

Annexe 1.4.1

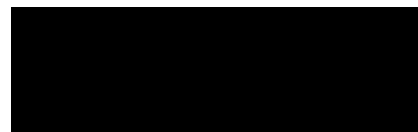
Étude d'intégration OASIS #227R (Version caviardée)

Étude d'intégration OASIS #227R

Accroissement de puissance à la centrale René-Lévesque

14 mai 2021

Préparé par :



Mathieu Péloquin, ing.

Approuvé par :

Benoît Delourme, ing.

Table des matières

Sommaire exécutif	1
Mise en contexte	2
Introduction	3
1. Hypothèses d'étude et méthodologie	4
1.1 Modèle de réseau	4
1.2 Charge	4
1.3 Réseau de transport principal	4
1.4 Réseau de transport local	4
1.5 Modélisation des groupes turbine-alternateur à l'étude	5
2. Résultats de l'étude	6
2.1 Régime permanent	6
2.1.1 Niveaux de tension	6
2.1.2 Capacité thermique des lignes	6
2.1.3 Capacité en courant des plates-formes de compensation série	6
2.1.4 Capacité de transformation	6
2.2 Régime de court-circuit	6
2.3 Régime dynamique	6
2.3.1 Stabilité en tension (long terme)	7
2.3.2 Stabilité transitoire	7
3. Scénarios étudiés	8
3.1 Scénario 1 – Raccordement au poste Micoua	8
3.2 Scénario 2 – Raccordement au poste aux Outardes	8
3.3 Renforcements du réseau de transport principal	9
3.4 Scénario retenu	10
3.5 Conclusion	10

Sommaire exécutif

Ce rapport présente les résultats de l'étude d'intégration d'une augmentation de puissance de 380 MW à la centrale René-Lévesque pour Hydro-Québec, agissant dans ses activités de production d'électricité (le client). Il s'agit de la demande OASIS #227R.

TransÉnergie, pour répondre à la demande d'accroissement de puissance du client à la centrale René-Lévesque, recommande de raccorder la centrale au poste aux Outardes. Le poste Micoua qui intègre présentement la puissance de la centrale présente des limitations de capacité de transformation et le niveau de court-circuit élevé empêche l'ajout de transformateurs supplémentaires. L'ajout d'une section 315 kV au poste aux Outardes et d'une courte section de ligne biterne à 315 kV en dérivation des circuits existants permettra d'intégrer la totalité de la puissance de la centrale, améliorera la fiabilité du raccordement et est cohérent avec le plan d'évolution du réseau. De plus, les six transformateurs de la centrale doivent être remplacés par des transformateurs d'une puissance suffisante pour intégrer la puissance des nouveaux groupes. Enfin, l'accroissement de puissance nécessitera également des renforcements au niveau du réseau de transport principal. L'ajout de condensateurs au poste Nicolet permet de pallier les problèmes de sous-tension observés suivant le raccordement de la surpuissance.

Par ailleurs, l'installation de systèmes de contrôle de la tension par les générateurs (CCTG) par le client est requis pour corriger le non-respect des critères de planification en ce qui a trait aux oscillations transitoires en tension sur la Côte-Nord.

TransÉnergie rappelle également au client la nécessité d'installer, à ses frais, des stabilisateurs de type multi-bandes (MBPSS) et des systèmes d'excitation statique dotés de plafonds de ± 10 pu en respect des exigences de raccordement en vigueur.

Mise en contexte

Une étude d'intégration est réalisée conformément aux obligations d'Hydro-Québec agissant dans ses activités de transport («TransÉnergie») en vertu des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec («Tarifs et conditions») et fournit une première estimation des ajouts au réseau et de leurs coûts, basé sur l'information disponible et sur des hypothèses de base et ce, dans la mesure permise par le processus d'une telle étude.

Des questions ou préoccupations ultérieures peuvent être identifiées par TransÉnergie préalablement à l'étude d'avant-projet, lesquelles peuvent requérir des modifications aux équipements ou à leur configuration de façon à respecter les critères applicables et les termes et conditions des Tarifs et conditions.

Des changements dans l'ordonnancement d'autres projets peuvent affecter ou modifier l'évaluation fournie par TransÉnergie. L'étude d'avant-projet sera basée sur de l'information plus détaillée et sur des hypothèses plus précises. Suivant l'article 19.5 des Tarifs et conditions, ces informations et hypothèses peuvent évoluer pendant la réalisation de cette étude et avant l'achèvement des travaux de construction.

