Analyse d'état des centrales hydroélectriques

Autor(en): **Géhant, Benoit / Rey-Mermet, Samuel / Gazeau, Franz**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **104 (2013)**

Heft 11

PDF erstellt am: **28.03.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-856550

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Analyse d'état des centrales hydroélectriques

Optimiser un plan d'investissement par la performance

Les CFF ont mandaté Hydro Exploitation et Oxand pour réaliser une analyse d'état des composants de leurs centrales hydroélectriques et élaborer des scénarios d'investissement permettant de garantir la performance des installations à différents horizons. L'utilisation de méthodes de quantification des risques et du vieillissement des installations permet de comparer la performance des scénarios proposés. Il est ainsi possible de dégager rapidement des opportunités d'économies, compatibles avec les objectifs de performance des installations dans la durée et le niveau de risque résiduel que le propriétaire est prêt à prendre. Éclairages sur la méthode utilisée et les principaux enseignements.

Benoît Géhant, Samuel Rey-Mermet, Franz Gazeau

Plus que dans tout autre secteur d'activité, l'élaboration de scénarios d'investissement et de maintenance [1] pour les ouvrages hydroélectriques nécessite une vision à long terme. D'une part, les investissements à consentir sont importants et leur coût pèse significativement dans les charges d'exploitation. D'autre part, comme l'investissement initial ne peut être amorti que sur la durée limitée d'une concession, toute dépense superflue peut grever la rentabilité finale d'un aménagement, de même que toutes les sources d'indisponibilités des ouvrages, qui viennent réduire la capacité de production et donc les recettes.

Par ailleurs, la durée de vie des ouvrages représente en soi un défi, dans la mesure où il faut gérer le vieillissement des différents types de composants avec des échelles de temps très différentes selon les domaines. Alors que la durée de vie des ouvrages de génie civil se compte aisément en décennies, celle des équipements électromécaniques présente plus de variabilité en fonction des sollicitations et des programmes de maintenance dont ils bénéficient. Ainsi, certains composants sont révisés, voire remplacés pour les plus modestes, plusieurs fois au cours de la durée de vie de l'aménagement. L'impact de ces grosses opérations de maintenance sur le résultat financier de la concession est d'autant plus conséquent qu'elles sont souvent associées à des pertes de recettes dues aux indisponibilités de production. Toute maintenance lourde reportée dans le temps ou non réalisée représente donc un gain financier net, à condition de maîtriser les conséquences de ce report sur la performance et la disponibilité de l'outil de production.

En effet, contrairement aux indisponibilités nécessaires à la maintenance planifiées aux périodes les plus favorables, les indisponibilités fortuites peuvent représenter des coûts très importants. Non seulement elles peuvent survenir à n'importe quel moment et notamment à des périodes où l'énergie est chère, privant le propriétaire d'une recette d'autant plus importante, mais surtout leur caractère fortuit peut remettre en cause des engagements pris sur le long terme et nécessiter l'acquisition d'énergie sur les marchés plus incertains de court terme. Réduire le risque d'une indisponibilité fortuite représente donc un enjeu important pour la rentabilité d'un aménagement hydroélectrique.

Mais pour les CFF, l'enjeu de la disponibilité ne se limite pas à des questions de rentabilité. En effet, les CFF sont propriétaires et exploitants de 8 centrales hydroélectriques assurant la production du courant de traction ferroviaire. Du fait de ses caractéristiques techniques spécifiques (courant monophasé à fréquence 16 Hz 2/3), il ne peut pas être acheté sur le marché européen aussi facilement que du courant industriel à 50 Hz : hormis la possibilité de se fournir auprès des réseaux ferroviaires voisins utilisant le même standard (Deutsche Bundesbahn en Allemagne et Österreichische Bundesbahn en Autriche), tout autre approvisionnement ne peut se faire qu'au travers de l'une des 6 stations de conversion que possèdent les CFF. Et la stabilité du réseau électrique doit être assurée par un équilibre production – consommation d'autant plus précaire que l'horaire cadencé génère d'importantes variations de consommation toutes les heures. De plus, la configuration du réseau induit des contraintes supplémentaires sur la disponibilité des moyens de production situés dans certaines régions.

