

## **Prise de décisions en tenant compte des risques pour la gestion des actifs des sociétés d'électricité**

**Dragan Komljenovic<sup>1,a</sup>, Darragi Messaoudi<sup>2</sup>, Pierre Larivière<sup>2</sup>, Steve Caron<sup>2</sup> et Ramzi Chahine<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ)

<sup>2</sup>Hydro-Québec TransÉnergie, Canada

### **RÉSUMÉ**

Les sociétés d'électricité modernes sont des organisations à forte intensité de capital dont la structure interne, les activités et les technologies en place sont relativement complexes. Elles évoluent aussi dans un environnement commercial et d'exploitation de plus en plus complexe, caractérisé par de profondes incertitudes (évolution des marchés et des clients, cadre réglementaire changeant, nouvelles technologies, actions humaines malveillantes, changement climatique, etc.). La mondialisation, la déréglementation des marchés et la concurrence féroce font partie de leur environnement d'exploitation et commercial usuel. Par ailleurs, les sociétés d'électricité doivent remplacer une large part de leurs actifs lorsqu'ils atteignent leur fin de vie utile ou sont rendus désuets par les changements technologiques. La nécessité d'accroître la capacité exige des mises à niveau majeures. Les événements à forte incidence et faible probabilité tels que les phénomènes météorologiques extrêmes, les catastrophes naturelles, les perturbations géomagnétiques majeures et les cyberattaques sont d'ores et déjà des facteurs non négligeables. Entre-temps, peu d'études ont examiné en profondeur les risques connexes et leurs effets sur le rendement global et la vulnérabilité des sociétés d'électricité qui y sont exposés.

Dans les dernières décennies, la gestion des actifs est devenue une stratégie privilégiée par les organisations prospères, car elle constitue une approche efficace pour réaliser la valeur des actifs et assurer la durabilité de l'entreprise et de ses activités. La gestion des actifs consiste en un ensemble d'activités et d'éléments interdépendants au sein d'une structure multiniveau (personnes, technologies, unités organisationnelles, processus, gestion, etc.). Selon les meilleures pratiques, elle est étroitement liée à la planification stratégique de l'entreprise, qui traduit les objectifs organisationnels en politique, stratégie et objectifs de gestion des actifs.

Dans un tel contexte, la prise de décisions en tant qu'activité essentielle de gestion des actifs constitue un défi de taille. Une approche globale de gestion des actifs est vitale pour les sociétés d'électricité qui visent à maximiser la valeur de leurs actifs tout au long du cycle de vie. Il y a divers types de décisions à prendre à cet égard : a) dépenses en immobilisations, b) exploitation, maintenance et remplacement, c) stratégies d'arrêt et de retrait, d) réalisation de la valeur du cycle de vie, e) stratégie en matière de ressources, et ainsi de suite.

Dans le cadre du processus décisionnel, il est essentiel de trouver le juste équilibre entre de nombreux facteurs concurrents, comme le rendement, les risques, les avantages, les coûts, les opportunités, les objectifs à court terme et à long terme, et la durabilité. De nouveaux concepts et de nouvelles approches en modélisation de la gestion des actifs et le processus décisionnel connexe sont nécessaires pour tenir systématiquement compte de la complexité globale de l'environnement commercial et d'exploitation. Une méthode holistique de prise de décisions en tenant compte des risques a été proposée pour la gestion des actifs des sociétés d'électricité ; ce processus est considéré ici comme un système de systèmes complexes adaptatifs. Les modèles et leurs limites, la complexité et les incertitudes, ainsi que le niveau de connaissances des analystes, des experts et des décideurs sont pris en considération. La méthode est appliquée et validée dans une étude de cas analysant les stratégies possibles de modification à la conception d'un poste de transport stratégique en vue d'obtenir le rendement requis.

**MOTS CLÉS :** Gestion des actifs, sociétés d'électricité, système adaptatif complexe de systèmes, incertitudes, prise de décisions éclairée par l'analyse du risque, poste de transport

---

<sup>a</sup> [Komljenovic.dragan@ireq.ca](mailto:Komljenovic.dragan@ireq.ca)

## 1. Introduction

Les réseaux électriques (transport et distribution d'énergie) sont de vastes infrastructures essentielles, tout comme le sont les réseaux de télécommunications, les systèmes de transport et les réseaux de distribution d'eau et de gaz. Ces types d'infrastructures doivent tous être considérés comme des systèmes complexes constitués de nombreux composants ou sous-systèmes interreliés conçus pour offrir un rendement optimal et assurer une exploitation sûre et fiable [2], [9], [11], [19]. Les réseaux électriques doivent assurer la livraison d'électricité et, afin de maintenir leur niveau de service pendant longtemps (plusieurs décennies), on doit en assurer la maintenance, les tenir à jour, y intégrer de nouvelles technologies complexes et en accroître la capacité. Cette situation donne lieu à un environnement d'exploitation et commercial dynamique, caractérisé toutefois par de profondes incertitudes et des risques systémiques émergents [1], [6], [7], [11], [13], [16], [17], [19]. Souplesse et adaptabilité sont nécessaires afin de répondre aux contextes changeants (technologies, société, économie, législation, politique, changement climatique, etc.) qui définissent la demande de services et le rendement escompté [19].

