Remplacement du système de conduite du réseau de distribution d'électricité

(Pièce préparée en collaboration avec le Distributeur)

Table des matières

1 Introduction 5

2 Système de conduite du réseau du Distributeur actuel 5

2.1 Description du système 5

2.2 Faiblesses du système 5

2.3 Impact de la transition énergétique 7

3 Caractéristiques du SCR-D 8

4 Coûts associés au SCR-D 11

4.1 Sommaire des coûts 11

Liste des tableaux

Tableau 1 – Coûts des travaux avant-projet et projet (en millions de dollars de réalisation) 12

1 Introduction

Comme indiqué à la phase 1 du présent dossier, le Distributeur prévoit remplacer le système de conduite du réseau actuel du Distributeur, appelé Logiciel CED, par un nouveau système de conduite du réseau de distribution (« SCR-D »). Le SCR-D est notamment rendu nécessaire afin de remédier à l'obsolescence du Logiciel CED.

La présente pièce a été préparée en collaboration avec le Distributeur et présente notamment les caractéristiques définitives du SCR-D, de même que les coûts qui y sont associés.

2 Système de conduite du réseau du Distributeur actuel

2.1 Description du système

Le Logiciel CED est le principal outil utilisé pour l'exploitation et la surveillance du réseau de distribution. Il est composé d'un ensemble de sous-systèmes, intégrés ou non, tels que SCADA, OMS et DMS. Ces systèmes ont pour objectif :

- d'assurer la continuité et la qualité du service électrique aux clients ;
- d'assurer l'intégrité du réseau ;
- de veiller à la sécurité du personnel et du public.

Plus spécifiquement, le logiciel CED comprend un SCADA, qui assure l'acquisition des données et le contrôle des appareils sur le réseau. Il comprend également des fonctions avancées telles que l'OMS, qui assure les fonctions de rétablissement de service lors de pannes, et le DMS, qui assure les fonctions de surveillance et de gestion avancée du réseau.

Enfin, le Logiciel CED comprend un sous-système de gestion des travaux sur le réseau.

Comme expliqué en Phase 1, le Logiciel CED arrive à la fin de sa durée de vie utile, et doit être remplacé. La prochaine section présente les caractéristiques du SCR-D.

2.2 Faiblesses du système

Pour les raisons exposées au cours de la phase 1 du présent dossier[1], le Logiciel CED ne parvient à répondre que partiellement aux besoins actuels du Distributeur, et ce, au prix de développements informatiques complexes. Ce problème découle des multiples faiblesses du système, dont voici les principales.

[1] Pièce HQTD-3, Document 1 (B-0009).

Système maillé et protocoles non normalisés

Le système actuel se caractérise par une conception maillée, c'est-à-dire que les différentes fonctions sont fortement liées les unes aux autres et difficilement dissociables. De plus, il ne dispose pas d'une architecture ouverte et utilise plusieurs protocoles non normalisés. Ces caractéristiques rendent plus complexe l'évolution et limitent l'intégration de nouvelles fonctionnalités ou de nouveaux systèmes.

Déficit fonctionnel important

Le Logiciel CED est dépourvu de fonctions importantes pour la conduite du réseau et doit pallier ce déficit fonctionnel au moyen de produits spécialisés externes, en développant des interfaces complexes.

Cadre limitatif de l'évolution du Logiciel CED

Toute évolution du Logiciel CED dépend d'un seul client (le Distributeur) et passe obligatoirement par le biais de développement logiciel qui nécessite des efforts importants avec tous les risques que peut comporter une telle démarche.

Absence d'outils analytiques

Contrairement aux systèmes de conduite modernes, le Logiciel CED possède des fonctions d'historisation[2] très limitées et aucun outil analytique. Par conséquent, des efforts substantiels sont requis afin d'obtenir et être en mesure d'analyser les données permettant le support et la résolution de problèmes.