Ainsi est donc posé le cadre de l'étude réalisée par Hydro Exploitation et Oxand pour les CFF. L'équation que l'on doit résoudre est finalement simple et de bon sens : quelles sont les opérations de maintenance à réaliser dans les prochaines

Niveau	Libellé	Définition
1	Excellent	Composant neuf ou jeune, assurant totalement sa fonction
2	Bon	Composant usagé mais assurant totalement sa fonction moyennant une maintenance courante régulière et habituelle pour ce type de composant
3	Passable	Composant usagé, assurant sa fonction moyennant des besoins en maintenance qui augmentent ; la surveillance met en évidence les premiers signes avant-coureurs de défaillance
4	Mauvais	Composant obsolète, qui n'assure sa fonction que moyennant une maintenance hors normes ; le risque de défaillance peut rester élevé et/ou il peut ne plus exister de pièces de rechange

Tableau 1 Niveaux qualitatifs utilisés pour estimer l'état des ouvrages et équipements.

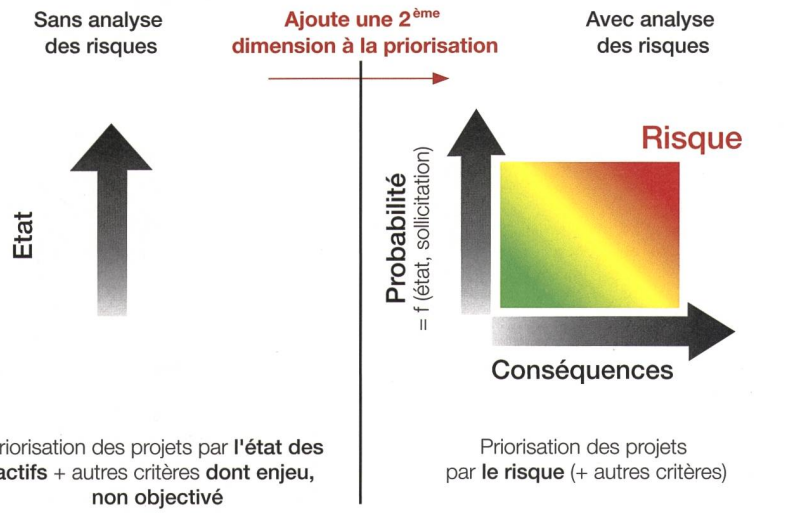


Figure 1 Apports de l'analyse de risques pour la priorisation des projets.

années pour garantir une performance optimale des centrales en termes de coût et de disponibilité jusqu'à l'échéance des différentes concessions, sans réaliser d'investissement inutile ni grever les coûts d'entretien ? L'exploitant des centrales, qui en connaît le fonctionnement et les petits défauts dans les moindres détails, a souvent élaboré lui-même sa solution, répondant à son ambition, toute à son honneur, de performance technique. Mais rechercher la solution optimum dans un contexte économique qui peut varier brutalement, notamment en fonction des prix de l'énergie, n'est pas aussi évident qu'il y paraît et nécessite de prendre du recul. En l'occurrence, ce recul est apporté (1) par l'intervention d'un tiers expert pour analyser l'état des centrales, (2) par l'utilisation d'une méthode d'analyse des risques pour hiérarchiser les besoins de maintenance et (3) par l'optimisation visant à objectiver le rapport coût-bénéfice des différents scénarios proposés.

Etape 1 : analyser l'état des centrales, expertiser

La première phase de l'étude s'apparente à ce qu'on a coutume d'appeler un diagnostic d'état. Il s'agit en effet de recueillir les différentes informations disponibles et de les compiler pour dire si chaque ouvrage ou équipement est capable de remplir la fonction pour laquelle il est conçu.

A l'image de ce qui se passe quand on va réaliser un bilan de santé chez le médecin, le diagnostic d'une installation repose sur des observations visuelles et des mesures, à l'instant T et dans le passé, pour mettre en lumière les phénomènes évolutifs ; le diagnostic repose également sur l'historique de maintenance (révisions, entretien courant) et des incidents. Mais ces constats factuels, aussi précis et détaillés qu'ils soient, ne prennent toute leur signification que par rapport à une population d'objets similaires, sous l'œil d'un expert capable d'évaluer la conséquence de ses observations sur la santé de l'individu. Il s'agit en quelque sorte, de répondre à la fameuse question : « C'est grave docteur ? »

Dans le cadre des centrales, l'analyse d'état des ouvrages et matériels est menée par des spécialistes des différents métiers concernés : génie civil, mécanique des structures et des machines, électromécanique, électricité et télématique. Dans le cadre du projet des CFF, ce sont les experts de l'ingénierie de Hydro Exploitation qui réalisent cette tâche. Grâce à une expérience différente de celle des exploitants et ingénieurs qui interviennent habituellement sur l'installation, ils apportent un regard neuf, neutre et critique sur les pratiques de l'exploitant en termes de maintenance, mais parfois aussi sur des particularités de conception.