Ces facteurs ont conduit à l'élaboration de nouveaux concepts tels que la résilience et la gestion des actifs [3], [4], [5], [8], [9], [11], [14], [17], [18], [19]. Ce dernier concept constitue une approche efficace pour réaliser la valeur des actifs et assurer la durabilité des entreprises. Le processus décisionnel en gestion des actifs est relativement complexe et requiert l'élaboration de méthodes et d'outils novateurs.

Le présent article propose une méthode de prise de décisions en tenant compte des risques en gestion des actifs des sociétés d'électricité ; ce processus est considéré ici comme un système de systèmes complexes adaptatifs. L'étude de cas qui y est présentée évalue les modifications à la conception d'un poste de transport stratégique d'Hydro-Québec TransÉnergie ainsi que les incidences sur son rendement.

## 2. Prise de décisions en tenant compte des risques pour la gestion des actifs

Les sociétés d'électricité modernes tentent de composer avec les enjeux susmentionnés en tirant parti de divers modèles et outils qui aident à réduire les incertitudes et à mieux quantifier les risques dans leurs processus décisionnels en matière de gestion des actifs. Il convient de souligner qu'une appréciation des risques implique également de saisir les opportunités, étant donné que le risque doit aussi être vu positivement, et non seulement négativement [7]. Ces modèles et outils reposent généralement sur des méthodes établies qui se sont toutefois révélées limitées pour traiter efficacement les complexités et les incertitudes [1], [2], [11], [19].

Très peu de travaux ont été publiés sur la façon d'établir un lien entre les besoins qualitatifs du décideur et l'information et les connaissances tirées des modèles quantitatifs variés et parfois très complexes des analyses de gestion des actifs. Sans compter que l'incidence d'autres facteurs intangibles (perception du public, influence politique, réputation de l'entreprise) ou difficilement quantifiables peut parfois peser lourd dans les décisions finales, bien qu'il soit assez difficile d'en rendre compte adéquatement. Ainsi, les enjeux à venir exigent de nouvelles façons d'appréhender un monde complexe, interconnecté et en rapide évolution.

Cet article présente une approche holistique à la prise de décisions en tenant compte des risques pour la gestion des actifs dans le contexte opérationnel et commercial complexe d'aujourd'hui, en vue de composer avec les enjeux mentionnés précédemment.

Le concept de prise de décisions éclairée en tenant compte des risques a été défini pour la première fois à la fin des années 1990 par l'industrie nucléaire américaine pour tenir compte des questions de sûreté nucléaire [15]. Il a depuis été adapté à d'autres secteurs, comme l'aérospatiale et la sécurité des barrages [10], [11], [12]. Il consiste notamment à examiner un éventail d'intrants et de connaissances souvent complexes, à les pondérer de façon appropriée et à les intégrer dans le processus décisionnel, qui tient également compte des risques. Ces intrants et connaissances peuvent provenir d'analyses techniques traditionnelles, d'analyses déterministes et probabilistes des risques, de l'expérience en exploitation, de facteurs de coûts-avantages, des exigences réglementaires, du « temps à risque » admissible (exposition au risque) ou d'autres facteurs d'influence et considérations quantitatifs,

qualitatifs ou intangibles pertinents. Ce concept s'oppose à une approche fondée sur le risque dans laquelle le processus décisionnel repose uniquement sur les résultats numériques d'évaluations quantitatives [10], [11], [12].

La méthode que nous proposons se décline en trois étapes : 1) l'établissement du cadre décisionnel, 2) la réalisation d'analyses détaillées et 3) les délibérations et la prise de décisions finales (figure 1) [10]. Il y a lieu de souligner que ce processus convient mieux aux grands projets qui ciblent des préoccupations stratégiques telles que le rendement à long terme et la durabilité. Il est jugé mal adapté et peu pratique pour les décisions prises au quotidien. Bien qu'elle soit importante, l'appréciation des risques ne représente qu'une partie de l'ensemble du processus décisionnel, qui, pour être efficace, doit s'appuyer sur un large éventail d'analyses (analyses d'ingénierie, des risques, financière, sociétale, environnementale, réglementaire, etc.). La figure 1 énumère les participants concernés – le décideur, les cadres, les parties prenantes et les experts en la matière – et leurs rôles fonctionnels à chaque étape.

