

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DU GRAME**

Demande de renseignements no1 du GRAME à Hydro-Québec Distribution

HQD - Demande d'autorisation pour le raccordement du village
La Romaine au réseau intégré
(R-4010-2017)

1. COÛT DES TRAVAUX DE DÉMANTÈLEMENT

Références

i. R-4010-2017, B-0004, page 5

Le raccordement serait effectué au moyen d'une nouvelle ligne de distribution sur une longueur d'environ 112 km dont une section d'environ 75 km sur portiques de bois exploitée à 34 kV. Par ailleurs, ce raccordement nécessite également la construction de trois sous-postes. Le coût des travaux est évalué à 114 M\$ et la mise en service du Projet est prévue à la fin de l'année 2019.

ii. R-4010-2017, B-0004, page 5

À la suite des travaux de raccordement, la centrale thermique alimentant actuellement le village de La Romaine sera démantelée. Les travaux de démantèlement sont exclus du projet soumis. Ces travaux seront réalisés l'année suivant la mise en charge de la nouvelle ligne de distribution, et ce, dans le cadre d'un autre projet.

iii. R-4010-2017, B-0004, p. 20, Tableau 5 Résultats de l'analyse économique

**TABLEAU 5 :
RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE**

(en millions de \$ actualisés 2017)	Raccordement à 25 kV	Raccordement à 34 kV	Raccordement à 161 kV	Centrale thermique
Investissements	88,4	83,1	122,9	54,9
Charges d'exploitation	57,4	48,2	68,3	148,4
Taxes sur les services publics	6,0	5,5	8,3	3,0
Total	151,8	136,8	199,5	206,3

iv. B-0009, Tableau 1, Résultats de l'analyse économique, page 6

**TABLEAU 1 :
RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE**

(en millions de \$ actualisés 2017)	Raccordement à 25 kV	Raccordement à 34 kV	Raccordement à 161 kV	Centrale thermique
Investissements	88,4	83,1	122,9	54,9
Charges d'exploitation	57,4	48,2	68,3	148,4
Fourniture	32,5	31,1	26,1	-
Combustible	2,3	-	12,2	114,0
Exploitation et maintenance	15,3	11,9	25,2	29,4
Démantèlement	7,3	5,2	4,7	5,1
Taxes sur les services publics	6,0	5,5	8,3	3,0
Total	151,8	136,8	199,5	206,3

v. R-3927-2015, D-2015-189, Paragraphes 111 et 112

6. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS (ASC 410)

[111] En vertu de la norme IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels » des IFRS, le Transporteur et le Distributeur comptabilisent les obligations liées à la mise hors service (OLMHS) d'immobilisations dans la période au cours de laquelle naissent des obligations juridiques ou implicites à cet égard, lorsqu'il est possible de faire une estimation du montant correspondant. Le montant initialement constaté pour chaque provision découlant d'une obligation est ajouté à la valeur comptable de l'immobilisation corporelle visée et est amorti sur la durée de vie utile de celle-ci.

[112] La variation ultérieure due à l'écoulement du temps est comptabilisée aux charges financières, à titre de charge de désactualisation, dans la période au cours de laquelle la variation survient et le montant correspondant est ajouté à la valeur comptable de la provision. Les variations résultant de révisions périodiques des hypothèses sont comptabilisées comme une augmentation ou une diminution de la valeur comptable de la provision. Le coût correspondant de mise hors service est capitalisé comme partie de la valeur comptable de cette immobilisation et amorti sur la durée de vie restante de celle-ci, ou déduit jusqu'à concurrence de sa valeur comptable et alors comptabilisé en résultat net

Demandes

1.1 (Réf. i., ii., iii. et vi.) Le Distributeur indique que les travaux de démantèlement de la centrale thermique sont exclus du projet soumis¹, que les investissements pour raccorder le village de La Romaine au réseau intégré s'élèvent à 114,4 M\$² pour le raccordement à 34 kv, plus des charges d'exploitation de 31,1 M\$, dont 5,2 M\$ en coûts de démantèlement.

1.1.1 (Réf. i., ii., iii. et vi.) Veuillez indiquer la part des coûts de démantèlement associée à la décontamination du site de la centrale ?

