

**RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À L'ENGAGEMENT NO. 1**

Engagement HQD-1:

Résultats des neuf options possibles du scénario 1 – valeurs nettes et coûts/bénéfices (présentation du 1^{er} juin 2005, pages 12 et 13)

Réponse à l'engagement HQD-1:

La performance du réseau de distribution est mesurée par les indices de continuité de service (IC) et de fréquence des interruptions (IF). L'indice de continuité (IC) est la durée moyenne d'interruption de service par client par année. L'indice de fréquence (IF) est le nombre moyen de pannes par client par année. Ces indices peuvent être calculés à différentes échelles, soit pour un client, une ligne ou un ensemble de lignes allant jusqu'au réseau complet d'Hydro-Québec Distribution.

L'automatisation du réseau passe par l'implantation des types d'équipements suivants: des indicateurs de défauts télésignalés, des appareils d'interconnexion ou de protection, ceux-ci pouvant mener à l'asservissement. L'asservissement permet aux équipements en y intégrant le concept d'intelligence logicielle, d'exécuter de façon autonome des manœuvres en réseau, et ce, sans intervention du personnel du centre d'exploitation de distribution (CED).

Les équipements automatisés ont pour effet une action plus rapide lors de panne en raison d'une localisation accélérée du lieu de l'incident et/ou par des manœuvres plus rapides pour rétablir le service aux clients qui ne sont pas situés dans la zone affectée. De plus, ils permettent d'isoler une plus petite zone lors d'une panne, ce qui affecte moins de clients et améliore à la fois le IC et le IF.

Une combinaison de ces équipements peut également être retenue dans le but d'améliorer la continuité de service. Neuf scénarios s'appuyant sur différentes combinaisons de ces équipements ont été analysés par Hydro-Québec Distribution dans le cadre de l'étude de l'automatisation du réseau. Pour chacun de ces scénarios, à l'exception des lignes des réseaux autonomes, la totalité des lignes du réseau de distribution a été simulée en recourant au logiciel de fiabilité du réseau de distribution, FIORD. Ce dernier a été développé par Hydro-Québec Distribution pour plusieurs applications, entre autres pour l'évaluation de l'impact sur la continuité du service des différents scénarios ainsi que pour la détermination de leurs coûts respectifs.

1. Description des scénarios

Dans cette section, chacun des scénarios analysés est défini. L'évaluation du nombre d'équipements impliqués se réfère à l'ensemble du réseau du Distributeur.

1.1 Scénario 1 "Indicateurs de défauts télésignalés"

Des indicateurs de défauts télésignalés sont installés à la tête de chaque bloc de charge exception faite du premier bloc lorsque la tête de ce bloc est le départ de ligne d'un poste satellite du Transporteur. Ces indicateurs de défauts sont reliés par lien de télécommunications au Centre d'exploitation de distribution (CED) et localisent les zones directement affectées. Toutefois, les manœuvres des équipements en réseau se font manuellement.

Ce scénario requiert l'ajout d'environ 2 500 indicateurs de défauts. Ces appareils permettent un gain sur la continuité du service puisque la recherche du défaut se fait dans une zone mieux localisée, en raison des informations reçues des indicateurs de défauts. Cette solution n'apporte cependant aucune amélioration à l'indice de fréquence.

1.2 Scénario 2 "Ajout de protection (un disjoncteur)"

Un disjoncteur, sans lien de télécommunications avec le CED, est ajouté sur chaque ligne aérienne de plus de 10 km lorsque celle-ci n'en est pas équipée. Il s'agit d'addition d'automatismes locaux lesquels permettent d'isoler la section du réseau en faute. Le logiciel de simulation évalue la continuité du service pour chaque emplacement de disjoncteur possible et retient l'emplacement qui procure le meilleur gain pour la continuité du service. Toutes les manœuvres des appareils en réseau se font manuellement.

Ce scénario requiert l'ajout d'environ 1 125 disjoncteurs. Cet ajout de protection permet un gain sur la continuité du service en réduisant la zone affectée lors d'une panne et le temps de recherche de défaut dans une zone mieux localisée. En réduisant la zone affectée lors de pannes, un gain de l'indice de fréquence est aussi obtenu.

1.3 Scénario 3 "Ajout de protection (deux disjoncteurs)"

Ce scénario considère le scénario 2 déjà implanté. De plus, pour les lignes aériennes parmi les plus longues, soit celles de plus de 50 km, l'addition d'un deuxième disjoncteur est envisagée lorsque la ligne n'en contient qu'un seul.

