# Remplacement des systèmes de conduite du réseau de transport d'électricité – Phase 1

## Table des matières

1 Introduction ..... 5
2 Description et justification du Projet du Transporteur en relation avec les objectifs ..... 5
2.1 Importance des systèmes pour l'exploitation du réseau de transport ..... 5
2.2 Description du SCR-T envisagé ..... 8
2.3 Déploiement du SCR-T dans les espaces physiques du Transporteur ..... 11
2.4 Justification du Projet du Transporteur en fonction des objectifs ..... 12
3 Coûts associés au Projet du Transporteur ..... 14
4 Impact tarifaire ..... 14
5 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ..... 15
6 Mode de suivi proposé ..... 17
7 Conclusion ..... 17

# 1 Introduction

Comme mentionné à la pièce HQTD-1, Document 1, le Transporteur vise à obtenir l'autorisation de la Régie pour la phase 1 du projet de remplacement des systèmes de conduite du réseau de transport par un nouveau système de conduite du réseau (« SCR-T ») (le « Projet du Transporteur »).

Ce besoin de remplacement est notamment appuyé par le rapport de la firme ESTA International, déposé au présent dossier sous pli confidentiel comme pièce HQTD-2, Document 2[1].

# 2 Description et justification du Projet du Transporteur en relation avec les objectifs

## 2.1 Importance des systèmes pour l'exploitation du réseau de transport

Le CCR assure l'exploitation fiable et sécuritaire du réseau de transport principal en appliquant les normes et critères élaborés par la North American Electric Reliability Corporation (« NERC ») et par le Northeast Power Coordinating Council, Inc. (« NPCC »), organismes de fiabilité reconnus en Amérique du Nord, et les normes adoptées par la Régie de l'énergie. À cet égard, il est de la responsabilité du CCR d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande pour la zone d'équilibrage du Québec en régulant la fréquence du réseau à 60 Hz. Le CCR doit également contrôler la tension sur le réseau et optimiser l'utilisation du réseau de transport principal pour assurer la continuité du service à ses clients en s'appuyant sur les grands automatismes de réseau, tout en respectant les limites d'exploitation et la disponibilité de réserves d'exploitation nécessaires en cas d'incident. En outre, le CCR est chargé d'assurer la stabilité du réseau du Québec tout en fournissant le service de transport pour l'alimentation de la charge locale et les services de transport de point à point ; il gère également les échanges aux interconnexions.

De leur côté, les CT assurent l'exécution des manœuvres sur le réseau de transport et dans les centrales, l'exploitation fiable et sécuritaire des réseaux régionaux en prenant en considération la production de l'ensemble des centrales raccordées au réseau (dont les producteurs privés), et le rétablissement du service de transport en cas d'événements. Il est également de la responsabilité des CT d'assurer la sécurité du personnel du Transporteur et du public dans la délivrance des régimes de travail pour le personnel du Transporteur.

Pour pleinement remplir leur mission, il est essentiel pour le CCR et les CT de s'appuyer sur un système de conduite du réseau stable, performant et moderne, ainsi que d'être en tout temps en mesure d'analyser l'état actuel et futur du réseau. Il serait impossible pour le

[1] Sa version caviardée est déposée comme pièce HQTD-2, Document 2.1.

personnel exploitant de surveiller et de contrôler manuellement un réseau de transport de la taille et de la complexité de celui du Transporteur[2].

Comme noté à la pièce HQTD-1, Document 1, section 2.2, une défaillance dans l'un ou l'autre des systèmes actuels peut avoir un impact important pour la clientèle du Transporteur. Notamment, une défaillance du SCADA de Spectrum ou du matériel d'acquisition de données (lequel est également vétuste) pourrait causer une perte de visibilité du réseau de transport, de l'état des équipements et des mesures. Dans une telle situation, le Transporteur pourrait devoir recourir à des restrictions importantes des limites de transit afin de ne pas endommager les équipements et mettre à risque la sécurité d'approvisionnement de la clientèle québécoise. Dans les cas les plus sévères, le Transporteur pourrait devoir interrompre des échanges aux interconnexions ou recourir à du délestage de charges.