L'étude d'intégration faisant l'objet du présent rapport est conforme aux critères de conception de TransÉnergie, aux exigences du NPCC (Northeast Power Coordinating Council) définies dans le document Directory-1 et à ceux du NERC (North American Electric Reliability Corporation) définies dans le document TPL-001-4 et aux autres normes applicables.

Ce rapport présente les résultats de l'étude d'intégration d'une augmentation de puissance de 380 MW à la centrale de René-Lévesque pour le client. Il s'agit de la demande OASIS #227R.

Introduction

La centrale de René-Lévesque (Manic-3) est une centrale hydro-électrique érigée sur la rivière Manicouagan en aval des centrales de Manic-5 et Manic-5-PA et en amont des centrales de Manic-2, de Manic-1 et de McCormick (Société en Commandite Hydroélectrique Manicouagan - SCHM).

La centrale est radialement raccordée au poste Micoua par une ligne biterne à 315 kV de 12 km (circuits [REDACTED]). La figure suivante représente la localisation géographique de la centrale René-Lévesque.

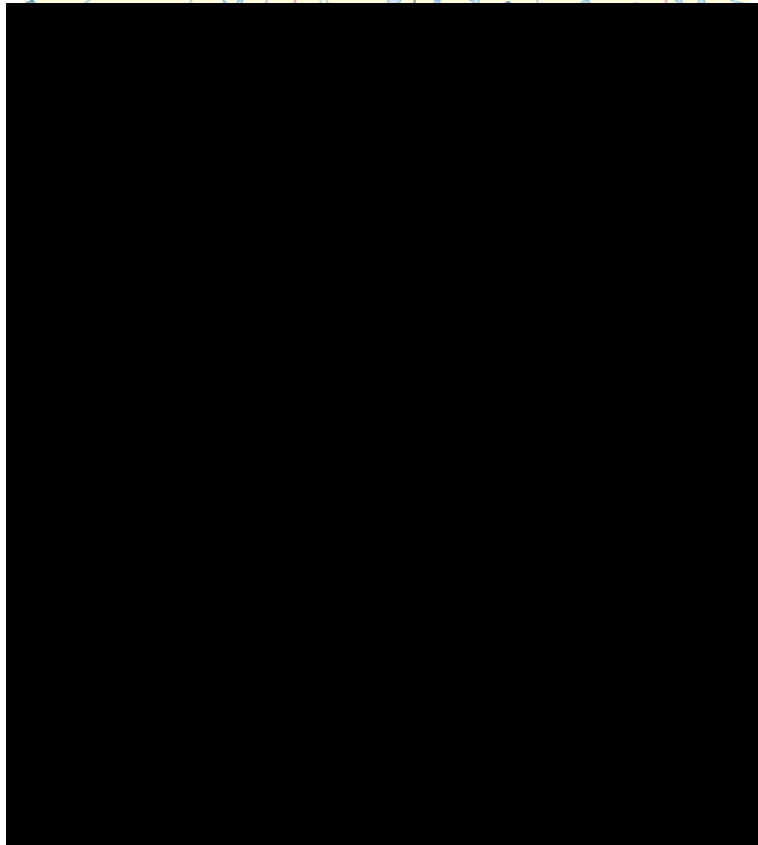


Figure 1 – Localisation de la centrale René-Lévesque

La présente étude d'intégration évalue les impacts de l'augmentation de puissance de 380 MW de 2028 à 2033 à raison d'un groupe par année.

À noter que la date de mise en service a été reportée de trois ans à la demande du client. La date initialement prévue à la convention d'étude d'intégration pour la mise en service du premier groupe était en 2025.

1. Hypothèses d'étude et méthodologie

1.1 Modèle de réseau

Le réseau planifié pour la pointe hivernale 2032-2033 a servi de référence pour l'analyse du comportement en régimes permanent et dynamique. Les centrales de la région Manicouagan raccordées aux postes de Micoua et de Manicouagan sont considérées comme produisant à leur puissance maximale afin de s'assurer que cette puissance puisse être transitée en tout temps.

Le réseau planifié pour la pointe de l'été 2033 a servi de référence pour les analyses d'atteinte de la capacité thermique des équipements.

Toutes les demandes OASIS qui précèdent la présente étude autres que les projets inclus au réseau planifié d'hiver 2032-2033 ont été considérées.

1.2 Charge

La charge résidentielle considérée correspond à la prévision des besoins réguliers d'Hydro-Québec agissant dans ses activités de distribution (Distributeur) pour la pointe de charge hivernale 2032-2033, année de mise en service du dernier groupe de la centrale. La dernière prévision disponible au moment de l'étude étant pour la pointe de 2028-2029, une hypothèse de croissance annuelle de 0,5% a été considérée.