Réponse :

1 **Les coûts estimés pour le démantèlement et la décontamination en 2020 est**
2 **de 6 M\$. Le détail est présenté ci-dessous. La valeur actualisée en 2017 de ces**
3 **éléments est de 5,2 M\$.**

4 **Démantèlement centrale thermique : 2,4 M\$**

5 **Démantèlement parc à carburant : 1,2 M\$**

6 **Décontamination centrale thermique : 1,2 M\$**

7 **Décontamination parc à carburant : 1,1 M\$**

¹ B-004, page 5

² B-004, page 14

1.1.2 (Réf. i., ii., iii. et vi.) Veuillez indiquer la part des coûts de démantèlement associée à la décontamination des sites d'entreposage des combustibles ?

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.1.1.**

1.2 (Réf. i., ii., iii. et vi.) Concernant les coûts de démantèlement associés à la décontamination du site de la centrale et du, ou des site(s) d'entreposage des combustibles, le Distributeur a-t-il à sa disposition :

1.2.1 Une analyse précise de l'ampleur de la problématique de contamination des sols ?

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 1.3 de la demande de renseignement n° 1 de la**
3 **Régie à la pièce HQD-5, document 1.**

1.2.2 Une analyse précise des coûts pouvant y être associés ?

Réponse :

4 **Les coûts de démantèlement et de décontamination utilisés ont fait l'objet**
5 **d'une évaluation paramétrique, avec un niveau de précision de $\pm 30\%$. Voir**
6 **également la réponse à la question 1.3 de la demande de renseignement n° 1**
7 **de la Régie à la pièce HQD-5, document 1.**

1.2.3 Si oui, veuillez déposer ces analyses, ou le résumé de ces dernières.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 1.3 de la demande de renseignement n° 1 de la**
9 **Régie à la pièce HQD-5, document 1.**

1.3 (Réf. i., ii., iii. et vi.) Concernant les coûts de démantèlement associés à la décontamination du site de la centrale et du, ou des site(s) d'entreposage des combustibles, le Distributeur a-t-il procédé à une évaluation de l'ampleur de dépassement des coûts qui pourraient survenir ? Veuillez expliquer.

Réponse :

10 **La caractérisation complémentaire des sols, prévue après la mise hors**
11 **service de la centrale, permettra d'obtenir une évaluation plus précise du coût**
12 **de la décontamination du site.**

1.4 (Réf. iv.) Le Tableau 1 présente le détail des résultats de l'analyse économique selon 4 options. On constate que les coûts de démantèlement varient selon les options. Est-ce 7 M\$ ou environ 5 M\$?

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.4 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-5, document 1.**

Veillez expliquer pourquoi :

1.4.1. Les coûts de démantèlement pour l'option de raccordement à 25 kV sont plus élevés que ceux du raccordement à 34 kV, considérant le fait que dans les deux cas la centrale actuelle est démantelée ?

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 1.4 de la demande de renseignements n° 1 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-5, document 1.**

1.4.2. Les coûts de démantèlement pour l'option de raccordement à 161 kV sont moins élevés que ceux du raccordement à 34 kV, considérant le fait que dans les deux cas que la centrale actuelle est démantelée ?

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 1.4 de la demande de renseignements n° 1 de la**
6 **Régie à la pièce HQD-5, document 1.**

1.4.3 Les coûts de démantèlement pour l'option de reconstruction de la centrale thermique sont moins élevés que ceux du raccordement à 34 kV, considérant dans les deux cas que la centrale actuelle est démantelée ?

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 1.4 de la demande de renseignements n° 1 de la**
8 **Régie à la pièce HQD-5, document 1.**

1.5. (réf. iv. et v.), Les coûts de démantèlement pour l'option de reconstruction de la centrale thermique sont indiqués à titre de charges dans l'analyse économique soumise. Veuillez préciser si ces coûts s'additionnent à ceux autorisés selon la norme comptable liée aux *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations* ?

1.5.1. Si oui, veuillez détailler les coûts de mise hors service capitalisés comme partie de la valeur comptable de la nouvelle centrale ?

Réponse :

1 Dans l'analyse économique, le montant figurant à titre de coûts de
2 démantèlement et de décontamination correspond au déboursé estimé, à
3 l'année prévue des travaux, sans égard à la comptabilisation de ces coûts.

4 Lorsque les travaux de démantèlement et décontamination seront réalisés, les
5 coûts ne seront pas capitalisés.

6 En effet, comme il est indiqué à la référence v, sur la base de la norme
7 américaine ASC 410, Asset Retirement and Environmental Obligations, le
8 Distributeur comptabilise des provisions dans la période au cours de laquelle
9 naissent des obligations juridiques lorsqu'il est possible de faire une
10 estimation du montant correspondant.