De même, une défaillance du système Laser ne permettrait plus au Transporteur d'évaluer l'état du réseau et d'analyser les contingences. Le Transporteur pourrait alors devoir imposer des restrictions importantes aux limites de transit avec pour effets potentiels, dans les cas les plus sévères, l'interruption des échanges aux interconnexions et du délestage de charges au Québec. Il est à noter qu'en raison de la vétusté de l'infrastructure supportant Laser, certaines fonctionnalités peuvent devenir inopérantes (pouvant causer, notamment, une non-convergence de l'estimateur d'état). Les impacts s'apparentent alors à une défaillance de système.

En outre, lors d'une défaillance de Gen-4, il n'y a plus de supervision de la charge des équipements, ce qui peut mener à une panne et même à une détérioration des équipements du Transporteur, du Distributeur ou des clients. Dans une telle situation, le Transporteur peut avoir à dépêcher du personnel dans les installations de transport pour les manœuvrer manuellement sur place. Entre la défaillance de Gen-4 et la prise en charge de l'installation par le personnel, le Transporteur pourrait devoir exploiter le réseau de manière prudente, possiblement par un recours aux moyens de gestion et à des interruptions des échanges aux interconnexions. Dans un autre ordre d'idées, une défaillance dans Gen-4 aurait également un impact direct sur les travaux de maintenance et les travaux sous tension tant du Transporteur que du Distributeur, car les équipes doivent alors arrêter leurs travaux et s'éloigner des lignes sous tension, au moins jusqu'à ce que le personnel du Transporteur arrive dans les installations concernées.

Finalement, une défaillance des télécommandes des centrales dans Gen-4 oblige les exploitants à prendre manuellement le relais. En de telles circonstances, les exploitants déployés dans chaque centrale doivent ajuster manuellement et en continu la production,

[2] À titre informatif, les systèmes actuels du Transporteur reçoivent des données à partir d'un peu plus de 400 000 points d'acquisition sur le réseau.

afin d'éviter des déviations de la fréquence du réseau trop importantes. Cette situation d'exploitation est un dernier recours contraignant le personnel du Transporteur, ce qui le rendrait plus vulnérable à l'erreur humaine et l'exposerait à des délais de réaction augmentés de manière significative. En outre, une telle situation n'est pas soutenable à long terme.

Pour la NERC, il est essentiel que tous les transporteurs d'Amérique du Nord se dotent de systèmes de conduite du réseau adéquats :

> **What is an Energy Management System and why is it important?**
>
> An EMS is a system of computer-aided tools used by System Operators to monitor, control, and optimize the performance of the generation and/or transmission system. EMS, which encompasses SCADA, telecommunications and real-time reliability support tools, is vital for situational awareness and making and implementing well-informed operating decisions. (…)
>
> The primary objective of the EMS is to provide situational awareness to the System Operators[2] and allow remote control of devices to provide secure and stable operation of the BES. The situational awareness includes but is not limited to:
>
> - Monitor/control the frequency within the System Operator's Area
> - Monitor/control the status (open or closed) of switching devices, plus real and reactive power flows on generators, BES tie-lines and transmission facilities within the System Operator's Area
> - Monitor/control voltage and reactive resources
> - Monitor the status of applicable EMS applications such as Real-Time Contingency Analysis (RTCA) and/or alarm management
>
> Using this information, the System Operators make decisions that affect the reliability and resiliency of the BES. Generation can be dispatched or taken off-line to prevent overloads or improve the voltage in an area. Capacitor banks, shunt devices, synchronous condensers or other voltage-controlling tools can be utilized to maintain voltage limits. Transmission breakers and remote-controlled switches can be opened and closed as needed to address real-time and contingency conditions. In the EMS, application programs are run in a real-time as well as an extended real-time environment to keep the power system in a secure operating state. These EMS applications include SCADA, Alarm Processing, Automatic Generation Control (AGC), Network Applications (which includes State Estimation), Power Flow, Contingency Analysis or Security Analysis (CA or SA), and Data Historians, among others. (…)
>
> 2/ Please refer to NERC Reliability Guideline "Situational Awareness for the System Operator" http://www.nerc.com/comm/OC_Reliability_Guidelines_DL/SA_for_System_Operators.pdf.[3]

[3] Voir NERC Operating Committee, Reference Document - Risks and Mitigations for Losing EMS Functions, 12 décembre 2017, page 1, https://www.nerc.com/comm/OC/ReferenceDocumentsDL/Risks_and_Mitigations_for_Losing_EMS_Functions_Reference_Document_20171212.pdf, p. 2. (soulignements ajoutés)

De plus, le Transporteur note que les normes de fiabilité en vigueur au Québec et dans d'autres juridictions font fréquemment référence aux données provenant du SCADA ou d'actions à entreprendre qui requièrent l'utilisation d'un système de conduite du réseau[4].