1.3 Réseau de transport principal

La centrale de René-Lévesque est directement raccordée au réseau de transport principal par l'entremise d'une ligne biterne à 315 kV et de ■■■■ transformateurs à 735/315 kV au poste Micoua. L'augmentation de puissance de 380 MW a donc un impact direct sur le transit des lignes à 735 kV et sur le comportement du réseau.

1.4 Réseau de transport local

Le poste Micoua intègre la production des centrales René-Lévesque (Manic-3), Manic-5, Manic-5-PA, Outardes-4 et Toulnostouc. Ces centrales sont raccordées radialement par des lignes à 315 kV.

1.5 Modélisation des groupes turbine-alternateur à l'étude

Les paramètres utilisés pour la présente étude correspondent aux données fournies dans la convention d'étude d'intégration ainsi qu'aux valeurs transmises le 29 septembre 2020 dans le cadre des demandes de CEG. Des systèmes d'excitation statique avec une tension plafond de ± 10 p.u. et des stabilisateurs multi-bandes de type MBPSS sont considérés pour les groupes de la centrale de René-Lévesque, tel que requis selon les exigences de raccordement et les CEGR¹ (Caractéristiques Électriques Générales de Référence).

Le tableau suivant présente le détail de la surpuissance demandée à la centrale de René-Lévesque :

Centrale	Nombre de groupes	Puissance installée actuelle (MW)	Puissance maximale d'injection au point de raccordement et facteur de puissance	
			Actuel	Demandé
René-Lévesque	6	1326	Pmax = 1182 MW Qmax = 768 MVAR FP = 0,85	Pmax = 1562 MW Qmax = 757 MVAR FP = 0,90

Tableau 1 : Augmentation de puissance de la centrale René-Lévesque

¹ EX-STA-01-13 – Système d'excitation statique pour les alternateurs à pôles saillants
Accroissement de puissance à la centrale René-Lévesque – Étude d'intégration

2. Résultats de l'étude

2.1 Régime permanent

2.1.1 Niveaux de tension

Les niveaux de tension en régime permanent en réseau noble suivant la surpuissance sont dans les plages permises par les critères de planification tant au niveau du réseau local que du réseau principal. À noter que les niveaux de tension post-contingence sont évalués par des simulations dynamiques en long terme (voir section 2.3).

2.1.2 Capacité thermique des lignes

Les circuits ██████ raccordent chacun la puissance de trois groupes de la centrale. En considérant la centrale produisant à sa capacité maximale, la capacité des circuits existants est suffisante jusqu'à une température minimale de 30°C.

La capacité thermique des lignes du réseau de transport principal à 735 kV est respectée.

2.1.3 Capacité en courant des plates-formes de compensation série

La capacité en courant des plates-formes de compensation série est respectée.

2.1.4 Capacité de transformation

Les six transformateurs du poste de départ de la centrale d'une puissance de 220 MVA n'ont pas la capacité suffisante pour raccorder la puissance des nouveaux groupes turbine-alternateur.

Dans la configuration actuelle, les transformateurs T8 et T9 raccordent chacun la puissance de trois groupes de la centrale. En condition de pointe hivernale, en considérant une surcharge admissible de 1.22, la charge des transformateurs atteint 117%. En condition de pointe estivale, la charge des transformateurs atteint 144%. Les transformateurs ██████ n'ont donc pas la capacité suffisante pour raccorder la puissance additionnelle. Les solutions étudiées devront permettre l'exploitation en parallèle de ces ██████ transformateurs.

2.2 Régime de court-circuit

L'étude de court-circuit a permis de déterminer que les six disjoncteurs du poste de départ de la centrale ont un pouvoir de coupure suffisant suivant la surpuissance. De plus, les disjoncteurs du poste Micoua ont un pouvoir de coupure suffisant en considérant une configuration débouclée au 315 kV.

2.3 Régime dynamique

Une étude de stabilité complète a été réalisée afin de s'assurer que le comportement du réseau respecte les performances prescrites par les critères de conception. Le comportement observé est adéquat pour la plupart des événements simulés. Cette section présente les cas qui mènent à un non-respect des critères et qui devront faire l'objet de renforcements.

2.3.1 Stabilité en tension (long terme)

La surpuissance de 380 MW a un impact direct sur le transit des lignes à 735 kV du réseau. Tous les événements impliquant la perte d'une des lignes au sud du poste Jacques-Cartier (L7002 et L7017) dans une situation où l'autre ligne est déjà hors service provoquent des sous-tensions au poste Nicolet en dehors des plages permises par les critères de planification. Un renforcement du réseau est donc nécessaire.