Le processus décisionnel en gestion des actifs comporte des étapes de contrôle et de décision, représentées par un losange de décision, avec trois issues possibles : Retour, Fin ou Poursuite (figure 1). Une décision « Retour » nécessite qu'on répète une ou plusieurs des étapes antérieures afin de parfaire les hypothèses, l'exactitude et l'exhaustivité de l'information ou des données ou d'effectuer des analyses supplémentaires. Elle est itérative et permet l'amélioration continue de l'ensemble du processus. Une décision « Fin » indique la fin du processus décisionnel pour la gestion des actifs. Il est essentiel que la décision de mettre fin au processus et sa justification soient dûment documentées. Une décision « Poursuite » implique de passer à l'étape suivante du processus.

L'étape 1 sert à définir adéquatement la question, le contexte, les solutions à envisager, la décision à prendre et les méthodes d'analyse techniques et scientifiques à employer. Elle ne doit pas être sous-estimée et peut prendre beaucoup de temps.

L'étape 2 consiste à effectuer les analyses techniques détaillées, les analyses de risque et les analyses financières requises, ainsi que toute autre analyse jugée pertinente. Elle est principalement mise en œuvre par des experts en la matière et des analystes à l'aide des méthodes, des modèles et des outils appropriés qui ont été suggérés à l'étape précédente. Elle vise à produire des résultats, des intrants et des connaissances, ainsi que des recommandations à l'intention du décideur. Ces analyses doivent être techniquement et scientifiquement solides. Il est nécessaire d'élaborer un modèle plus complet afin d'effectuer toutes les analyses approfondies requises, de caractériser les incertitudes et d'évaluer l'incidence des facteurs d'influence pertinents. La figure 2 donne plus de renseignements sur le modèle associé à l'étape 2 (dans la figure 1). Le modèle se compose de sept sous-modèles, illustrés à gauche sur la figure 2 [10], [11]. Les sous-modèles et leurs parties internes interagissent d'une manière complexe qui conduit à un comportement émergent de l'ensemble du processus. L'appréciation des risques (à droite sur la figure 2) est menée conformément à l'approche générique décrite dans la norme ISO 31000 [7]. Avant et pendant les analyses détaillées de l'étape 2, les participants doivent absolument évaluer la solidité de leurs connaissances sur le sujet. Ceci est particulièrement important lors de l'analyse de systèmes complexes compte tenu de l'opacité de ceux-ci. Ces connaissances comprennent également les données, l'information et les croyances non documentées, ces dernières étant exprimées sous forme d'hypothèses. De faibles connaissances engendrent une plus grande incertitude dans les analyses et se traduisent par une moindre confiance dans leurs résultats [10].

L'étape 3 du processus décisionnel en gestion des actifs concerne principalement le décideur, appuyé par les experts en la matière, les analystes et les parties prenantes. À cette étape qualitative et quantitative, on vise à rassembler toutes les connaissances pertinentes pour prendre une décision éclairée. Dans le cadre de ce processus, une organisation donne au décideur le pouvoir et la responsabilité de prendre des décisions cruciales. Bien que la responsabilité de choisir des solutions appartienne ultimement au décideur, l'évaluation peut être effectuée dans le cadre d'un certain nombre de forums de délibérations qui peuvent se tenir avant que la décision finale ne soit prise. La décision finale concernant la gestion des actifs ne devrait être prise qu'après délibérations. (Il s'agit de l'une des différences entre un processus décisionnel *en tenant compte des risques* et un processus décisionnel *fondé* sur l'analyse du risque.)

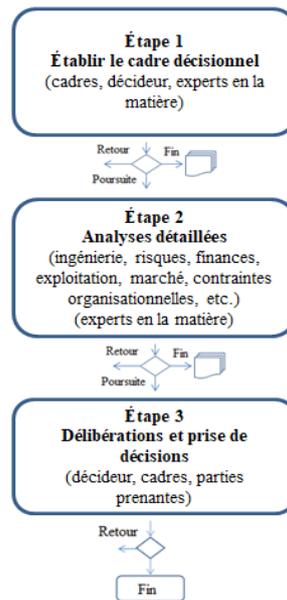


Figure 1 : Processus décisionnel éclairé par l'analyse du risque pour la gestion des actifs