Le logiciel de simulation évalue la continuité du service pour chaque emplacement de disjoncteur possible et retient l'emplacement qui procure le meilleur gain sur la continuité du service. Toutes les manœuvres des appareils en réseau se font manuellement.

Ce scénario requiert donc environ 1 150 disjoncteurs. Comme la plupart des lignes de plus de 50 km sont déjà équipées d'au moins un disjoncteur en réseau, seulement 25 lignes remplissent les conditions en nécessitant un deuxième. Cet ajout de protection occasionne un gain sur la continuité du service résultant de la réduction de la zone affectée lors de pannes et du temps de recherche de défaut dans une zone mieux localisée. En réduisant la zone affectée lors de pannes, un gain de l'indice de fréquence est aussi obtenu.

1.4 Scénario 4 "Télécommande en ligne"

Tous les points de manœuvre stratégiques (disjoncteurs et interrupteurs) déjà en réseau sont modifiés de façon à pouvoir être manoeuvrés à distance. Les appareils télécommandés sont équipés de sorte que l'opérateur du CED connaît son état (ouvert ou fermé) et sait si un courant de défaut l'a franchi, permettant ainsi de localiser le bloc en défaut. Les simulations qui considèrent des appareils télécommandés ont été faites en accordant un délai de 10 minutes à l'opérateur pour interroger les appareils en réseau et commander à distance les manœuvres de rétablissement de service. Tous les clients qui peuvent être réalimentés, soit directement de la source, soit via une autre ligne interconnectée, sont donc réalimentés à l'intérieur de ce délai.

Dans ce scénario, environ 3 900 équipements (disjoncteurs et interrupteurs) et 5 000 interrupteurs sur des interconnexions entre les lignes du réseau sont télécommandés. Ce scénario apporte un gain sur la continuité du service résultant d'une recherche de défaut seulement dans le bloc affecté et d'un rétablissement de service rapide aux clients qui ne sont pas affectés directement par le défaut.

1.5 Scénario 5 "Télécommande et ajout de protection (un disjoncteur)"

Ce scénario est une combinaison des scénarios 2 "Ajout de protection (un disjoncteur)" et 4 "Télécommande en ligne". Ce scénario permet des gains sur la continuité de service et l'ajout de la protection apporte également un gain à l'indice de fréquence.

1.6 Scénario 6 "Télécommande et ajout de protection (deux disjoncteurs)"

Ce scénario est une combinaison des scénarios 3 "Ajout de protection (deux disjoncteurs)" et 4 "Télécommande en ligne". Ce scénario permet des gains sur la continuité de service et l'ajout de la protection apporte aussi un gain à l'indice de fréquence.

1.7 Scénario 7 "Asservissement"

Les équipements visés dans ce scénario sont les mêmes que ceux du scénario 4 "Télécommande en ligne". Dans le scénario 7 "Asservissement", les manœuvres des équipements en réseau sont initiées et effectuées de manière autonome par un logiciel, alors que dans le scénario 4 "Télécommande en ligne", elles sont réalisées par télécommande par les opérateurs du CED. Le résultat est une manœuvre réalisée en moins d'une minute plutôt qu'en 10 minutes. La localisation des équipements asservis est la même que celle des appareils télécommandés du scénario 4 "Télécommande en ligne".

Ce scénario apporte un gain sur la continuité du service qui est le résultat d'une recherche de défaut seulement dans le bloc affecté et d'un rétablissement de service quasi instantané aux clients qui ne sont pas directement affectés par le défaut.

1.8 Scénario 8 "Asservissement et ajout de protection (un disjoncteur)"

Ce scénario est une combinaison des scénarios 2 "Ajout de protection (un disjoncteur)" et 7 "Asservissement". Ce scénario permet des gains sur la continuité de service et l'ajout de la protection apporte aussi un gain à l'indice de fréquence.

1.9 Scénario 9 "Asservissement et ajout de protection (deux disjoncteurs)"

Ce scénario est une combinaison des scénarios 3 "Ajout de protection (deux disjoncteurs)" et 7 "Asservissement". Ce scénario permet des gains sur la continuité de service et l'ajout de la protection apporte aussi un gain à l'indice de fréquence.

2. Scénario retenu

Le Distributeur s'est fixé comme objectif l'amélioration de la continuité de service de son réseau. C'est dans ce cadre que les différents scénarios ont été analysés à l'échelle du réseau et seuls ceux misant sur la télécommande et l'ajout de protection favorisant ainsi l'implantation de l'asservissement, permettent d'atteindre les objectifs de continuité de service visés.