11 Le montant initialement constaté pour chaque provision découlant d'une
12 obligation liée à la mise hors service (OLMHS) est ajouté à la valeur comptable
13 de l'immobilisation corporelle visée et est amorti sur la durée de vie utile de
14 celle-ci.

15 Quant à la variation ultérieure due à l'écoulement du temps, celle-ci est
16 comptabilisée aux charges d'exploitation, à titre de charge de
17 désactualisation, dans la période au cours de laquelle la variation survient et
18 le montant correspondant est ajouté à la valeur comptable de la provision.

1.5.2. Si non, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas considéré l'ajout des coûts de démantèlement à même les investissements de la nouvelle centrale, au lieu de les considérer à titre de charges d'exploitation. Ces derniers ne devraient-ils pas être ajoutés aux coûts des investissements ?

Réponse :

19 Voir la réponse à la question 1.5.1

2. FIABILITÉ DU SERVICE**Références****i. R-4010-2017, B-0004, page 11**

La solution retenue pour alimenter le village de La Romaine doit offrir, à la communauté, une qualité de service acceptable. Rappelons que la solution recommandée en 2009 prévoyait le maintien de la centrale existante en réserve froide pour relever l'ensemble des charges du village lors d'une indisponibilité prolongée de la ligne d'alimentation projetée. Cette relève aurait occasionné un indice de continuité (IC) moyen d'environ 25 heures. Le projet proposé offre un IC moyen comparable, soit environ 30 heures en mode entretien supérieur. Le Distributeur

prévoit construire une section de ligne d'environ 75 km conçue selon les critères de ligne de transport afin que celle-ci soit en mesure de résister aux conditions climatiques extrêmes de ce secteur difficile d'accès. La solution recommandée comprend également la construction d'un sous-poste près de Kegaska pour offrir une relève à la centaine de clients du secteur. La nouvelle solution technique, plus robuste que la ligne de distribution à 25 kV prévue initialement, permet au Distributeur d'offrir un niveau de qualité de service acceptable sans s'appuyer sur la présence d'une centrale en réserve froide.

ii. R-4010-2017, B-0004, page 21

5. IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE SERVICE

À la suite du raccordement du village de La Romaine au réseau de distribution d'Hydro-Québec, l'IC pourrait se détériorer, puisque la centrale thermique ne sera pas maintenue en réserve froide. Toutefois le Distributeur mettra en place un programme d'entretien supérieur de la ligne d'alimentation, lequel permettra de diminuer l'IC à environ 30 heures. Un tel programme comprendrait entre autres une patrouille préventive annuelle de l'ensemble du tronçon principal du réseau compris entre le poste de Natashquan et le village de La Romaine. Un cycle de contrôle de la végétation plus court serait également mis en place pour obtenir un dégagement plus important entre les conducteurs et les branches d'arbres.

iii. R-4010-2017, B-0004, page 12

Par la suite, une section de ligne devra être construite sur une distance approximative de 75 km en terrain accidenté et dont l'accessibilité est restreinte. Pour cette raison, le Distributeur prévoit construire une ligne sur portiques de bois exploitée à 34 kV, conçue selon les critères de ligne de transport, qui est mieux adaptée à ce type de terrain (voir le tracé « Nouveau réseau sur portique de bois » à la figure 4). Une surisolation de la ligne assurera une très bonne fiabilité pour cette section tout en permettant son exploitation à une tension supérieure sans investissement supplémentaire si les besoins de développement de la communauté de La Romaine ou de la Basse-Côte-Nord le justifient à plus long terme.

iv. R-4010-2017, B-0004, page 11

Sur la Basse-Côte-Nord, les conditions climatiques sont particulièrement difficiles l'hiver, avec des accumulations généralement importantes de neige. De plus, ce territoire est réputé pour sa brume très dense en bordure de la côte et l'air salin y est omniprésent. Cette zone peut également être affectée par de sévères tempêtes de verglas, combinées avec de forts vents.

v. R-3956-2015, B-0045, page 5

Tableau R1.1
Durée de vie utile moyenne des immobilisations du Projet
Croissance des besoins de la clientèle

Immobilisations	Durée de vie utile moyenne
Lignes	55 ans
Postes	40 ans
Lignes et postes	47 ans

Préambule : Solution proposée

Une ligne à 25 kV avec une portion renforcée à 34 kV au coût de 114 M\$, avec VGA à 137 M\$ qui inclus les coûts d'exploitation.