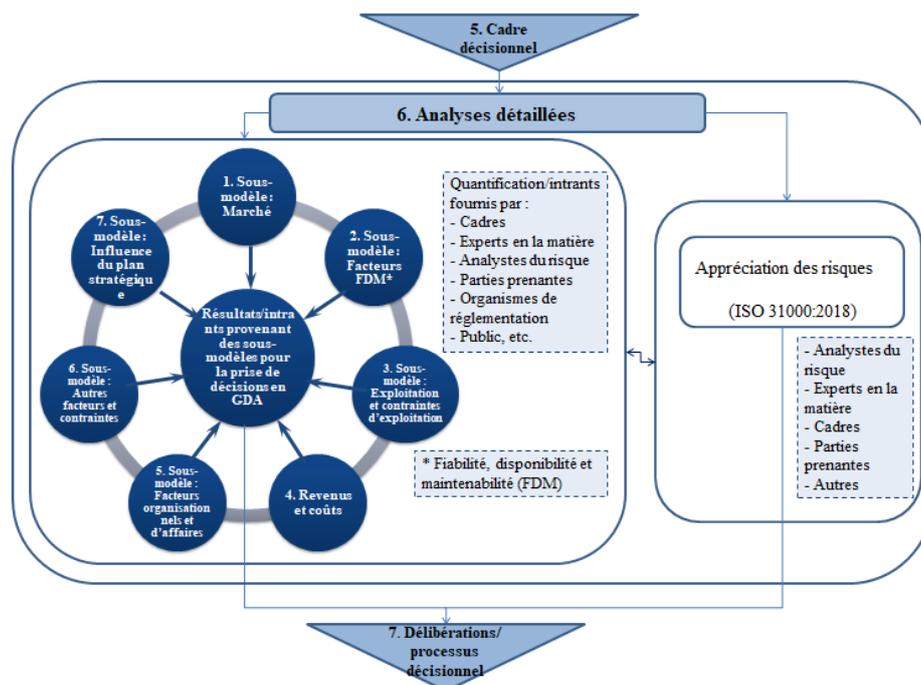


Figure 2 : Modèle pour les analyses détaillées menées dans le cadre du processus décisionnel en tenant compte des risques en gestion des actifs (étape 2)

Les délibérations sont essentielles, car certains aspects d'une décision pourraient ne pas être examinés en bonne et due forme ou au moyen de modèles. Il faut comprendre qu'elles ne délégitiment pas le recours aux connaissances scientifiques ou aux analyses quantitatives détaillées. Les deux sont indispensables. Les connaissances acquises à l'étape 2 pourraient mener ultimement à la formulation d'autres décisions, auquel cas il est nécessaire de retourner à l'étape 1, comme l'indique la boucle de retour (losange de décision à la figure 1). Sans analyses satisfaisantes issues de l'étape 2, les processus délibératifs pourraient mener à des ententes inopportunes, trompeuses ou irréalisables.

Une fois les délibérations terminées, la décision finale est prise et étayée. L'organisation doit fournir les ressources nécessaires à sa mise en œuvre. Cela peut se faire dans le cadre des activités courantes ou d'un projet distinct, à l'aide de ressources internes ou externes, et dépendra de l'ampleur des

activités à mener ainsi que des règles de gouvernance interne de l'entreprise. Les principales parties prenantes doivent être informées.

### 3. Étude de cas

La présente étude de cas illustre l'application de la méthode décrite plus haut. Sa réalisation a été rendue possible par le niveau de maturité de l'organisation et les connaissances acquises en matière d'innovation, de fiabilité, d'ingénierie de réseaux électriques et de gestion des actifs. L'étude s'appuie sur des modèles élaborés et mis au point au cours de la dernière décennie par l'équipe de gestion des actifs. Elle analyse l'application, pour la première fois, de la modélisation quantitative des risques dans un poste de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie aux fins d'évaluation de l'incidence des modifications à la conception sur le rendement. Le processus décisionnel en tenant compte des risques en trois étapes illustré à la figure 1 a été suivi.

- Étape 1. Établir le cadre décisionnel

L'étude concerne un poste stratégique à 735/315 kV comportant deux transformateurs de puissance de 1 650 MVA entièrement redondants ainsi que d'autres équipements sur le chemin de puissance primaire (disjoncteurs, transformateurs de mesure, sectionneurs, etc.). La totalité de la charge peut être alimentée par un seul transformateur de puissance, mais les deux transformateurs doivent être en ligne pour assurer un fonctionnement normal. Il y a raison de croire que le poste, dans sa configuration actuelle, et les provisions en cas d'incident de type N-1 ne suffisent pas à prévenir une panne de courant de plusieurs jours dans la région. Une telle situation hypothétique pourrait avoir de graves conséquences sociales et économiques, y compris une perte potentielle de revenus d'exportation. D'où la nécessité d'étudier tant les différentes solutions de conception de poste que les mesures d'atténuation des risques. L'analyse doit tenir compte des modèles de défaillance des actifs matériels ainsi que des erreurs humaines. Une analyse de sensibilité doit également être effectuée.