Comme on peut le constater, les systèmes de conduite du réseau du Transporteur, qui remplissent les fonctions décrites par la NERC, jouent un rôle central et essentiel dans l'exploitation fiable et sécuritaire du réseau électrique.

### 2.2 Description du SCR-T envisagé

Pour le volet SCR-T, le Transporteur a fourni une description des travaux à être réalisés dans les phases avant-projet et projet à la section 3 de la pièce HQTD-1, Document 1. Au terme de ces travaux, le SCR-T comprendra toutes les fonctions actuellement assumées par les systèmes Spectrum, Laser et Gen-4, à savoir les fonctions SCADA, EMS, GMS et OTS, comme décrit plus bas.

1. <u>SCADA – système de contrôle et d'acquisition de données :</u>

Le SCADA assure l'acquisition des données et le contrôle des appareils sur le réseau. Il permet notamment de gérer les manœuvres et les réglages d'appareils sur le réseau, de suivre les conditions particulières d'exploitation (ex. : appareil en maintenance) et de soulever des situations problématiques (ex. : ouverture automatique et non sollicitée d'un appareil de protection) par différents moyens tel que des affichages dynamiques et des alarmes. Également, le SCADA contient la modélisation du réseau électrique et un historien des données pour fins d'analyses et de traitement. Finalement, le SCADA supervise et émet les régimes de travail, qui aident à assurer la sécurité du personnel du Transporteur en se conformant au Code de sécurité des travaux d'Hydro-Québec.

2. <u>EMS – système de gestion de l'énergie :</u>

L'EMS représente un ensemble de fonctions d'analyse qui, au moyen de calculs électriques, représentent le comportement réel du réseau et permettent au personnel exploitant de surveiller, contrôler et planifier l'exploitation du réseau de transport afin d'en assurer la fiabilité. L'EMS est crucial pour que l'exploitant d'un réseau de transport ait toute la connaissance de l'état du réseau nécessaire pour prendre des décisions d'exploitation éclairées. Aujourd'hui, l'EMS n'est disponible qu'au CCR et ne surveille que le réseau de transport principal. Dans le cadre du projet SCR-T, ce module sera étendu aux CT et permettra de surveiller les réseaux régionaux également. Parmi les fonctions de l'EMS, on compte notamment celles décrites ci-dessous.

[4] Voir, sans s'y restreindre, les normes TOP-001-3 (E2, E9 E10, E11 et E13), TOP-003-3 (E1), TOP-010-1(i) (E1), IRO-001-4 (E1), IRO-002-4, IRO-008-2 (E1 et E4), IRO-009-2 (E3), IRO-010-2 (E1, E2 et E3), IRO-014-3 (E3 à E7).

a. L'estimateur d'état – Cet outil calcule un ensemble d'états estimatifs à partir des données d'acquisition (ces états représentent les puissances transitées et les mesures de tension). L'estimateur d'état permet aux exploitants de porter un regard critique sur les mesures prises dans les nombreux points d'acquisition sur le réseau, de détecter et de corriger des erreurs de topologie. Notamment, l'une des fonctions de l'estimateur d'état vérifie la cohérence entre les mesures brutes et les états des appareils. Cet outil est indispensable à l'exploitation fiable du réseau, car il produit le scénario de base nécessaire aux évaluations de l'état du réseau en temps réel. Or, il est obligatoire en vertu des normes de fiabilité d'effectuer régulièrement une évaluation en temps réel sur le réseau (IRO-008-2, E4).

b. Répartition de la puissance – Calcule l'ensemble des tensions et des angles des tensions, et donc l'ensemble des puissances réelles et réactives transitées sur le réseau de transport. La répartition de la puissance est une fonction de base dont les résultats et l'algorithme sont utilisés par plusieurs des autres fonctions d'analyse de réseau, dont l'analyse des contingences.