Demandes

2.1 (Réf. i.). Pour les fins de comparaisons avec l'option de la ligne à 34 kV retenue par le Distributeur, dans la situation actuelle sans raccordement, veuillez identifier l'indice de continuité du réseau de la Romaine ?

Réponse :

1 **L'indice de continuité moyen actuel du réseau de La Romaine est évalué à**
2 **environ cinq heures.**

2.2 (Réf. ii.) Afin de diminuer l'IC à 30 heures, le Distributeur propose l'ajout d'un programme d'entretien supérieur de la ligne d'alimentation, comprenant une patrouille préventive et un cycle plus court de contrôle de la végétation. Veuillez préciser sur quelle période de temps ont été pris en compte les coûts de la patrouille préventive et du contrôle de la végétation dans l'analyse économique.

Réponse :

3 **Les coûts de la patrouille préventive et du contrôle de la végétation sont**
4 **appliqués dès l'année suivant la mise en service des nouvelles installations,**
5 **jusqu'à la fin de la période couverte par l'analyse économique.**

2.3 (Réf. ii. et v) Veuillez fournir les coûts d'une patrouille préventive et d'un cycle plus court de contrôle de la végétation sur une période 55 ans, plus près de la durée de vie des équipements de transport d'électricité ?

Réponse :

6 **Pour couvrir les frais d'entretien supérieur, le Distributeur a majoré les frais**
7 **usuels de 0,5 %, portant ceux-ci à 1,5 % du coût du projet (excluant frais**
8 **financiers capitalisés).**

2.4 (Réf. iii.) Veuillez préciser l'estimation des interventions qui seront nécessaires en entretien préventif ou correctif, selon les sections des trajets du projet de raccordement à 34 kV. Plus précisément, quelles parts des coûts seront dédiées au trajet sur portique de bois de 75 km et quelle part des coûts sera nécessaire pour l'entretien du prolongement de la ligne NAT-224 sur une distance d'environ 23 km entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan conçu selon l'ancien projet datant de 2009 composé de monopoteaux ?

Réponse :

1 **Le Distributeur prévoit intervenir plus souvent sur la portion de réseau liée au**
2 **prolongement de la ligne NAT-224. Toutefois, les coûts d'entretien et de**
3 **réparation seront faibles parce que l'essentiel de cette ligne sera située le**
4 **long de la route 138, donc assez facilement accessible.**

5 **Pour la section sur portiques de bois, les interventions seront beaucoup**
6 **moins nombreuses en raison de leur robustesse. Par contre, les coûts**
7 **d'entretien et de réparation seront plus élevés parce que la majorité des**
8 **structures seront difficilement accessibles. De plus, les frais pour la maîtrise**
9 **de la végétation seront plus importants en raison de la largeur de l'emprise de**
10 **la section sur portiques de bois, laquelle est au moins quatre fois plus**
11 **importante que celle d'une ligne de distribution standard.**

12 **Pour représenter cette situation, une hypothèse de frais annuels d'entretien et**
13 **d'exploitation correspondant à 1,5 % du coût du projet (excluant les frais**
14 **financiers capitalisés) a été appliquée à l'ensemble du projet, sans distinction**
15 **entre les deux portions de réseau.**

Fiabilité de l'alimentation

2.5 (Réf. iii.) Concernant l'option retenue pour la ligne 34 kV, compte tenu des conditions climatiques difficiles l'hiver (accumulation importante de neige, tempêtes de verglas et forts vents³), veuillez détailler l'impact d'un IC de 30 heures sur la clientèle d'une qualité de service de type acceptable et l'impact des aléas du climat sur les pannes de réseau.