Les mesures de conception permanentes suivantes sont envisagées :

1. *statu quo* ;
2. installation d'un second disjoncteur à la haute tension et des équipements auxiliaires associés pour chaque chemin de puissance;
3. ajout d'une autre unité pour le transformateur triphasé dans le poste (remarque : Les mesures 1 et 3 ont été analysées ensemble.) ;
4. implantation d'un troisième chemin de puissance (troisième transformateur de puissance et autre équipement).

Les mesures d'atténuation provisoires prévoient la mise en place de configurations temporaires pendant les retraits planifiés de longue durée et la restructuration des horaires de travail afin de réduire la durée d'exposition (« temps à risque ») dans la topologie N-1. Après discussions, les experts en la matière ont recommandé d'élaborer des modèles de simulation de la fiabilité et du risque à l'aide d'une méthode multiniveau qui combine le schéma fonctionnel dynamique (niveau système) et les arbres de défaillance dynamiques (niveau composants). La simulation de Monte-Carlo intègre le modèle global par l'approche des événements discrets. On s'est servi du logiciel BlockSim<sup>®</sup> pour élaborer les modèles.

- Étape 2. Analyses techniques détaillées et résultats

Selon l'approche recommandée pour les analyses détaillées, deux séries de modèles ont été élaborées. La première série avait pour but l'analyse du rendement moyen de diverses topologies nominales de mesures d'atténuation permanentes sur une période de 40 ans avec comme paramètres la disponibilité ainsi que le nombre prévu de défaillances du système (figure 3). La simulation a été réalisée par incréments d'un mois. Au total, 10E+05 simulations ont été effectuées pour chaque topologie. Aucune contrainte liée aux exigences d'écoulement de puissance n'a été présente étant donné que la topologie est presque radiale. Des analyses de sensibilité ont été menées pour plusieurs caractéristiques de fiabilité des composants, y compris divers taux d'erreurs humaines.

On a modélisé le comportement de chaque composant/équipement en intégrant des modes de défaillance et stratégies de maintenance variés à l'aide d'arbres de défaillance simulés : défaillance



défaillances. Au total, 10E+06 simulations ont été effectuées pour chaque topologie par incréments de 12 heures. Il a fallu effectuer un grand nombre de simulations en raison du faible taux de défaillance létal et de la brièveté de l'intervalle des analyses. La non-fiabilité obtenue (1 – fiabilité) représente le niveau de risque de panne complète du poste. Comme certains taux de défaillance dépendent du temps (distribution de Weibull), les calculs ont été réalisés pour différents âges d'équipements ou de composants sans activités de maintenance planifiées : neufs, 25 ans et 42 ans. Le tableau 2 présente les principaux résultats des topologies analysées.

Tableau 2 : Niveaux de risque pour les différentes topologies de poste analysées

Modèle/Scénario	Risque (Non-Fiabilité) F(t)				Durée d'exposition pour atteindre le niveau de risque de 1 % (heures)
	3 jours (72 h)	4 jours (96 h)	1 semaine (168 h)	2 semaines (336 h)	
TP1-DH1-IE30-LS-M09-D20_New	3.170E-03	4.050E-03	6.960E-03	1.406E-02	228
TP1-DH1-IE30-LS-M09-D20_25years	3.489E-03	4.672E-03	8.203E-03	1.640E-02	204
TP1-DH1-IE30-LS-M09-D20_42years	4.382E-03	5.849E-03	1.012E-02	2.030E-02	156
TP1-DH2-IE30-LS-M09-D20_New	2.000E-03	2.610E-03	4.840E-03	9.450E-03	348
TP1-DH2-IE30-LS-M09-D20_25years	2.161E-03	2.878E-03	5.032E-03	1.004E-02	324
TP1-DH2-IE30-LS-M09-D20_42years	2.241E-03	2.997E-03	5.273E-03	1.055E-02	312
TP2-DH1-IE30-LS-M09-D20_New	8.000E-05	1.200E-04	2.400E-04	4.300E-04	6570
TP2-DH1-IE30-LS-M09-D20_25years	8.800E-05	1.380E-04	3.090E-04	7.910E-04	2676
TP2-DH1-IE30-LS-M09-D20_42years	1.540E-04	2.360E-04	5.150E-04	1.367E-03	1440