c. Analyse des contingences – Simule l'ensemble des défauts (contingences) pouvant survenir sur le réseau en temps réel et prend en compte l'action des automatismes de réseau et des systèmes de protection qui agiraient réellement suivant ce défaut. Cette analyse permet donc l'exploitation en considérant non seulement les dépassements de limites sur le réseau actuel, mais aussi sur un état de réseau hypothétique suivant un défaut. Selon les normes de fiabilité, il est requis d'étudier les contingences pouvant survenir sur le réseau de transport principal en temps réel (voir, notamment, TOP-001-3, E10, E11 et E13).

d. Analyse de courant de court-circuit – Permet de calculer le courant de court-circuit maximal pouvant traverser un point du réseau électrique dans la pire condition et donc de dimensionner les protections adéquatement lors de la maintenance d'équipements. Une telle fonction permet donc l'optimisation des dimensions de mise à la terre utilisées tout en assurant la sécurité des travailleurs. Cette fonction n'est pas disponible dans les systèmes actuels. Les exploitants des CT se réfèrent à une grille de valeurs prédéterminées qui surdimensionne l'équipement nécessaire à défaut d'avoir des valeurs calculées plus précises.

Les différentes fonctions d'analyse du réseau que le Transporteur recherche dans son appel de propositions pour les fonctions EMS (près d'une vingtaine en tout) pourront s'exécuter dans différents modes décrits ci-dessous.

a. Mode temps réel – Mode d'analyse automatique dans lequel les fonctions s'exécutent dans une séquence configurable connue sur le nom de « séquence temps réel » avec pour objectif d'analyser les états actuels du réseau.

b. Mode étude – Environnement de test permettant d'étudier l'état hypothétique du réseau à la suite d'un ensemble d'actions définies par l'utilisateur. Il permet l'étude du réseau selon la configuration temps réel, mais aussi selon une configuration passée ou future.

c. Mode Prévisionnel[5] – Mode d'analyse automatique dont le but est d'analyser les états futurs du réseau en fonction de données prévisionnelles comme la météo, les échanges, les besoins québécois, etc. Cette analyse permet de prévoir des transits sécuritaires à l'avance et donc de les optimiser, mais aussi d'anticiper les problèmes sur le réseau avant qu'ils ne surviennent permettant une exploitation du réseau proactive plutôt que réactive.

Il est également à souligner que les fonctions d'analyse, qui sont actuellement principalement utilisées au CCR, seront étendues aux CT, qui ne bénéficient pas dans Gen-4 d'outils d'analyse du réseau intégré à l'exploitation.

3. <u>GMS – système de gestion de la production :</u>

Le GMS couvre trois grandes catégories de besoins du Transporteur : l'exploitation des centrales, l'équilibre entre l'offre et la demande, et la gestion des échanges aux interconnexions avec les réseaux voisins. L'exploitation des centrales consiste à exécuter les manœuvres. La fonction équilibre offre-demande du GMS assure le contrôle et la stabilité de la fréquence du réseau électrique, la disponibilité des réserves pour pallier tout événement sur le réseau, la répartition optimale de la production pour respecter les contraintes du réseau de transport, et l'exploitation des groupes de production. La fonction gestion des échanges se charge de recevoir, d'analyser et de concilier les programmes d'échanges de l'ensemble des clients du Transporteur, de comptabiliser ces programmes pour suivre et corriger toute déviation potentielle, et d'assister les exploitants dans la configuration complexe des équipements d'interconnexion.

4. <u>OTS – module de formation et de simulation du réseau de transport :</u>

Ce module servira principalement comme outil de formation des exploitants, puisqu'il reproduit fidèlement le réseau de transport et son comportement dans un contexte contrôlé. Le simulateur servira aussi à investiguer le comportement du réseau tel qu'il aura été enregistré en temps réel. Le simulateur permettra aussi de tester de nouvelles versions des logiciels, des applications, des changements aux bases de données et de développer et valider les procédures de travail. Cette fonction n'est disponible que de manière limitée dans les systèmes actuels, en ce que le Transporteur n'a accès qu'aux fonctionnalités de

[5] Le mode d'étude prévisionnel disponible dans Laser n'est présentement pas fonctionnel. Pour pallier cette déficience fonctionnelle, le Transporteur s'est doté d'autres outils pouvant jouer un rôle similaire.

simulation qui étaient disponibles lors de l'acquisition des systèmes au début des années 2000.