Limitation pour la croissance

La transition énergétique en cours implique une augmentation de la taille et de la complexité du modèle électrique représentant le réseau et nécessaire à l'exécution des fonctions avancées du SCR-D. Or, le système actuel n'est pas en mesure de traiter un tel volume d'informations.

Convergence des modèles de réseau électrique

Il existe à l'heure actuelle six modèles couvrant les six territoires du Distributeur. Une unification de ces modèles s'impose afin de doter le Distributeur d'un modèle unique ainsi que d'une conscience situationnelle à l'échelle de tout le Québec, et ce, afin de soutenir une gestion efficiente du réseau et des équipes à pied d'œuvre sur l'ensemble de son territoire.

[2] [Terme informatique] Fait de stocker des données pour une utilisation à long terme.

Dépendance envers une solution unique

Le système actuel a été développé au fil des ans par le Distributeur, avec le support d'un unique fournisseur externe. L'architecture de ce système n'étant pas ouverte, elle limite de façon marquée le nombre de fournisseurs pouvant contribuer à son maintien ou à son évolution.

Perte d'expertise

Le contrat de maintenance avec le fournisseur externe actuel a été prolongé jusqu'en 2020 et son renouvellement implique des sommes importantes. Seules quelques personnes du fournisseur externe possèdent une connaissance suffisante du système actuel. Le remplacement du Logiciel CED est donc incontournable pour pallier cette perte d'expertise.

Environnements de formation incomplets

Les environnements de formation actuels sont inadéquats, puisqu'ils ne permettent pas la reproduction des comportements réels du réseau de distribution, et ce, en raison de l'absence de plusieurs interfaces et d'engins de simulation. Pour pallier cette situation, la formation des employés du Distributeur doit obligatoirement être enrichie de stages en situation réelle dans les centres d'exploitation augmentant la durée de formation requise.

2.3 Impact de la transition énergétique

À l'instar de la plupart des marchés de l'électricité, celui du Québec fait face à une mutation des besoins et des comportements des usagers des réseaux de distribution. Cette transformation découle de l'accès accru aux ressources énergétiques décentralisées, soutenue par la baisse de leurs coûts et les avancées technologiques. Ces ressources sont variées et concernent différentes technologies déjà présentes sur le marché comme les véhicules électriques, les panneaux solaires, les éoliennes, le stockage et les équipements intelligents (thermostats, électroménagers).

Ce phénomène a pour conséquence d'accentuer le déficit fonctionnel du système actuel, en raison de l'obsolescence technologique de ce dernier qui contraint de façon importante, voire irrémédiable, sa nécessaire évolution.

En effet, les flux d'énergie dans le réseau de distribution actuel sont essentiellement unidirectionnels, soit de la source (les postes de distribution) vers les charges. Or, avec la multiplication des ressources énergétiques décentralisées, les sources d'énergie deviendront multiples et changeantes. Ce phénomène causera de la variabilité et une bidirectionnalité de l'énergie sur le réseau de distribution. La planification et l'exploitation du réseau de distribution présenteront de nombreux défis. Sans une évolution conséquente du SCR-D, le Distributeur pourrait faire face à des problèmes de qualité de service aux clients, d'instabilité du réseau et

de surcharge des équipements. Certains distributeurs nord-américains ont d'ailleurs déjà subi les impacts de cette situation.

En conséquence, le SCR-D vise notamment à mettre en place la fondation qui permettra d'assurer la gestion de ce nouvel environnement. Cet aspect est intrinsèquement couvert par le nouveau système et n'emmène aucun coût additionnel spécifique.

3 Caractéristiques du SCR-D

En ce qui concerne le Distributeur, le SCR-D choisi reflète les caractéristiques et fonctions recherchées dans un tel système, afin de pallier les lacunes invoquées notamment à la section 2. Ainsi, le SCR-D offre une architecture modulaire, afin d'en faciliter la mise à jour et l'évolution. Il s'appuie également sur les protocoles normalisés, afin de profiter des améliorations disponibles sur le marché, et offrir des outils de configuration avancés qui faciliteront le développement de nouvelles fonctionnalités, le tout afin de le maintenir en phase avec les produits prévalant dans l'industrie.