Afin de permettre de mieux comprendre l'influence respective de chaque type de défaillance (DEF), la figure 5 présente la répartition des causes de défaillance. Y sont illustrées les proportions de défaillances majeures ou létales (LET) et mineures ou réparables (REP) des principales pièces d'équipement – disjoncteur à haute tension (DJ\_HT), transformateur (TP) et transformateur de courant (TC\_HT) – et d'incidents d'exploitation, qui comptent ensemble pour plus de 95 % des causes. Deux mesures de conception permanentes, soit le *statu quo* (1 DHT) et l'ajout d'un deuxième disjoncteur (2 DHT) pour les deux séries de modèles (N-1 et N-2), y sont illustrées. Pour 2 DHT N-1 et 2 DHT N-2, seules les défaillances de transformateur sont significatives, car le transit par le deuxième DHT assure une redondance très efficace. Dans le cas de 1 DHT, le pourcentage est très similaire pour les simulations N-1 et N-2.

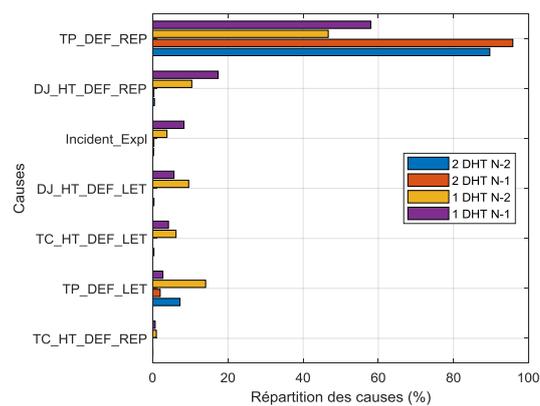


Figure 5 : Influence des défaillances

Si l'on s'intéresse à la mesure de conception permanente du *statu quo* (1 DHT), on voit que la cause la plus fréquente est une défaillance mineure du transformateur, les défaillances majeures étant plus rares. Une défaillance mineure peut être corrigée en seulement quelques jours, mais il faut deux mois pour remplacer le transformateur. La figure 6 représente toutes les combinaisons des causes N-1 et N-2, avec un niveau de risque acceptable arbitraire d'une fois tous les 100 ans, à titre de référence.

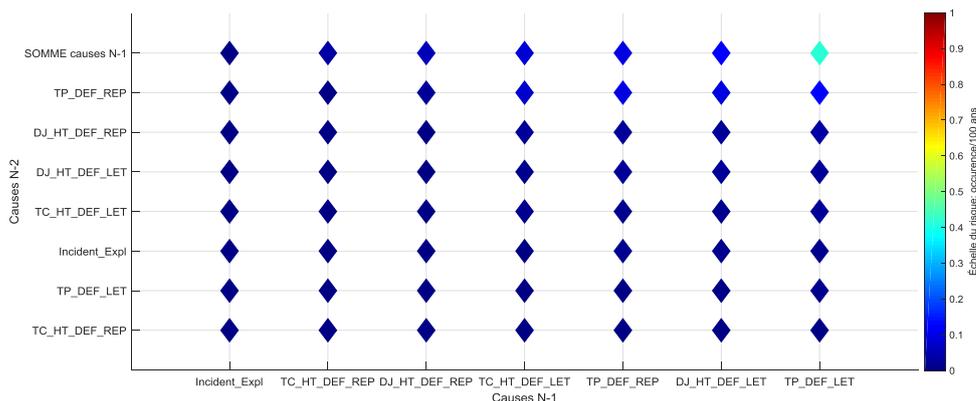


Figure 6 : Combinaisons de causes N-1 et N-2 d'une perte de charge

La défaillance majeure d'un transformateur (Tr\_Ma\_F) est la cause N-1 la plus importante, constituant un risque d'à peu près 0,4 occurrence/100 ans. Le risque total, soit la somme des causes N-1, est d'environ 0,8 occurrence/100 ans. En d'autres termes, après une défaillance majeure d'un transformateur, la moitié des risques sont associés à des défaillances mineures du deuxième transformateur et l'autre moitié, à d'autres causes de défaillance.

Le temps de réparation des défaillances mineures (RDM) et le temps de remplacement des transformateurs (RTP) sont des paramètres de première importance. La figure 7 montre la dépendance du risque pour ces paramètres, où 1 DHT RDM 2 j représente un temps de réparation de deux jours et 1 DHT RTP 60 j, un temps de remplacement du transformateur de deux mois. Ces valeurs sont utilisées dans les études originales (*ori*). La faible variation du risque lié au temps de remplacement des transformateurs peut s'expliquer par leur faible taux de défaillances majeures (figure 5).