Réponse :

16 **La section d'environ 75 km sur portiques de bois sera conçue pour supporter**
17 **les conditions climatiques extrêmes du secteur et devrait donc subir peu de**
18 **bris. La nouvelle section d'environ 23 km entre Pointe-Parent et la rivière**
19 **Natashquan, de même que les deux lignes d'environ 7 km entre l'aéroport et le**
20 **village de La Romaine seront construites selon les normes de conception**
21 **dites « robustes » découlant du verglas de 1998. Ce sont donc les réseaux**
22 **existants qui seront les plus vulnérables aux conditions climatiques, soient**
23 **celui du poste Natashquan et celui du village de La Romaine.**

³ B-004, page 10

1 **En cas de panne prolongée affectant les villages de Natashquan ou de La**
2 **Romaine, le Distributeur, en plus de mettre tout en œuvre pour effectuer les**
3 **réparations nécessaires sur son réseau, pourrait acheminer des génératrices**
4 **d'urgence advenant que les mesures d'urgence de ces communautés ne**
5 **suffisent pas.**

2.6 (Réf. iii. et iv.). Le prolongement de la ligne NAT-224 sur une distance d'environ 23 km entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan⁴ a été conçu selon l'ancien projet datant de 2009 composé de monopoteaux, avec la centrale thermique en réserve froide. Pour la question du niveau de qualité de service, le Distributeur a-t-il évalué la possibilité d'améliorer la solution technique de l'option du raccordement à 34kV, soit de mettre en place des structures en portiques de bois entre Pointe-Parent et la rivière Natashquan ?

Réponse :

6 **La construction d'une ligne sur portiques de bois entre Pointe-Parent et la**
7 **rivière Natashquan n'améliorerait pas significativement la qualité de service par**
8 **rapport à une ligne robuste sur monopoteaux, puisque cette dernière est**
9 **assez facilement accessible en cas de bris. Le Distributeur estime que le gain**
10 **de qualité de service ne justifie pas un investissement supplémentaire de plus**
11 **de 20 M\$ pour la mise en place de structures en portiques de bois entre**
12 **Pointe-Parent et la rivière Natashquan.**

2.7 (Réf. iii. et iv.). Quels en seraient les coûts additionnels, les bénéfices sur l'amélioration de la qualité du service, donc de l'IC et possiblement la réduction des coûts d'entretien préventif et de maîtrise de la végétation sur cette portion (prolongement de la ligne NAT-224) du tracé ?

Réponse :

13 **Voir les réponses aux questions 2.4 et 2.6.**

2.8 Le critère N-1 est celui qui est adopté par la très grande majorité des compagnies fournissant l'énergie électrique; cela s'applique autant aux centrales qu'aux postes de transformation et aux lignes. Que devient ce critère lorsque l'alimentation dépend d'une seule ligne dans un environnement hostile et sujet à des vents chargés d'humidité saline (cette humidité saline est le problème des lignes de transport qui longe des étendues d'eau salée) ?

Réponse :

14 **Le Distributeur applique le même critère N-1. Toutefois, pour un site isolé**
15 **comme celui de La Romaine et sur une ligne de distribution dont le tronçon**

⁴ B-004, page 12

1 **principal parcours près de 100 km, le Distributeur a ajusté la conception de**
2 **son réseau afin d'offrir une bonne qualité de service.**

2.9 Le Distributeur a-t-il envisagé des solutions pour garantir la fiabilité d'alimentation du village La Romaine, du moins en partie avec un ou des groupes diesel d'urgence ?

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 2.5.**

2.10 Veuillez détailler votre réponse précédente en incluant l'impact sur l'amélioration de l'IC.

Réponse :

4 **La mise en place de génératrices d'urgence lors de panne n'aurait pas**
5 **d'impact sur l'IC moyen de la solution proposée. Le Distributeur tient à**
6 **préciser que l'estimation de 30 heures ne comprend pas les événements**
7 **exceptionnels pouvant se produire rarement, par exemple le feu de forêt de**
8 **l'été 2013.**

2.11 Afin d'atteindre un IC semblable à celui d'une ligne à 161KV, combien de génératrices de secours seraient nécessaires, indiquer également les coûts associés, incluant les besoins de stockage de carburant et les coûts de carburant ?

Réponse :

9 **Comme mentionné par le Distributeur lors de l'audience tenue le 16 novembre**
10 **2017⁵, des groupes mobiles d'urgence peuvent répondre à un besoin ponctuel**
11 **afin de réaliser des travaux d'entretien planifiés ou d'urgence. Le Distributeur**
12 **réitère que de tels groupes ne peuvent garantir, à long terme, la fiabilité de**
13 **l'alimentation et de surcroît, ne répondent pas aux critères de fiabilité.**

14 **Par ailleurs, l'utilisation de génératrices d'urgence n'est pas une option**
15 **planifiable considérant le non-respect des exigences environnementales pour**
16 **l'exploitation à long terme de ce type d'équipement.**

Questions sur les solutions sans centrale

2.12 Pourquoi un raccordement renforcé à 34 kV coûte moins cher en investissement qu'à 25 kV (83 M\$ vs 88 M\$) alors que la tension 25 kV est la tension presque normalisée dans les réseaux de distribution du Québec ?