2.3.2 Stabilité transitoire

La surpuissance dégrade sensiblement le comportement transitoire du réseau de transport particulièrement suivant des événements aux postes Arnaud, Micoua et Manicouagan et sur les lignes avoisinantes. Le comportement observé est conforme aux critères de planification dans la plupart des cas. Cependant, les événements provoquant la perte de deux lignes parallèles au sud du poste Micoua ou au sud du poste Manicouagan provoquent des oscillations de tension qui ne respectent pas les critères.

3. Scénarios étudiés

Cette section présente les scénarios de renforcement qui permettent d'intégrer la surpuissance dans le respect des critères de planification. Le premier scénario considère les équipements nécessaires pour conserver le raccordement actuel au poste Micoua. Le deuxième scénario étudie le raccordement de la centrale au poste aux Outardes situé à proximité par l'ajout d'une section à 315 kV. Dans les deux scénarios, les renforcements nécessaires au niveau du réseau de transport principal sont les mêmes. En effet, du point de vue du réseau à 735 kV, le comportement du réseau est similaire que la centrale soit raccordée au poste Micoua ou au poste aux Outardes.

3.1 Scénario 1 – Raccordement au poste Micoua

Le scénario 1 consiste à remplacer les équipements nécessaires au raccordement existant de la centrale au poste Micoua. Tel que mentionné à la section 2, les transformateurs [REDACTED] n'ont pas la capacité nécessaire et doivent être remplacés. Les pratiques de planification prévoient que sur la perte d'un transformateur (N-1), l'autre ne doit pas être surchargé. Dans une condition de réseau de pointe estivale (30°C) avec la centrale René-Lévesque produisant à pleine capacité, la puissance injectée dans les transformateurs [REDACTED] est de l'ordre de 1550 MVA en considérant les pertes électriques dans les lignes à 315 kV. Les transformateurs devront donc avoir une puissance nominale de [REDACTED] MVA [REDACTED]. Une mise à niveau de la tenue électrique du jeu de barre et des équipements à 315 kV raccordés au [REDACTED] au poste Micoua peut être à prévoir et est incluse dans l'analyse économique.

Par ailleurs, les six transformateurs du poste de départ doivent être remplacés par des transformateurs d'une puissance de 290 MVA.

Le tableau suivant résume les interventions nécessaires :

Interventions	Année de MES
Poste Manic-3 : <ul style="list-style-type: none">Remplacement des 6 transformateurs à 315/13.8 kV par des transformateurs de 290 MVA	2028 à 2033
Poste Micoua : <ul style="list-style-type: none">Remplacement des transformateurs [REDACTED] par des transformateurs de [REDACTED] MVAMise à niveau jeu de barre à 315 kV et équipements connexes pour tenue électrique 50 kA	2028

Tableau 2 : Interventions pour le scénario 1

Le poste Micoua étant vieillissant, ce scénario implique des risques élevés de dépassement des coûts et des délais. De plus, des contraintes de production sont à prévoir sur les centrales raccordées au poste Micoua pendant l'exécution des travaux.

3.2 Scénario 2 – Raccordement au poste aux Outardes

Le scénario 2 consiste à raccorder la production de la centrale René-Lévesque au poste aux Outardes. À cet effet, l'ajout de [REDACTED] transformateurs à 735/315 kV de [REDACTED] MVA ainsi que deux départs de ligne à 315 kV est nécessaire.

De plus, une courte portion de ligne biterne à 315 kV de 3,5 km doit être construite en dérivation sur les circuits [REDACTED] existants. Le démantèlement des transformateurs T8 et T9 au poste Micoua est également à prévoir.

Le tableau suivant résume les interventions nécessaires :

Interventions	Année de MES
Poste Manic-3 : <ul style="list-style-type: none"> Remplacement des 6 transformateurs par des 315/13.8 kV de 290 MVA au poste Manic-3 	2028 à 2033
Poste Micoua : <ul style="list-style-type: none"> Démantèlement de transformateurs [REDACTED] 	À déterminer
Poste aux Outardes : <ul style="list-style-type: none"> Ajout de [REDACTED] transformateurs à 735/315 kV de [REDACTED] MVA Ajout de 2 départs de ligne à 315 kV Ajout d'une ligne biterne à 315 kV de 3.5 km (dérivation des circuits existants) 	2028

Tableau 3 : Interventions pour le scénario 2

Ce scénario présente plusieurs avantages par rapport au scénario 1. En premier lieu, le poste aux Outardes étant relativement récent, cette solution offre une meilleure stabilité des coûts et des délais. Par ailleurs, il existe peu de risques de contraintes de production pendant l'exécution des travaux. En effet, les travaux au poste aux Outardes peuvent s'effectuer sans perturber l'exploitation du poste Micoua qui intègre la production de plusieurs centrales. Enfin, la configuration des lignes en dérivation permet de conserver le raccordement au poste Micoua ce qui offre de la souplesse dans l'exploitation en cas d'indisponibilités (configuration « 3-points »).