Les résultats de l'analyse d'état sont présentés par « systèmes élémentaires » de chaque centrale : prises d'eau, barrage, ouvrages d'amenée, conduites forcées, turbines, alternateurs… L'état de chaque système élémentaire est présenté sur une échelle qualitative à 4 niveaux, ce qui fournit une vision synthétique de l'état des différents composants (Tableau 1). Cette échelle, en précisant les critères de classement d'un équipement, permet également d'harmoniser l'avis des différents experts sur la base de critères aussi objectifs que possible. Ainsi, les écarts sont notamment atténués entre les cinétiques de vieillissement différentes suivant les types de matériel.

Le bilan de santé est complété par des hypothèses sur l'origine des pathologies observées, des besoins d'investigations complémentaires ou des préconisations de traitement. À ce stade, les recommandations ne sont classées ni par ordre d'importance ni par ordre d'urgence.

Etape 2 : analyser les risques

L'apport de l'analyse des risques par rapport à la simple analyse d'état est comparable à ce qu'a apporté, dans le domaine de la médecine, le passage de la radiographie au scanner. Dans les deux cas, l'analyse révèle une dimension supplémentaire qui était sous-jacente et nécessitait auparavant une interprétation humaine. En effet, en identifiant les conséquences potentielles en cas d'évolution défavorable des pathologies, l'analyse des risques formalise la dimension de la gravité sur les ouvrages (Figure 1), généralement appréhendée de façon empirique et intuitive par l'exploitant.

L'analyse des risques est menée suivant le processus décrit par la norme ISO 31000, la référence en la matière. Concrètement, elle consiste à répondre à la question suivante : « Que pourrait-il se passer, et avec quelle probabilité, si on laissait évoluer les ouvrages sans ne rien faire ? ». Ou plutôt sans ne rien faire de plus qu'aujourd'hui car l'exploitant assure en général un entretien, a minima une surveillance, dont il faut tenir compte dans l'analyse. La réponse à cette question tient également compte des dispositions constructives ou de conception permettant de limiter la survenue des risques ou leurs conséquences, par exemple l'action des protections automatiques arrêtant une turbine en cas d'incident.

L'estimation des conséquences consiste à déterminer à quel niveau les enjeux du propriétaire (indisponibilité et coûts, mais aussi sécurité et impact sur le réseau) pourraient être impactés en cas de réalisation du risque. Les conséquences sur la sécurité humaine et l'impact sur le réseau sont évaluées directement sur une échelle qualitative à six niveaux. L'indisponibilité de l'installation et les coûts de remise en état font l'objet d'une évaluation quantitative (nécessaire pour l'étape d'optimisation) traduite sur la même échelle qualitative à six niveaux.

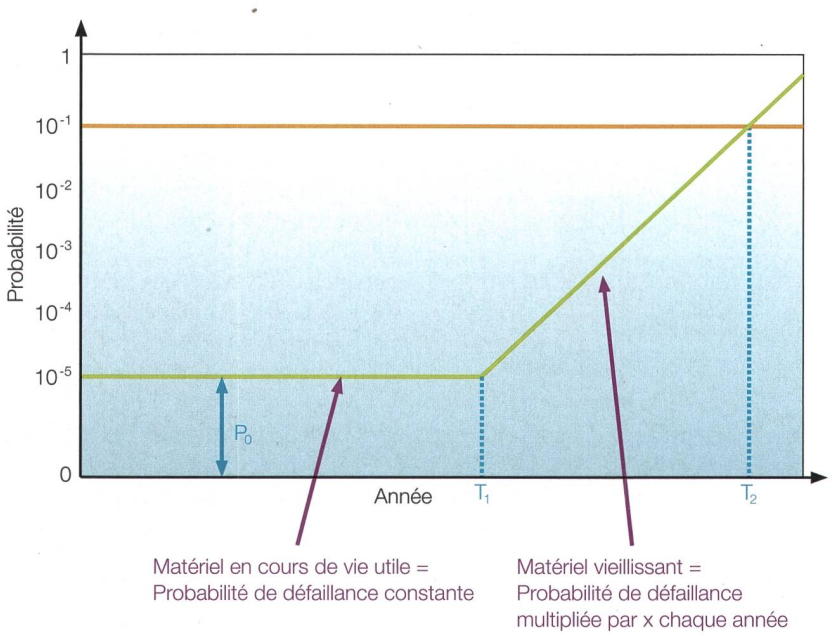


Figure 2 Modèle de loi de vieillissement simplifié.