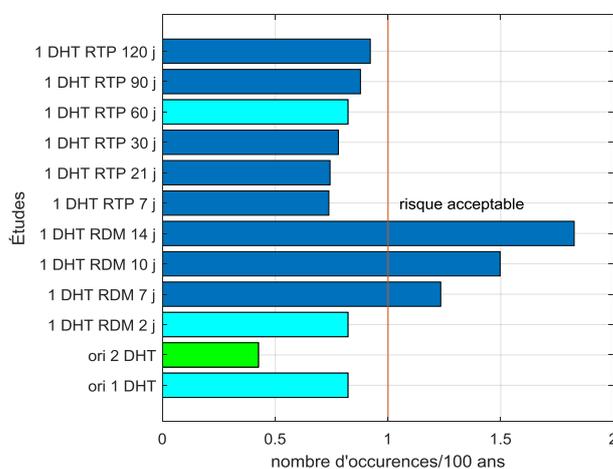


Figure 7 : Dépendance du risque par rapport au temps de réparation et au temps de remplacement des transformateurs

Afin de ne pas dépasser la limite de risque d'une occurrence par 100 ans, le temps de réparation devrait être compris entre 2 et 7 jours, avec une valeur cible de 5 jours. L'effort de réduction du temps de remplacement du transformateur a une influence moindre. À titre de comparaison, il semble que l'ajout d'un second disjoncteur à haute tension pour réduire le risque constitue une bonne approche, puisque la moitié de la valeur cible est atteinte (barre verte à la figure 7).

Selon la matrice de risque utilisée par Hydro-Québec TransÉnergie, les niveaux de risque calculés sont qualifiés de faibles (maîtrisés, sans qu'il soit nécessaire de prendre d'autres mesures d'atténuation ; surveillance seulement). Les types de risques jugés pertinents ici sont les suivants : le niveau de perte de puissance, les risques financiers et la perception négative des médias et du public. Toutefois, il

n'existe pas de niveaux quantitatifs de risques acceptables clairement définis qui pourraient être utiles au processus décisionnel final.

- Étape 3 : Délibérations et prise de décision

Cette étape comprend les délibérations et la prise de décision finale. Les risques susmentionnés servent de critères de décision dans le processus décisionnel éclairé par l'analyse, auxquels s'ajoutent les coûts (ratio avantages-coûts). La figure 8 illustre la structure du processus décisionnel.

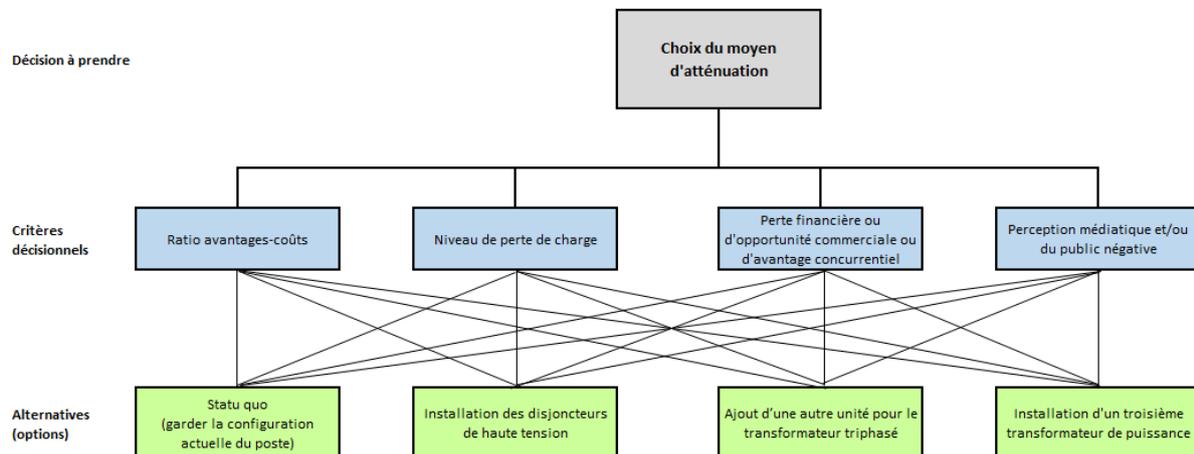


Figure 8 : Critères de décision dans le processus décisionnel éclairé par l'analyse du risque

Pour ces études, le ratio avantages-coûts a été calculé au moyen de l'approche traditionnelle. Les résultats obtenus montrent que les mesures analysées ont un ratio avantages-coûts inférieur à 1,0. Au moment d'écrire ces lignes, le processus de délibération n'était pas terminé et la décision finale n'avait pas encore été prise.