### 2.3 Déploiement du SCR-T dans les espaces physiques du Transporteur

En préparation au déploiement du SCR-T, le Transporteur doit s'assurer que la migration vers le SCR-T se fasse de façon ordonnée et qu'elle n'occasionne aucun risque pour l'exploitation du réseau 24 heures sur 24. Ceci ne pose pas problème dans le cas des CT, car chaque CT ne couvre qu'une portion du réseau du Transporteur à travers deux ou trois places d'affaires. La structure décentralisée et redondante de ses opérations permet au Transporteur d'envisager de migrer vers le SCR-T de manière progressive dans chaque place d'affaires sans affecter l'exploitation du réseau.

Dans le cas du CCR, la gestion du réseau de transport principal est globale pour chacun des pupitres[6] et, bien entendu, les opérations fonctionnent sur une base de 24 heures sur 24. Il n'est donc pas possible de procéder à une migration partielle du réseau ; il faut donc procéder globalement. Dans le contexte des modifications requises, il n'est pas possible de le faire dans la salle de contrôle actuelle. En effet, comme indiqué à la pièce HQTD-1, Document 1, l'actuelle murale de la salle de contrôle, appelée « mosaïque » devra être remplacée par une murale électronique. Il en est de même pour certaines alarmes et systèmes de surveillance désuets, qui devront également être remplacés. De plus, la salle de contrôle doit être revue pour intégrer les modifications requises à l'introduction du SCR-T.

Par ailleurs, comme indiqué à la section précédente, le SCR-T comprendra un module de formation et de simulation pour les exploitants (module OTS). Le Transporteur estime essentiel et stratégique de prévoir des espaces additionnels au CCR pour la formation du personnel, ainsi qu'une salle de simulation pour former les exploitants, répliquant la salle de contrôle et l'environnement d'exploitation usuel. Le CCR ne contient pas d'espaces dédiés à ces fins actuellement.

De plus, les systèmes électromécaniques du bâtiment hébergeant le CCR doivent être remplacés en raison de leur vétusté (ex. : groupes électrogènes, les systèmes incendie, les systèmes de ventilation et de climatisation, etc.). Comme les normes de fiabilité requièrent que les deux sites du centre de contrôle, soit le site principal et le site de repli, soient en tout temps fonctionnels, et compte tenu de l'ampleur des travaux structurants requis à entreprendre, une stratégie spécifique doit être élaborée. Le bâtiment hébergeant le CCR héberge également d'autres fonctions névralgiques de l'entreprise liées aux technologies de l'information et des communications, qui seront nécessairement touchées par ces travaux

[6] Trois pupitres composent la salle de contrôle du CCR : le pupitre Transport, le pupitre Équilibre offre-demande, et le pupitre Interconnexions.

d'envergure. Dans ce contexte, Hydro-Québec évalue présentement diverses avenues pour satisfaire les différents besoins de l'entreprise, dont ceux du Transporteur. Le Transporteur suit attentivement cette démarche et s'assurera que le résultat de celle-ci répond à ses besoins. Le Transporteur précise, finalement, que la présente demande ne contient aucuns coûts en relation avec l'aménagement du CCR ou la pérennité à faire dans le bâtiment hébergeant le CCR.

### 2.4 Justification du Projet du Transporteur en fonction des objectifs

Le Transporteur rappelle que les systèmes de conduite du réseau de transport actuels et l'infrastructure qui les supporte sont désuets et doivent être remplacés pour répondre adéquatement aux exigences de fiabilité. Il rappelle également que son projet, ainsi que celui du Distributeur, résultent d'une analyse conjointe visant à déterminer la solution optimale globale pour les deux divisions. Le SCR-T vise à remplacer les systèmes existants par une plateforme logicielle unique assumant les mêmes fonctions et répondant aux exigences de fiabilité.

