

Performancebasierte Instandhaltung zur Sicherung der Rentabilität von Wasserkraftanlagen

Autor(en): **Rouge, Nicolas / Valluy, Bernard / Bircher, Alexandre**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria**

Band (Jahr): **108 (2016)**

Heft 4

PDF erstellt am: **10.08.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-939532>

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.

Performancebasierte Instandhaltung zur Sicherung der Rentabilität von Wasserkraftanlagen

Nicolas Rouge, Bernard Valluy, Alexandre Bircher, Olivier Bernard, Benoît Géhant

Zusammenfassung

Die Wasserkraftbranche steht seit mehr als fünf Jahren unter starkem Preisdruck. Um die Rentabilität der Produktionsanlagen weiterhin sicherzustellen, muss der Unterhalt weiter optimiert werden. Durch die Methode der performancebasierten Instandhaltung kann das Gleichgewicht zwischen wirtschaftlicher Rentabilität, Verfügbarkeit und Risiken verbessert werden. Der vorliegende Artikel beschreibt eine Asset-Performance-Lösung, die auf drei Säulen aufbaut: (1) Expertenwissen aus Betrieb und Instandhaltung, (2) Risikosimulation zur Berechnung der KPI und (3) klare, in ein Managementsystem eingebettete Arbeitsprozesse. Durch die Einführung eines Asset-Management-Modells gemäss der Norm ISO 55001 in Verbindung mit der performancebasierten Instandhaltung können der langfristige Wert der Wasserkraftwerke optimiert und die Sicherheit von Personen und Gütern gewährleistet werden.

Die vorgestellte Asset-Performance-Lösung wurde von den folgenden Unternehmen entwickelt: ALPIQ, Inhaber und Manager von 15 grossen Kraftwerks-Assets in der Schweiz, steuert die «best practices» im Asset-Management bei und wurde kürzlich als erstes europäisches Wasserkraftunternehmen ISO 55001-zertifiziert; HYDRO Exploitation SA stellt als auf Wasserkraftanlagen spezialisierter Asset Service Provider Anlagendaten und technisches Know-how zur Verfügung und OXAND, ein auf Infrastrukturalterung und Risikosimulation spezialisiertes Beratungsunternehmen, hat die Simulationsmethode entwickelt.

meinsam von ALPIQ, HYDRO Exploitation SA und OXAND erarbeitet und basiert auf einer 4-Schritte-Methode: (1) Datenerhebung, (2) Risikobewertung älterer Anlagen, (3) Szenariengestaltung sowie (4) Wertsimulation zur Unterstützung der Entscheidungsfindung und zur Rentabilitätssicherung von Wasserkraftanlagen.

Die Umsetzung der Lösung auf neun Schweizer Wasserkraftanlagen half den Asset Managern bei der Identifizierung und Empfehlung neuer Möglichkeiten für kurzfristige Kosteneinsparungen und zum Aufbau einer langfristigen Wertschöpfung für die Aktionäre. Im Folgenden werden zwei Fallstudien mit eindeutigen Wertschöpfungsprognosen vorgestellt. Die Ergebnisse werden für jedes Beispiel in einer Gegenüberstellung der Szenarien präsentiert: (1) das bestehende «Referenz»-Szenario, (2) das «Run-to-failure»-Szenario (bis zum Eintreten von Fehlern), (3) das Szenario «nur auf inakzeptable Risiken reagieren» und (4) das optimierte Szenario. Für den Vergleich der Szenarien wurden folgende Analysenkriterien verwendet: (a) Wertindikatoren, (b) TCO (Kosten für Massnahmen und Risiken) und (c) das damit ver-

1. Einführung

Der aktuelle europäische Strommarkt zeichnet sich durch niedrige Preise aus, die sich in den nächsten fünf bis zehn Jahren voraussichtlich nicht erhöhen werden. Niedrige Preise in Kombination mit nicht anpassungsfähigen Rahmenbedingungen bedeuten für die meisten europäischen Wasserkraftwerke eine Reduzierung der Gewinnspannen. Die Voraussetzungen für Wertschöpfung und Rentabilitätssicherung werden weder vom Markt noch von den Behörden geschaffen werden, sondern von innovativen Lösungen, die, basierend auf dem Wissen und der Erfahrung von Menschen, die mit dem Lebenszyklusmanagement von Wasserkraftanlagen vertraut sind, bessere Prognosen ermöglichen.