Pour sa part, la probabilité de défaillance est déterminée de façon qualitative, en se basant sur un modèle de vieillissement qui correspond à une simplification de la traditionnelle « courbe en baignoire » des études de fiabilité: en faisant abstraction des « défauts de jeunesse », quasiment sans objet sur les ouvrages étudiés, on estime qu'un composant qui n'a pas atteint sa durée de vie utile présente une probabilité de défaillance constante et que cette probabilité va augmenter régulièrement dans la période de vieillissement (**Figure 2**). Sur la base de l'analyse d'état, l'expert se prononce sur le fait que le composant a entamé son vieillissement ou non (on se trouve après ou avant T1), sur la probabilité de défaillance intrinsèque du composant P0 et sur l'échéance à laquelle il est pratiquement certain que le risque se produira (fin de vie technique) (T2) [2].

Les risques identifiés sont représentés dans une matrice de risques (**Tableau 2**) dont les cases colorées renseignent sur la nécessité ou non de réaliser des actions. Tandis que les risques situés dans les cases rouges nécessitent une action à court terme dans tous les cas, les risques jaunes et blancs ne nécessitent une action que si elle est économiquement justifiée.

Ainsi sont identifiées les priorités d'action et les marges d'optimisation par le report d'actions initialement prévues à court terme et qui ne sont pas économiquement justifiées.

Etape 3: optimiser le plan d'actions

La cartographie des risques élaborée à l'étape précédente, pour utile qu'elle soit dans la détermination des priorités d'action à court terme, ne représente qu'une photographie au moment de l'analyse et ne tient pas compte du vieillissement des matériels qui peut amener certains risques vers les zones de criticité élevée à l'horizon de quelques années.

En particulier pour les risques purement économiques, la décision de réaliser une action peut être prise sur la base de l'estimation du rapport coût-bénéfice qui augmente dans le temps: plus un investissement est retardé, moins celui-ci coûte (en tenant compte de l'actualisation financière) et plus le bénéfice apporté est grand (car le coût du risque augmente avec le vieillissement). Il existe donc un moment optimum pour réaliser cette action.

Néanmoins, la plupart des actions de maintenance sur les installations hydroélectriques engendrent des indisponibilités programmées dont on peut souvent réduire le nombre en regroupant des opérations; certaines opérations se voient donc avancées par rapport à leur optimum et d'autres retardées. Tout l'art de l'optimisation consiste à identifier les opérations qui peuvent être retardées sans prendre trop de risques et celles qui doivent être réalisées rapidement sous peine d'avarie coûteuse. A l'inverse, certaines opérations peuvent être avancées sans impacter trop sensiblement le budget.

Cette logique d'optimisation est naturellement mise en œuvre par les exploitants et propriétaires de centrales, et ce depuis des années, sur la base de leur expérience et de leur propre expertise. Mais les gains dus à l'optimisation ne sont pas toujours mesurables et reposent sur un raisonnement très subjectif. La démarche d'optimisation mise en œuvre permet, grâce à une simulation du coût du risque, d'objectiver les gains que procure le décalage ou le regroupement d'opérations de maintenance. Elle permet également de comparer plusieurs scénarios ou plusieurs stratégies d'actions pour résoudre un même problème (typiquement: maintenance préventive vs. surveillance, puis maintenance curative).

La démarche d'optimisation repose sur une simulation de l'évolution des risques dont la probabilité évolue suivant

Probabilité \ Gravité	I	II	III	IV	V	VI
F						
E	6		1			
D	4	1	2	1		1
C	3	2	3	1		
B	6	1	5			3
A	2					3

Tableau 2 Exemple de matrice de risques - les chiffres représentent le nombre de risques dans la case.