Les systèmes actuels atteignent leurs limites. Le Transporteur note que le système Gen-4 a été abandonné par le fournisseur, ce qui implique que les mises à niveau ne sont plus possibles tant pour ce système de même que pour le système Laser, qui fonctionne sur la même plateforme Gen-4. Une défaillance matérielle d'un composant des systèmes actuels, notamment ceux liés à l'acquisition de données, pourrait entraîner une perte de visibilité et de contrôle du réseau, partielle ou totale, pouvant générer une non-convergence de la solution calculée par Laser. De même, la vétusté du système Laser implique de nombreux problèmes de non-convergence dus au manque de robustesse de ses algorithmes, apportant alors des contraintes supplémentaires dans l'exploitation et la maintenance des équipements du réseau et, potentiellement, une non-conformité aux exigences de la NERC. Leur remplacement est donc nécessaire à brève échéance.

Dans le cas du système Spectrum, la plateforme a été significativement modifiée par le Transporteur depuis sa mise en service en 2001, avec pour effet qu'il est très complexe de la faire évoluer pour satisfaire les besoins du Transporteur. Il ne serait tout simplement pas possible de migrer à une version récente de Spectrum sans remettre en question toutes les personnalisations qui y ont été apportées au fil du temps. De l'avis du Transporteur, une telle migration serait vraisemblablement un projet de taille significative. Pour effectuer une migration vers la version la plus récente de Spectrum, le Transporteur devrait, notamment, désinstaller toutes les personnalisations, acquérir et installer du matériel informatique compatible avec la nouvelle version, rétablir toutes les interfaces avec les autres systèmes affectés dont Laser et Gen-4, réviser tous les affichages utilisateurs, et développer de nouvelles personnalisations pour les fonctionnalités nécessaires pour le Transporteur mais qui ne sont pas prises en charge par la version de Spectrum commercialement disponible. Il

est même possible que, pour passer à la version la plus récente de Spectrum, le Transporteur devrait acquérir et installer les versions intermédiaires. Il s'agit là d'un projet de très grande envergure, qui ne réglerait en rien le problème de pérennité des systèmes Gen-4 et Laser, mais qui réduirait substantiellement la marge de manœuvre du Transporteur pour acquérir une plateforme logicielle complète et intégrée satisfaisant l'ensemble de ses besoins.

En ce qui concerne les interventions de maintenance ou de mise à niveau, l'utilisation simultanée de trois systèmes de conduite du réseau (Spectrum, Laser et Gen-4) est une source importante de complexité pour le Transporteur, complexité qui va en s'accroissant. En effet, lorsqu'une intervention est nécessaire dans l'un des trois systèmes, une intervention de concordance correspondante est souvent requise dans les deux autres systèmes également, notamment pour maintenir les mêmes informations dans les trois systèmes (ex. : état des équipements), et ce, sans compter les interventions requises dans les systèmes externes, dont le Logiciel CED du Distributeur. Le Transporteur note que cette complexité est d'autant plus importante que le système Gen-4 utilisé par les CT n'est pas un système unique et intégré. En effet, lors de son acquisition par le Transporteur, le système Gen-4 a été installé de manière séparée dans chacun des CT. Le Transporteur doit donc exploiter et maintenir trois instances de Gen-4 en parallèle, ce qui alourdit passablement les travaux de maintenance et d'exploitation de ce système.

La vétusté du matériel est une cause de préoccupation majeure pour le Transporteur, notamment pour l'obtention de pièces de remplacement compatibles avec l'infrastructure informatique actuelle, certaines de ces pièces ayant été abandonnées ou étant sur le point d'être abandonnées par les fournisseurs. De même, le matériel d'acquisition de données alimentant Spectrum est vétuste et doit être remplacé par du matériel compatible.

À la lumière de ces faits, en 2016, des travaux ont été amorcés et réalisés dans le cadre des activités courantes de gestion de la pérennité des systèmes informatiques du Transporteur. Ces travaux visaient à identifier la meilleure approche pour procéder au remplacement des systèmes actuels. Les constats ci-dessous ont été dégagés et ont été présentés à la Régie dans le dossier R-4006-2017[7] :

1. La stratégie d'intervention à la pièce actuellement en place a atteint ses limites, les investissements requis devenant trop élevés et ne permettant plus d'assurer l'évolution des systèmes.

2. Les technologies de SCR actuellement sur le marché combinent toutes les fonctions utilisées en exploitation. L'approche de remplacement au moyen d'une solution

[7] R-4006-2017, HQT-2, Document 1, pp. 7-9.

intégrée est requise, considérant aussi qu'une telle approche est appliquée par des entreprises similaires au Transporteur.