Dieses Konzeptpapier beschreibt eine erweiterte Asset-Performance-Management-(APM-)Lösung, die auf drei Säulen aufbaut: (1) gute Arbeitsabläufe eingebettet in ein gut etabliertes Managementsystem, (2) langjährige Erfahrung im Lebenszyklusmanagement von Wasser-

kraftanlagen und (3) innovative Technologien zum Aggregieren komponentenbezogener Risiken mit Key-Performance-Indikatoren und zur Unterstützung der Entscheidungsfindung auf oberster Managementebene. Diese Lösung wurde ge-

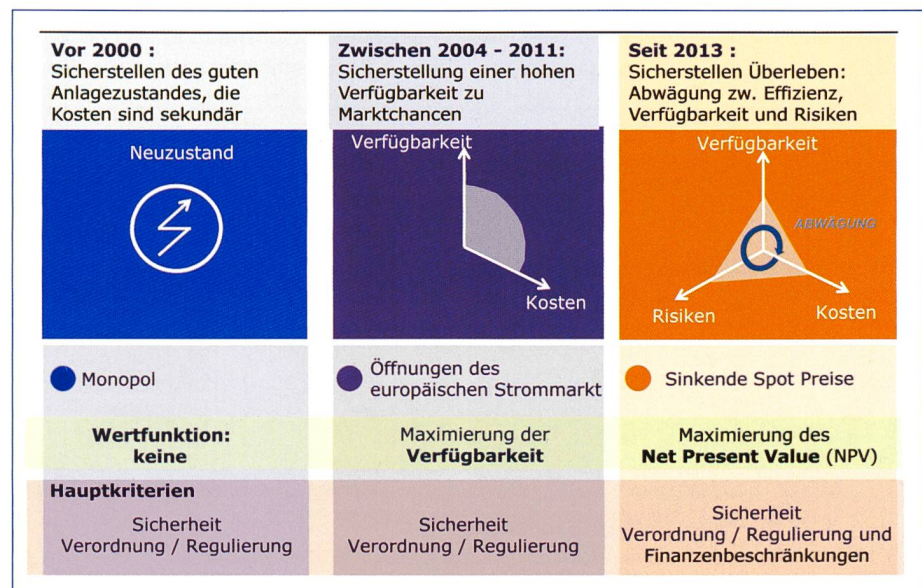


Bild 1. Sukzessiver Wandel in der Wasserkraftbranche.

bundene Restrisikolevel. Daraufhin lässt sich die beste Balance zwischen Performance, Risiken und Kosten ermitteln. Mit der vorgeschlagenen AMP-Lösung halten die Asset Manager alle Werkzeuge in der Hand, um den Erfolg ihrer Organisation ohne Kompromisse bei Sicherheit, Compliance und Nachhaltigkeit der Wasserkraftanlagen zu garantieren.

2. Wertschöpfung aus Wasserkraftanlagen: sukzessiver Paradigmenwechsel

Die Wertschöpfung für stark von Wasserkraftanlagen abhängige Unternehmen hängt von den Marktbedingungen ab. Bis in das Jahr 2000 war der Schweizer Strommarkt monopolistisch organisiert (Bild 1). Die von den Elektrizitätsunternehmen abhängigen Kunden trugen sämtliche Produktionskosten. Das Hauptziel bestand in der Gewährleistung der Stromversorgung. Daher wurde ein Instandhaltungskonzept gewählt, mit dem die Anlagen in einem optimalen Zustand gehalten werden konnten. Die Reduzierung der Produktionskosten stand nicht im Vordergrund.

2004 legten die neuen europäischen Richtlinien die Bedingungen für einen «offenen» Strommarkt fest. Von 2004 bis 2011 begann in der Schweiz eine schrittweise Öffnung des Strommarktes, was den Wettbewerb erhöhte und in diesem Zeitraum globalen Wachstums Marktchancen schuf. Unter solchen Bedingungen lag ein wichtiger Erfolgsfaktor in der Hochverfügbarkeit der Wasserkraftanlagen, damit das hohe Marktpreispotenzial ausgeschöpft werden konnte. Das Maximieren der Anlagenverfügbarkeit war ein Motor für Investitionen in die Erneuerung der Schweizer Wasserkraftwerke.