Le SCR-D comprend donc les fonctions de base pertinentes offertes par le Logiciel CED, de même que celles aujourd'hui nécessaires mais difficiles à implanter compte tenu des limitations du présent système. Ces fonctions sont donc les suivantes :

1. SCADA :
    - gestion des plans de manœuvres ;
        - gère la séquence d'actions à exécuter, telles que les manœuvres, les vérifications, les activités, les mesures de charges (manuelles ou estimées) et les communications pertinentes à la réalisation d'un retrait d'exploitation
    - acquisition des données et contrôle des équipements ;
        - traite en temps réel un grand nombre de télémesures et télésignalisations[3] et contrôle à distance des équipements sur le réseau
    - gestion des rôles et des aires de juridiction ;
        - définit des zones de responsabilité, couvrant l'ensemble du réseau, afin de répartir la charge de travail et la responsabilité d'exploitation et de support dans les différents centres d'exploitation
    - historisation et récupération de l'information ;
        - sauvegarde toutes les actions et données du SCR

[3] En tout, environ 1,6 million de points (par exemple, disjoncteurs et transformateurs), dont 500 000 sont télémesurés.

- permet l'utilisation d'outils de consultation et d'analytique pour supporter l'exploitation et la planification du réseau
- alimente les systèmes d'intelligence d'affaires de l'entreprise

- gestion du modèle de données et des affichages ;
  - gère toutes les activités menant à la préparation des données d'entrée, de configuration et d'initialisation pour le SCR
- gestion des alarmes et annonciateurs ;
  - représente des conditions anormales sur le réseau, acheminées à la console de l'exploitant responsable.

2. DMS :

- surveillance du réseau ;
  - permet d'anticiper ou de détecter en temps réel des conditions anormales qui impacteraient la qualité du service électrique aux clients
- allocation de charge, répartition de puissance, estimateur d'état ;
  - calcule les tensions et courants en tous points du réseau, requis pour s'assurer du respect de la qualité du service électrique
- analyse de courant de court-circuit ;
  - calcule la valeur des courants de court-circuit, afin de s'assurer que les appareils de protection vont opérer lors d'un défaut en réseau
- prévision de la charge et de la production ;
  - calcule la prévision de la charge à court, moyen et long termes, permettant de valider que les manœuvres réalisées par les autres fonctions DMS (par exemple, le rétablissement automatisé, la reconfiguration optimale du réseau, le contrôle de la tension et de la puissance réactive) ou dans le cadre de travaux planifiés permettent de respecter la qualité du service électrique
- validation pré-manœuvre ;
  - réalise les validations avant une manœuvre d'un opérateur afin de garantir la sécurité du personnel et du public, l'intégrité des appareils et le respect de la qualité du service électrique

- rétablissement automatisé ;
    - à la suite de l'ouverture d'un appareil de protection en raison d'un défaut permanent, identifie la zone en défaut, isole le défaut et rétablit le service aux clients dans les zones saines sans l'intervention d'un opérateur
- localisation prédictive des défauts ;
    - localise les lieux probables du défaut de façon plus précise en utilisant toute l'information disponible
- reconfiguration optimale du réseau ;
    - recommande la manœuvre d'appareils de sectionnement afin de reconfigurer le réseau pour corriger des violations sur le réseau (surcharge d'appareils)
- contrôle de la tension et de la puissance réactive ;
    - contrôle la consigne de tension des changeurs de prise et l'état des condensateurs afin d'identifier la combinaison optimale qui permet d'atteindre les objectifs désirés
- analyse de contingence de distribution ;
    - identifie les vulnérabilités du réseau par la simulation des contingences afin de valider si tous les clients peuvent être réalimentés si elles se produisent