3. La complexité des systèmes actuels qui ont été fortement personnalisés par le passé, jumelée aux particularités du réseau du Transporteur, nécessite des efforts plus soutenus pour réaliser le projet de remplacement.
4. Les délais importants de mise en œuvre du projet de remplacement des systèmes actuels avant le déploiement du SCR-T imposent d'agir maintenant.
5. Le Transporteur accuse actuellement un retard par rapport à ses pairs quant aux fonctionnalités qu'offrent ses systèmes.

Sur la base de ces constats, le Transporteur a déterminé en mai 2017 que le remplacement complet de ses systèmes actuels par une nouvelle plateforme logicielle unique et intégrée était nécessaire. Le rapport d'ESTA International, LLC[8] dresse les mêmes constats : les trois systèmes, Spectrum, Laser et Gen-4, sont arrivés à la fin de leur durée de vie utile. Ils souffrent tous trois de retards fonctionnels par rapport aux produits logiciels disponibles sur le marché généralement utilisés par les pairs. Laser et Gen-4 ont été abandonnés et ne sont plus supportés que de manière minimale par leur fournisseur. Quant à Spectrum, la technologie est obsolète et les pièces de remplacement nécessaires ne sont plus produites sur le marché. Notamment pour ces raisons, les trois systèmes doivent être remplacés.

À la lumière de ce qui précède, le Transporteur est d'avis que le projet de remplacement des systèmes de conduite du réseau est justifié par des besoins de maintien des actifs et qu'il n'y a pas de solution alternative envisageable. Le Transporteur note, finalement, que bien que le SCR-T vise d'abord et avant tout à remplacer les systèmes actuels, il sera conçu pour être en mesure d'évoluer et d'accueillir de nouvelles fonctionnalités dans le futur, si le besoin s'en fait sentir.

## 3 Coûts associés au Projet du Transporteur

L'échéancier et les coûts de l'avant-projet, ainsi que l'échéancier et les coûts préliminaires de la phase projet, sont présentés à la pièce HQTD-1, Document 1.

## 4 Impact tarifaire

L'impact tarifaire étant tributaire des coûts de son projet, le Transporteur sera en mesure de présenter les renseignements requis par la Régie à l'égard de l'impact tarifaire simultanément avec le dépôt des coûts de projet actualisés à la suite des travaux avec le fournisseur.

[8] Pièce HQTD-2, Document 2.

Néanmoins, comme indiqué à la pièce HQTD-1, Document 1, la phase projet s'échelonnera entre 2019 et 2023, soit au cours de la période d'application du premier mécanisme de réglementation incitative. Dans ce contexte, le Transporteur demande la création d'un compte d'écarts et de reports pour y comptabiliser tous les coûts ayant un impact sur ses revenus requis associés à son projet qui n'auront pu être reflétés dans les tarifs au moment opportun en considérant le mécanisme de réglementation incitative qui lui est applicable. Les modalités de disposition du compte d'écarts et de reports seront présentées dans le cadre de ses dossiers tarifaires.

Il rappelle qu'à l'instar des systèmes actuels, le SCR-T servira à contrôler tant les installations du réseau de transport que les centrales, à l'égard desquelles le Transporteur exerce la fonction d'exploitant d'installation de production. Ainsi, la facturation interne pour les services rendus à Hydro-Québec Production pour l'exploitation des centrales devra être réétudiée durant la phase projet pour s'assurer de l'utilisation des inducteurs de coût appropriés.

## 5 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité

Le Transporteur rappelle que l'objectif de son projet est de remédier à la désuétude de systèmes actuels de conduite du réseau de transport et de répondre adéquatement aux exigences de fiabilité. Les normes de fiabilité en vigueur au Québec exigent, notamment, que les moyens nécessaires soient pris pour surveiller et analyser les données dont le personnel a besoin pour s'acquitter de ses fonctions de fiabilité (IRO-002-4), pour que des analyses et des évaluations soient faites afin de prévenir les instabilités, les séparations fortuites et les déclenchements en cascade (IRO-008-2) et pour que le réseau soit évalué à intervalles réguliers en temps réel (TOP-001-3). Ces tâches ne peuvent être accomplies manuellement par les exploitants ; un système de conduite du réseau est crucial et incontournable à cet effet. À défaut de les obtenir dans un produit logiciel disponible sur le marché (par exemple, dans un EMS), des outils (de calcul, de contrôle de réseau, ou autres) doivent être développés sur mesure par le Transporteur pour accomplir ces tâches.

