,79	0,20	0,03	4,48	2 597,71	4,48	2 593,23	35 570	72,91
2045	2,94	69,01	3,03	0,41	3,34	0,79	0,20	0,02	4,35	2 597,59	4,35	2 593,23	35 570	72,91
2046	3,03	72,04	0,00	0,21	3,23	0,79	0,20	0,00	4,23	2 597,46	4,23	2 593,23	35 570	72,91
SOMME						31,67	8,18	9,25			266,80	103 703	1 422 800	72,89
VAN						10,81	2,82	4,16			102,77	35 378	485 442	72,88

¹ Coût moyen pondéré du capital prospectif de 6,80 %, selon la décision D-2005-63 pour la demande R-3549-2004 - Phase 1, page 4.

² Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.

³ Taxe sur le capital selon le budget du gouvernement du Québec du 21 avril 2005, *Renseignements additionnels sur les mesures du budget*, section 1, page 28.

⁴ Taxe sur les services publics selon le budget du gouvernement du Québec du 21 avril 2005, *Renseignements additionnels sur les mesures du budget*, section 1, page 133.

1

 2 **10. Référence :** HQT-7, document 2, page 43

 3 **Préambule :**

4 L'engagement d'achat du Producteur s'élève à 8,084 M\$ par année.

5 Ce montant permet d'équilibrer les coûts du Transporteur correspondant à ce

6 projet d'intégration des centrales de Rapides-des-Cœurs et de Chute-Allard.

1 **Demandes :**

2 **10.1** Veuillez calculer les revenus annuels du Transporteur qui seront
3 générés par la production anticipée de ces deux centrales en GWh
4 par année au tarif actuel de 8,33 ¢/kWh¹, en supposant que cette
5 production n'est pas pour la charge locale.

6 **R10.1** L'engagement d'achat «Chute-Allard et Rapides-des-Cœurs» est
7 un engagement d'achat de type "take or pay" basé sur le coût du
8 raccordement des centrales. Par ce contrat, HQP s'engage à
9 acheter le montant de l'engagement signé, peu importe l'origine
10 de la production. Il n'y a donc aucun lien entre la production
11 annuelle des centrales de la Chute-Allard et des Rapides-des-
12 Cœurs et l'achat de service de transport de point à point prévu.

13 **10.2** Veuillez comparer le résultat de la réponse à la question 10.1 au
14 montant de 8,084 M\$ et commenter sur le déficit éventuel de revenus
15 pour le Transporteur.

16 **R10.2** **Aucun déficit de revenus n'est prévu eu égard à l'engagement**
17 **d'achat de type "take or pay".**

¹ Le tarif de transport aurait dû se lire 0,833 ¢/kWh, soit l'équivalent en ¢/kWh du tarif actuel de 8,33 ¢/kWh.