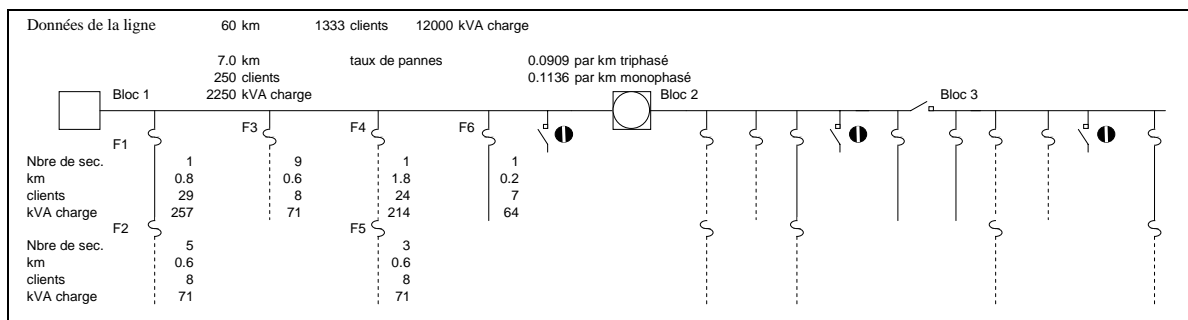
Le scénario 5 "Télécommande et ajout de protection (un disjoncteur)" a été retenu par le Distributeur. Ce scénario rend possible une diminution du nombre de lignes dont l'indice de continuité est en écart par rapport à l'indice de continuité du réseau. En outre, l'implantation du scénario 5 positionne favorablement le Distributeur en vue de l'évolution de la gestion du réseau en y intégrant le concept d'intelligence logicielle. Ce faisant, ce concept apportera une amélioration additionnelle de l'indice de continuité de service.

3. Analyse comparative des scénarios appliqués à une ligne type

Tel que demandé par la Régie de l'énergie, chacun des scénarios a été appliqué à la ligne type présentée dans la requête R-3565-2005. Celle-ci est illustrée ci-dessous à la Figure 1. Quoiqu'elle ne possède pas toutes les particularités propres à chacune des lignes du réseau de distribution, elle est assez représentative de l'ensemble d'entre elles.

Afin d'en simplifier la compréhension, le schéma suivant présente une illustration dans laquelle certaines des sections et sous-sections en dérivation du tronçon principal sont représentées.

FIGURE 1 : LIGNE TYPE



Les résultats de l'application de chacun des neuf scénarios sur la ligne type (avec ou sans disjoncteur) sont présentés dans le Tableau 1, lequel reflète à la fois les coûts ainsi que les gains anticipés en continuité de service.

TABLEAU 1 : COÛTS (K\$) ET GAINS DE LA CONTINUITÉ DU SERVICE SELON LES SCÉNARIOS ANALYSÉS

Scénarios	Ligne type avec disjoncteur			Ligne type sans disjoncteur		
	Coût unitaire (k\$)	IC	IF	Coût unitaire (k\$)	IC	IF
Ligne type de distribution	-	2,32	1,54	-	3,15	1,96
1. Indicateurs de défauts télésignalés	10	2,18	1,54	20	2,52	1,96
2. Addition de protection (un disjoncteur)	0	2,32	1,54	43	2,32	1,54
3. Addition de protection (deux disjoncteurs)	43	1,88	1,33	86	1,88	1,33
4. Télécommande en ligne	126	1,12	1,54	131	1,19	1,96
5. Télécommande et ajout de protection (un disjoncteur)	126	1,12	1,54	164	1,12	1,54
6. Télécommande et ajout de protection (deux disjoncteurs)	159	1,08	1,33	196	1,08	1,33
7. Asservissement	126	0,99	1,54	131	0,99	1,96
8. Asservissement et ajout de protection (un disjoncteur)	126	0,99	1,54	164	0,99	1,54
9. Asservissement et ajout de protection (deux disjoncteurs)	159	0,99	1,33	196	0,99	1,33

L'implantation de l'automatisation au sein du réseau du Distributeur favorisera également l'optimisation de la localisation des équipements sur le réseau. À cet égard, la relocalisation de disjoncteurs comblera en grande partie les besoins d'acquisition de disjoncteurs additionnels requis par l'ajout de protection sur certaines lignes du réseau. Les bénéfices engendrés par la relocalisation des disjoncteurs sont difficilement perceptibles au niveau d'une ligne type, néanmoins, ils se concrétiseront à l'échelle du réseau.