#### 4. Conclusions

Le présent article propose un cadre intégré pour un processus décisionnel global en tenant compte des risques pour la gestion des actifs, ce processus étant considéré comme un système de systèmes adaptatifs complexes. Cette approche assure une meilleure caractérisation de l'environnement opérationnel et commercial complexe des sociétés d'électricité modernes.

Une étude de cas portant sur des modifications potentielles à la conception d'un poste stratégique d'Hydro-Québec TransÉnergie a démontré l'applicabilité de la méthode proposée. Elle a notamment montré qu'il est nécessaire de définir des niveaux quantitatifs de risques acceptables par type afin d'appuyer une prise de décisions efficace en gestion des actifs.

#### RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] AVEN, T. « Risk assessment and risk management: Review of recent advances on their foundation », *European Journal of Operational Research*, vol. 253, 2016, p. 1-13.
- [2] BALE, C.S.E., L. VARGA et T.J. FOXON. « Energy and Complexity: New ways forward », *Applied Energy*, vol. 138, 2015, p. 150-159.
- [3] CATRINU, M.D. et E.E. NORDGARD. « Integrating Risk Analysis and Multi-Criteria Decision Support under Uncertainty in Electricity Distribution System Asset Management », *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 96, 2011, p. 663-670.
- [4] DASHTI, R. et S. YOUSEFI. « Reliability Based Asset Management in Electrical Distribution Systems », *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 112, 2013, p. 12-136.
- [5] EPRI et WOLF CREEK NUCLEAR OPERATING COMPANY. « Guide for Predicting Long-Term Reliability of Nuclear Power Plant Systems, Structures and Components », EPRI, Palo Alto (Californie), Burlington (Kansas), 1002954, 2002, 210 p.
- [6] GAHA, M., D. KOMLJENOVIC, C. LANGHEIT, N. DE GUISE, A. ZINFLOU et M. BOURGEOIS. « Probabilistic Monte-Carlo Simulation to assess Distribution Network Reliability », CIGRÉ, Paris, 2016.

- [7] ORGANISATION INTERNATIONALE DE NORMALISATION (ISO). *ISO 31000:2018, Management du risque – Lignes directrices*, novembre 2018.
- [8] ORGANISATION INTERNATIONALE DE NORMALISATION (ISO). *ISO 55000:2014, Gestion d'actifs – Aperçu général, principes et terminologie*, janvier 2014.
- [9] KHUNTIA, S.R., J. LUIS-RUEDA, S. BOUWMAN et A.M.M VAN DER MAIJDEN. « A literature survey on asset management in electrical power (transmission and distribution) system », *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2016, p. 1-11.
- [10] KOMLJENOVIC, D. *Prise de décisions en gestion des actifs industriels en tenant compte des risques*, 284 p. Thèse de doctorat, Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR), 2018.
- [11] KOMLJENOVIC, D., M. GAHA, G. ABDUL-NOUR, C. LANGHEIT et M. BOURGEOIS. « Risks of Extreme and Rare Events in Asset Management », *Safety Science*, vol. 88, 2016, p. 129-145.
- [12] NASA. OFFICE OF SAFETY AND MISSION ASSURANCE. NASA HEADQUARTERS. *NASA Risk-Informed Decision-Making Handbook, NASA/SP-2010-576, version 1.0*, NASA/SP-2010-576, version 1.0, avril 2010, 128 p., [En ligne].  
<https://ntrs.nasa.gov/archive/nasa/casi.ntrs.nasa.gov/20100021361.pdf>
- [13] RENN, O., C. LUCAS et A.J. HAAS. « Things are different today: the challenge of global systemic risks », *Journal of Risk Research*, 2017, p. 1-16.
- [14] THE INSTITUTE OF ASSET MANAGEMENT. *Asset Management – an anatomy V3*, décembre 2015, 84 p.
- [15] TRAVERS, W.D. *Staff Requirements – SECY-98-14 – White Paper on Risk-Informed and Performance-Based Regulation*, U.S. Nuclear Regulatory Commission – NRC, mars 1999, 7 p., [En ligne].  
<http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML0037/ML003753601.pdf>
- [16] TRUDEL, G., J.P. GINGRAS et J.R. PIERRE. « Designing a Reliable Power System: Hydro-Québec's Integrated Approach », *Actes de l'IEEE*, vol. 93, n° 5, mai 2005, p. 907-917.
- [17] WOODS, D.D. « Four concepts for resilience and the implications for the future resilience engineering », *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 141, 2015, p. 5-9.
- [18] Groupe de travail C1.25 CIGRÉ. « Asset Management Decision Making Using Different Risk Assessment Methodologies », rapport 541, juin 2013, 125 p.
- [19] ZIO, E. « Challenges in the vulnerability and risk analysis of critical infrastructures », *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 152, 2016, p. 137-150.