3.3 Renforcements du réseau de transport principal

Les renforcements à apporter pour les problèmes identifiés au niveau du réseau de transport principal sont les mêmes pour les deux scénarios de raccordement local.

Pour les problèmes de stabilité de tension identifiés à la section 2, la solution consiste en l'installation de deux batteries de condensateurs shunt de 184 MVAR au poste Nicolet à 230 kV. L'ajout de compensation réactive permet de ramener la tension dans les plages permises suivant les événements identifiés.

En ce qui concerne les problèmes de stabilité transitoire, la solution retenue consiste en la mise en œuvre d'un système de contrôle de la tension par les générateurs (CCTG) sur les groupes des centrales de René-Lévesque et de Outardes-2². Ce type de système permet aux groupes turbine-alternateur de contrôler le côté haute tension des transformateurs et ainsi d'offrir un meilleur apport réactif au réseau lors d'événements. Les simulations effectuées avec CCTG démontrent une performance adéquate sur les événements identifiés comme étant problématiques. Les solutions alternatives (compensation série, compensateur statique, etc.) à ce type système présentent des coûts beaucoup plus importants (50 à 100 fois plus élevés) et n'ont donc pas été évalués économiquement. À noter que les systèmes CCTG doivent être installés par le Producteur, à ses frais, au même titre que les systèmes d'excitation statique et les stabilisateurs de type multi-bandes.

Le tableau suivant résume les interventions à apporter pour le réseau de transport principal :

² Outardes-2 a été choisie puisqu'une demande d'intégration de surpuissance est en cours à cette centrale. Afin de respecter les critères de stabilité, l'installation de CCTG est nécessaire à deux centrales de la région Manicouagan dont la centrale René-Lévesque. Avec entente avec le Transporteur, le Producteur pourrait choisir d'installer CCTG à une autre centrale que Outardes-2.

Interventions	Année de MES
Poste Nicolet : <ul style="list-style-type: none"> Ajout de 2 batteries de condensateur shunt de 184 MVAR 	2028
Centrales René-Lévesque: <ul style="list-style-type: none"> CCTG sur les groupes turbine-alternateur 	2028 à 2033
Centrale Outardes-2 : <ul style="list-style-type: none"> CCTG sur les groupes turbine-alternateur 	2028

Tableau 4 : Renforcements pour le réseau de transport principal

3.4 Scénario retenu

Le scénario 2 est techniquement avantageux au niveau de la souplesse d'exploitation qu'il procure. Ce scénario implique également moins de risques de contraintes de production pendant l'exécution des travaux. Par ailleurs, le scénario 2 offre également une meilleure précision d'évaluation des coûts et des délais. Les deux scénarios étant économiquement équivalents, TransÉnergie recommande la mise en œuvre du scénario 2.

3.5 Conclusion

TransÉnergie, pour répondre à la demande d'accroissement de puissance du client à la centrale de René-Lévesque, recommande de raccorder la centrale au poste Outardes par l'ajout de ■■■■ transformateurs à 735/315kV de ■■■■ MVA et de deux départs de ligne à 315 kV ainsi que la construction d'une ligne biterne de 3.5 km à 315 kV en dérivation des circuits existants. Les six transformateurs de la centrale doivent être remplacés par des transformateurs d'une puissance de 290 MVA. De plus, l'installation de deux condensateurs shunt d'une capacité de 184 MVAR au poste Nicolet à 230 kV est recommandée pour pallier les problèmes de stabilité en tension. Enfin, TransÉnergie recommande la mise en œuvre d'un système de contrôle de la consigne des générateurs (CCTG) aux alternateurs des centrales de René-Lévesque et de Outardes-2 afin de respecter les critères de stabilité transitoire du réseau principal. Le système CCTG doit être installé par le Producteur, à ses frais, au même titre que les systèmes d'excitation statique et les stabilisateurs de type multi-bandes

TransÉnergie rappelle également au client la nécessité d'installer, à ses frais, des stabilisateurs de type multi-bandes (MBPSS) et des systèmes d'excitation statique dotés de plafonds de ± 10 pu en respect des exigences de raccordement en vigueur.