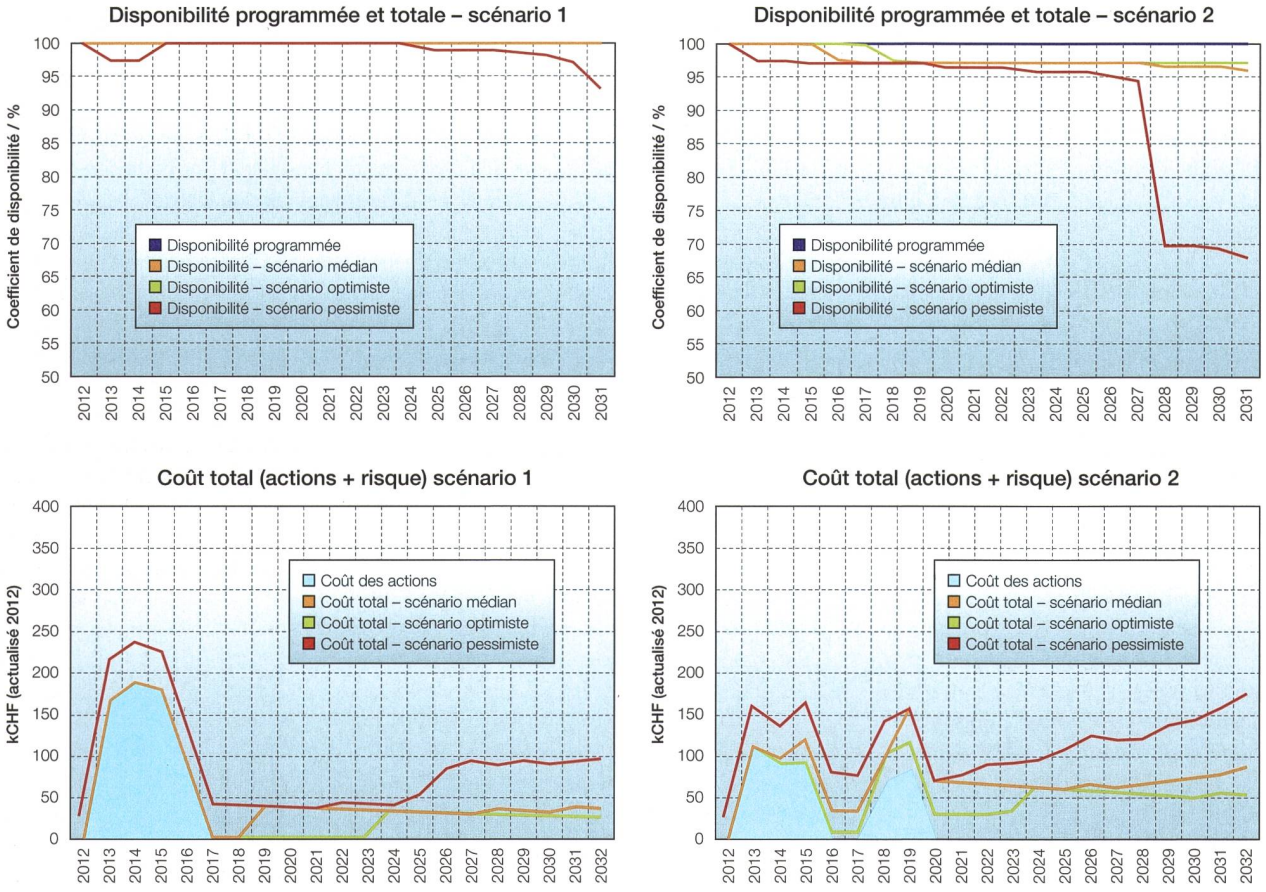
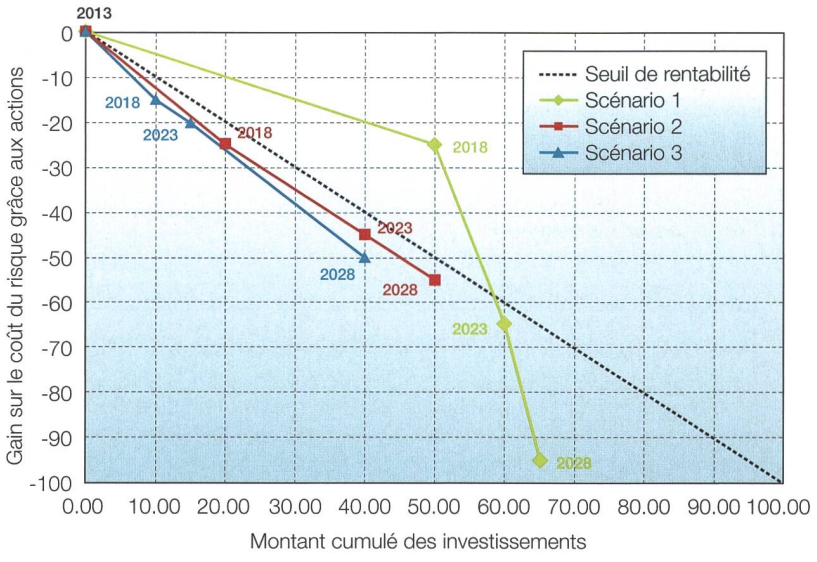