⁵ Pièce A-0009, page 86.

Réponse :

1 **Le coût de 88 M\$ (en \$ actualisés 2017) inclut les coûts de construction d'une**
2 **nouvelle centrale en réserve froide, comme précisé à la section 3 de la pièce**
3 **HQD-1, document 2 (B-0009). La présence de cette nouvelle centrale explique**
4 **également que les charges d'exploitation de ce scénario soient plus**
5 **importantes.**

2.13 Pourquoi en est-il de même pour les charges d'exploitation plus onéreuses à 25 kV ?

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 2.12.**

2.14 Est-il exact que la solution à 161 kV, qui est plus onéreuse pour les investissements à cause de la conception de la ligne (plus robuste) et de stages de transformation de puissance (transformateurs), devrait apporter une meilleure qualité d'alimentation de par sa robustesse et sûrement un meilleur contrôle de la tension ?

Réponse :

7 **Le Distributeur le confirme.**
8 **Toutefois, comme l'indique le Distributeur à la section 4.2 de la pièce HQD-1,**
9 **document 2 (B-0009), cette qualité de service supérieure à la solution retenue**
10 **aurait un coût près de 50 % plus important que la solution proposée. Le**
11 **Distributeur réitère qu'il ne croit pas que la différence de qualité de service**
12 **justifie une telle dépense.**

2.15 Le niveau de tension 161 kV relève du Transporteur et non du Distributeur; veuillez confirmer que les charges d'exploitation sont bien attribuées au Distributeur ?

Réponse :

13 **Dans le projet soumis, la ligne sur portiques de bois sera isolée à 161 kV mais**
14 **exploitée à 34 kV. Tant que cette ligne sera exploitée à une tension inférieure à**
15 **44 kV, cet actif appartiendra au Distributeur.**
16 **En conséquence, les investissements et les charges d'exploitation seront**
17 **attribuées au Distributeur.**
18 **Voir également la réponse à la question 1.6 a) de la demande de**
19 **renseignement de SÉ.**

3. AUTRES OPTIONS D'ALIMENTATION**Références**

i. R-4010-2017, B-0015, acétates 11 et 12

Demandes

3.1 (Réf. i - acétate 11, Exemple d'intégration d'énergie solaire) Veuillez préciser les taux de pénétration d'énergie et de puissance, considérant la présence de stockage d'énergie.

Réponse :

1 **Le taux de pénétration en énergie présenté lors de l'audience du 16 novembre**
2 **2017 ne suppose aucun rejet de la production solaire, comme si une batterie**
3 **était présente (de surcroît, sans frais).**

4 **Par cet exemple, le Distributeur souhaitait démontrer que, même en utilisant**
5 **des hypothèses exagérément favorables, faisant fi de toutes pertes, des coûts**
6 **du système solaire et de ceux d'un système de stockage et d'intégration, cette**
7 **option ne peut même pas se comparer à la solution proposée.**

3.2 (Réf. i - acétate 11, Exemple d'intégration d'un parc éolien) Veuillez préciser les taux de pénétration d'énergie et de puissance, considérant la présence de stockage d'énergie.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 3.1.**

3.3 (Réf. i) Concernant les solutions alternatives présentées par le Distributeur, le GRAME constate que l'option combinée du solaire, intégré à un parc éolien n'a pas été envisagée. Veuillez commenter la possibilité de combiner des projets d'intégration d'énergie solaire avec un parc éolien, avec la technologie de stockage permettant de valoriser l'énergie excédentaire et une centrale de moindre envergure, mais suffisante pour assurer le critère de puissance garantie.

Réponse :

9 **À nouveau, et comme le Distributeur l'a déjà expliqué au cours de l'audience**
10 **du 16 novembre 2017 (voir notamment la pièce en référence), ni la production**
11 **éolienne, ni celle solaire n'est compétitive avec la solution proposée, et ce,**
12 **même en considérant un coût nul à la fois pour les équipements et un**
13 **éventuel système de stockage. En conséquence, le Distributeur peine à voir**
14 **comment une combinaison de ces technologies pourrait être moins coûteuse**
15 **que la solution proposée.**