Seit 2012 hat sich der Markt drastisch verändert. Die Stromspotpreise am europäischen Markt sind dramatisch ge-

sunken. Das hat folgende Gründe: (a) Produktionsüberkapazitäten, (b) Subventionen für andere erneuerbare Energien wie Wind und Photovoltaik, (c) geringe Nachfrage aufgrund der wirtschaftlichen Stagnation und (d) niedrige Preise von Kohle und CO₂-Zertifikaten. Im Vergleich zu 2008 liegen die aktuellen Spotpreise am europäischen Markt etwa bei der Hälfte. Der Ausnahmetrend für die kommenden Jahre zeigt keine Besserung oder gar einen Rückgang dieser Entwicklung (siehe Bild 2).

Schweizer Wasserkraftunternehmen leiden unter dieser Marktsituation: Beinahe 85 % der Anlagen liegen nunmehr unterhalb des Break-Even-Points. Die Situation hat sich nach der Entscheidung der Schweizerischen Nationalbank vom 15. Januar 2015, den Wechselkurs zwischen Schweizerfranken und Euro zu liberalisieren, noch weiter verschlechtert (in der Schweiz erzeugte Energie wird auf dem Euro-Markt verkauft, die wichtigsten Ausgaben werden in Schweizer Franken abgerechnet). Zudem unterliegt die Wasserkraft in der Schweiz Wassergebühren und Steuern, die heute etwa 40 % der Produktionskosten ausmachen. Für eine Wertschöpfung der Wasserkraftanlagen ist es heute entscheidend, die Rentabilität durch Senkung der Produktionskosten zu sichern und die richtige Balance zwischen Performance, Kosten und Risiken zu finden.

3. Die drei Säulen der Asset-Performance-Management-(APM)-Lösung

3.1 Klassenbester im Asset-Management-Prozess und gut eingeführtes Managementsystem

In der Schweiz verwaltet ALPIQ zwölf der leistungsstärksten Wasserkraftwerke, wie

z. B. Grande Dixence (2000 MW), Electricité d'Emosson (390 MW) und die beiden Pumpspeicherkraftwerke (PSPP) FMHL (480 MW) und Nant de Drance (900 MW), das im Jahr 2018 in Betrieb genommen werden wird. Zur Sicherung der Rentabilität seiner Wasserkraftanlagen hat ALPIQ zwei Massnahmen ergriffen:

- Einführung eines Asset-Management-System nach ISO 55001
- Einführung eines zustands- und risikobasierten Entscheidungsprozesses zur Unterstützung von CAPEX- und OPEX-Budgetierung.

Im Jahr 2014 beschloss die Geschäftseinheit Hydro Power Generation von ALPIQ (BU SH) eine Verbesserung des bestehenden Asset-Management-Systems ausgehend von den PAS-55-Grundsätzen [2]. Als Referenz wurde die ISO-Norm 55001 ausgewählt. Im März 2015 hat Bureau Veritas die ISO-55001-Kompatibilität des Asset-Management-Systems von Alpiq geprüft, das damit als erstes Elektrizitätsunternehmen in Europa und in der Schweiz die ISO-55001-Zertifizierung erhielt.

Das von ALPIQ aufgestellte Asset-Management-System wurde auf verschiedene vertragsgebundene Asset-Systeme angewendet und betrifft drei Geschäftsprozesse: (a) Business Management, (b) Asset Management bestehender Anlagen (c) Asset Management von Investitionsprojekten. Das gemeinsame Ziel dieser drei Prozesse besteht in der Unterstützung der beteiligten Asset Manager und Vertragspartner auf verschiedenen Managementebenen. Sie können sich zudem auf einen umfassenden Qualitätsprozess beziehen, der durchgehend Verbesserungen, Informationsfluss und Risikokontrolle gewährleistet. Die Prozesse im Managementsystem stellen zudem sicher, dass das Asset-Management-System gezielt