Figure 3 Exemple de résultat de simulation pour 2 scénarios.

la loi de fiabilité simplifiée déterminée à l'étape précédente. Nous identifions différents scénarios de maintenance dont nous souhaitons tester l'efficacité et, pour chaque année de l'horizon de temps considéré, nous simulons l'impact des risques, en termes d'indisponibilité (indicateur: taux de disponibilité fortuit et global) et de coût financier (indicateur: provision nécessaire pour couvrir le coût du risque). Sur l'exemple de résultats de simulation donné à la **Figure 3**, on constate que le scénario 1 est plus coûteux à court terme mais limite la dégradation des performances sur le long terme; en période d'économies à court terme, ou dans un environnement incertain où le rôle de la centrale pourrait être réévalué à long terme (fin de concession, construction d'une nouvelle centrale), on pourrait privilégier le scénario 2.

Il est alors possible de comparer, pour chaque scénario, le coût cumulé du risque avec le coût cumulé des actions de maintenance, ce qui donne une idée du rapport coût – bénéfice de chaque scénario aux différents horizons de temps: un scénario est rentable s'il permet de réduire le coût du risque en plus du montant des dépenses réalisées. Dans le graphique de la **Figure 4**, la ligne diagonale représente l'équilibre coût du risque = coût des actions; les scénarios rentables se trouvent au-dessous de cette ligne et plus un scénario est rentable, plus il se trouve en bas à gauche. Comme nous avons représenté 3 horizons de temps différents (2018, 2023 et 2028), il est possible de remarquer que les scénarios rouge et bleu sont rentables dès 2018, mais qu'il faut attendre 2023 pour que le



Figures: Oxand

Figure 4 Performance des scénarios aux échéances 2018, 2023 et 2028, exprimée en termes de gains cumulés sur le coût du risque par rapport au montant cumulé des investissements.

scénario vert le devienne ; par contre, ce dernier est le plus rentable à long terme car, malgré des dépenses plus conséquentes, il permet de réduire le coût des risques de façon encore plus importante. Le scénario choisi sera différent suivant la politique du propriétaire, à savoir s'il vise la rentabilité à court terme ou à plus long terme.

Enseignements et intérêts de l'étude

En cours de déploiement à l'ensemble des centrales des CFF, la méthode donne à l'asset manager une vision globale des investissements à réaliser et des marges de manœuvre pour la planification de ceux-ci, sur un horizon de temps allant de 10 à 15 ans. À court terme, le check-up complet réalisé par les experts de Hydro Exploitation a permis d'identifier des points de faiblesse qui pourraient être source d'incidents dans les prochaines années. Lorsque la maîtrise de l'information concernant l'état d'un ouvrage était incomplète, des investigations et études complémentaires ont été recommandées.

À plus long terme, l'asset manager dispose d'une vision synthétique des ouvrages, construite sur une base technique partagée par l'exploitant et qui tient compte des particularités locales des centrales. En ce sens, il s'agit d'une démarche « bottom-up » qui capitalise la connaissance présente sur le terrain et la formate de façon utilisable par les décideurs. En effet, la façon dont sont présentés les résultats, dans une logique de performance, facilite l'élaboration d'une stratégie de gestion des ouvrages tenant compte d'autres éléments de contexte technico-économique.

Mais au-delà de ce point, comme Hydro Exploitation et Oxand l'ont constaté sur d'autres projets, ce genre d'analyse peut également constituer un vecteur de communication du décideur vers le terrain : en objectivant le gain réel apporté par les dépenses de maintenance, il contribue à la prise de conscience des vraies priorités pour l'exploitation et la maintenance au quotidien.