3. OMS :

- gestion des interruptions et des suivis de service ;
    - gère les interruptions de service et tout autre problème de continuité de service signalés par la clientèle, par les compteurs ou par les appareils télécommandés sur le réseau
- estimation de la fin prévue ;
    - permet d'estimer la date et l'heure de fin prévue des interruptions de service en fonction des délais moyens de déplacement, de réparation et de rétablissement observés antérieurement
- gestion des dommages ;
    - répertorie tous les dommages à la suite d'un événement climatique, par exemple dans le but d'ordonnancer les travaux et de planifier les équipes requises pour la réparation et le rétablissement complet du service
- gestion des équipes de travail ;

- permet la constitution et le suivi des équipes mobilisées pour le rétablissement de service et la réparation des dommages sur le réseau

- gestion des situations d'urgence ;
  - permet d'appliquer les mesures particulières prises lors d'événements climatiques exceptionnels (par exemple, l'estimation de la fin prévue, la gestion des priorités de rétablissement ou la gestion des équipes)
- repérage des véhicules ;
  - permet de visualiser le positionnement des véhicules (nacelles et autres) sur un affichage géographique. Cet outil facilite la répartition des équipes selon leur proximité du lieu d'une panne et confirme leur progression

4. DTS[4] :
   - module de formation et de simulation pour les utilisateurs du système ;
   - outils permettant de reproduire le comportement réel du réseau de distribution et de reproduire des scénarios d'événements passés.

Toutes les fonctions recherchées par le Distributeur sont essentielles pour assurer l'exploitation fiable de ses installations.

De plus, le SCR-D favorisera une maximisation de la continuité et de la qualité de service pour les clients, par exemple en facilitant et accélérant le rétablissement du service lors de pannes. Il permettra également de planifier et opérer de façon optimale les travaux d'entretien sur le réseau.

4 Coûts associés au SCR-D

4.1 Sommaire des coûts

Le coût total du SCR-D s'élève à 211,6 M$. Le tableau 1 en présente la ventilation pour les phases avant-projet et projet.

[4] *Dispatcher training simulator.*

Tableau 1
Coûts des travaux avant-projet et projet
(en millions de dollars de réalisation)

	Total
Avant-projet	**8,7**
Projet	**202,9**
Conception, réalisation, essais et implantation	160,6
Autres coûts	24,5
Frais financiers	17,8
TOTAL	**211,6**

Les coûts détaillés, y compris les coûts annuels, sont présentés à la pièce HQT-7, Document 2, déposée sous pli confidentiel. La pièce HQT-7, Document 2.1 constitue la version caviardée de cette pièce.

Les coûts de la rubrique « Conception, réalisation, essais et implantation » du tableau 1 sont constitués de trois principales composantes, soit les services professionnels et licences, la main-d'œuvre interne et l'acquisition des équipements informatiques.

Aucun taux d'inflation spécifique n'est appliqué sur les services professionnels et licences puisque l'entente avec le Fournisseur de la solution est un contrat forfaitaire.

Les taux d'inflation[5] de main-d'œuvre des ressources internes sont établis d'après des paramètres économiques et financiers des projets d'Hydro-Québec. Pour chaque type de paramètre, une liste des composantes est établie et un indice est appliqué. Les taux d'inflation produits à partir de ces paramètres sont mis à jour annuellement.

Quant aux équipements informatiques, le taux d'inflation annuel utilisé pour l'établissement du coût d'acquisition est de 5 %. Il est basé sur l'historique des contrats d'acquisition de matériel informatique et dont la gestion est sous la responsabilité de la VPTIC.

Le Distributeur assure une gestion rigoureuse de ses projets mais, dans l'éventualité d'un écart de coût de 15 % ou plus, il devra obtenir une nouvelle autorisation du Conseil d'administration d'Hydro-Québec.

[5] Les taux d'inflation sont appliqués aux années 2020 à 2024 inclusivement.