Au-delà de l'objectif de remplacer des systèmes désuets, le Transporteur note que la mise en place d'une solution intégrée couvrant toutes les fonctions de ses systèmes actuels permettra d'assurer la fiabilité et la qualité de la prestation du service de transport à ses clients :

1. Le SCR facilitera les échanges d'informations entre les exploitants de réseau (CCR, CT et CED), notamment les informations relatives aux pannes de même que les consignes d'exploitation relatives à la gestion de la puissance réactive sur l'ensemble du réseau de transport (en particulier dans la région métropolitaine) et du réseau de distribution moyenne tension. Une gestion harmonisée des travaux entre

les deux divisions aidera également à minimiser le risque d'incident d'exploitation de part et d'autre.

2. Certaines fonctions d'analyse qui ne sont présentement utilisées qu'au CCR seront étendues aux CT, qui acquerront ainsi des outils essentiels à la pleine réalisation de leur mandat d'exploitation. En effet, Gen-4 ne contient ni estimateur d'état, ni analyse de contingences, ni mode « étude », limitant ainsi la capacité des exploitants des CT à faire toutes les analyses et validations qui seraient par ailleurs souhaitables avant de faire des manœuvres sur le réseau et lors de la planification des travaux[9]. L'extension de ces fonctions aux CT permettra au Transporteur d'adopter une approche d'exploitation plus proactive et plus précise, et permettra aux exploitants de mieux intervenir en cas d'incident sur le réseau de transport ou de distribution.

3. La mise en place d'un SCR-T intégré avec un modèle de réseau unique pour le CCR, les CT et les CED permettra aux exploitants du CCR et des CT d'évaluer plus précisément les contraintes du réseau, ce qui devrait se traduire par une plus grande robustesse du réseau. Le Transporteur pourra également mieux utiliser les moyens de gestion à sa disposition et mieux gérer les pointes ainsi que les demandes grandissantes de retraits d'équipements et ce, au bénéfice de tous les clients du Transporteur.

4. Le SCR-T comprendra un module de formation et de simulation pour le personnel, ce qui constituera une amélioration notable par rapport à la situation actuelle. Le Transporteur est d'avis que ce nouveau module, couplé avec la pratique actuelle d'étroit compagnonnage, permettra à ses exploitants de développer une expertise pointue dans l'exploitation du réseau en les exposant de manière répétée à des mises en situation réalistes. Le Transporteur note, à cet égard, que le personnel d'exploitation doit recevoir de la formation adéquate (voir, notamment, les normes PER-003-1 et PER-005-2).

5. Le Transporteur vise un niveau très élevé de disponibilité du SCR-T. Pour ce faire, l'architecture de la plateforme logicielle intégrera les plus récents développements technologiques permettant de faire face à des défaillances logicielles et matérielles, le tout permettant de réduire les risques d'événements pour l'exploitation du réseau de transport.

[9] En raison de cette déficience fonctionnelle dans Gen-4, les CT ont dû se développer des outils sur mesure mais « hors-ligne », en ce sens qu'ils ne prennent pas nécessairement en considération toutes les configurations possibles ou l'état réel exact du réseau.

Le Transporteur soutient donc que le SCR-T proposé lui permettra d'assurer la fiabilité et la qualité du service de transport d'électricité tout en bénéficiant, ainsi que sa clientèle, des plus récents progrès technologiques.

## 6 Mode de suivi proposé

Le Transporteur propose de faire le suivi de l'avant-projet dans le cadre de son rapport annuel déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie.* Le suivi annuel fera état des coûts réels des travaux, de l'explication des écarts majeurs entre les coûts réels et les coûts projetés, de même que de l'évolution de l'échéancier des travaux.

## 7 Conclusion

Le Transporteur soutient respectueusement que la Régie dispose des informations pertinentes à l'autorisation de l'avant-projet relatif au remplacement des systèmes de conduite du réseau de transport et à la création d'un compte d'écart et de report afin d'y comptabiliser les coûts ayant un impact sur le revenu requis.