Zusammenfassung **Zustands- und Risikoanalyse**

Investitionsoptimierung bei Wasserkraftwerken

Die SBB haben eine Zustandsbeurteilung ihrer acht Wasserkraftwerke durchgeführt und die Investitionen im Hinblick auf Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit optimiert. Das Garantieren der Netzstabilität im vom üblichen 50-Hz-Netz abgekoppelten 16-Hz-Bahnstromnetz ist für die SBB aufgrund des Taktfahrplans und der Energierückgewinnung eine besondere Herausforderung. Eine Optimierung darf deshalb nicht einseitig auf die Rentabilität abstellen, sondern muss auch die Verfügbarkeit der Kraftwerke und die Netzstabilität einbeziehen.
Die Analyse umfasste folgende drei Schritte: Zuerst wurde eine Zustandsanalyse durch externe Experten durchgeführt, um die SBB-eigene Einschätzung um eine Zweitmeinung zu ergänzen. Zweitens wurden in der Risikoanalyse für jede Komponente eine Ausfallwahrscheinlichkeit und die Auswirkungen eines Ausfalls bestimmt. Durch eine Risikoaggregation konnten die Verfügbarkeit sowie die Risikokosten jedes Kraftwerks berechnet werden. In einem dritten Schritt konnten so die Massnahmenpläne optimiert werden. Dabei werden kritische Risiken prioritär angegangen und nicht kritische Risiken nach wirtschaftlichen Kriterien optimiert. Je nach Zeithorizont (Ablauf der Konzession bzw. Neubau des Werks) kann eine gewisse Risikosteigerung in Kauf genommen werden bzw. lassen sich mehr oder weniger Massnahmen amortisieren.
Als Resultat der Studie steht dem SBB-Assetmanager eine Übersicht über die nötigen Investitionen in allen Kraftwerken nach einheitlichen Kriterien zur Verfügung. Dies stellt eine objektive Entscheidungshilfe aufgrund von Risiko- und Wirtschaftlichkeitsüberlegungen je nach Zeithorizont des Weiterbetriebs dar. Cr

Notes

[1] Dans le présent article, le terme de maintenance est utilisé dans son sens le plus général, c'est-à-dire l'ensemble des opérations, financées sur budget d'investissement ou d'exploitation, qui concourent à restaurer, maintenir ou optimiser les performances d'une installation. Le terme d'entretien désignera la maintenance courante, le plus souvent préventive, réalisée par l'exploitant.

[2] Compte tenu du niveau de fiabilité requis, nous considérons qu'un équipement a atteint sa fin de vie technique quand il présente plus d'une chance sur dix de connaître une défaillance chaque année.

Liens

- www.oxand.com
- www.hydro-exploitation.ch
- www.sbb.ch

Informations sur les auteurs

Benoît Géhant est ingénieur en électrotechnique diplômé de l'Ecole Supérieure d'Electricité (France). Après une dizaine d'années d'expérience dans l'ingénierie hydroélectrique et comme exploitant de centrales, il a rejoint Oxand Sàrl en 2010 comme consultant en gestion des risques et des actifs industriels, spécialisé dans le domaine hydroélectrique et les réseaux d'énergie.
Oxand Sàrl, 1005 Lausanne
benoit.gehant@oxand.com

Samuel Rey-Mermet est docteur en science des matériaux diplômé de l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne. Depuis 2010, il est en charge des analyses de risques sur les ouvrages et des études d'aptitude au service au sein d'Hydro Exploitation SA.
Hydro Exploitation SA, 1951 Sion
rms@hydro-exploitation.ch

Franz Gazeau est ingénieur mécanique diplômé de l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne. Après différentes activités dans divers secteurs de l'industrie, il a rejoint le groupe de gestion des installations de production électriques et de conversion de CFF-Energie en 2006, groupe dont il a pris la direction en 2012.
CFF Infrastructure Energie, 3052 Zollikofen
franz.gazeau@sbb.ch

Anzeige

Kennen Sie www.bulletin-online.ch schon?

Die Beiträge dieser Ausgabe finden Sie auch auf Bulletin-Online. Dort können Sie die Artikel bewerten und Ihren Kommentar abgeben. Damit aus einer Einweg-Kommunikation ein spannender Dialog wird.

Das elektronische Bulletin lädt Sie ein zum Schnuppern, zum «Durchwühlen» des Archivs und zum Lesen der aktuellsten Kurzbeiträge. Wir freuen uns auf Ihren Besuch!

www.bulletin-online.ch

Bulletin
Fachzeitschrift von Electrosuisse und VSE
Revue spécialisée d'Electrosuisse et de l'AES