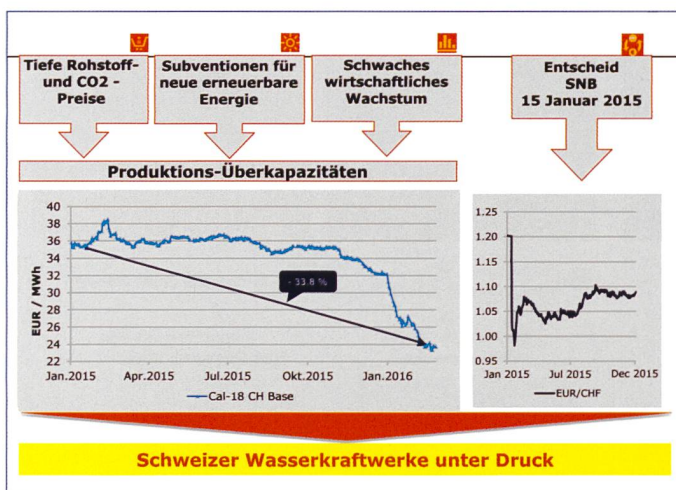


Bild 2. Druck auf Schweizer Kraftwerke.

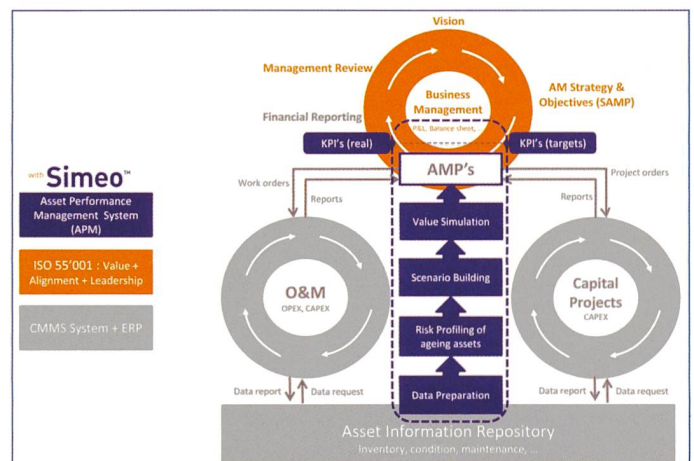


Bild 3. Asset-Management-System nach ISO 55001 mit einem APM-Entscheidungsprozess.

geschultes Personal verfügbar wird und sie gewährleisten ein effizientes Management externer Vertragspartner.

Um diese Ziele zu erreichen, wurde ALPIQ von OXAND, einem Consultingunternehmen im Asset-Performance-Management, und HYDRO Exploitation SA unterstützt. Letzteres Unternehmen ist für den Betrieb und die Instandhaltung einiger von ALPIQ verwalteten Wasserkraftanlagen verantwortlich [3].

3.2 Hohe Kompetenz im Lebenszyklus-Management von Wasserkraftanlagen

ALPIQ hat die Wasserkraftproduktion wie folgt organisiert: Betrieb und Instandhaltung sind für die meisten Anlagen an die HYDRO Exploitation SA (Asset-Dienstleistungsunternehmen) ausgelagert, während Asset-Optimierung, Trading und Vertrieb im Geschäftsbereich «Commerce & Trading» von ALPIQ zentralisiert sind. Asset-Management und Life-Cycle-Engineering bilden das Kerngeschäft der BUSH von ALPIQ, das auf die Optimierung der Lebenszykluskosten und Rentabilität von Wasserkraftanlagen ausgerichtet ist. Jedem Beteiligten wird ein konkretes Ziel vorgegeben, das zur globalen Wertschöpfung zugunsten der Aktionäre beiträgt: Optimierung der Betriebskosten durch die Asset-Dienstleistungsunternehmen, Vermögensbewertung auf dem Markt durch den Asset Optimizer, Ermittlung des globalen Portfoliowerts durch den Asset Manager. Letzterer besitzt eine führende Rolle

in der wirtschaftlichen Optimierung.

Betrieb, Instandhaltung und Überwachung von Wasserkraftanlagen bilden das Kerngeschäft der HYDRO Exploitation SA. Das Unternehmen verwaltet rund 40 Wasserkraftwerke mit einer Leistung von etwa 22 % der schweizerischen Wasserkraftkapazitäten (25 % mit Pumpspeicherkraftwerken). Diese Anlagen produzieren zusammen beinahe 16 % der Schweizer Wasserkraft und beschäftigen mehr als 300 Fachkräfte aus den Bereichen Elektrotechnik und Maschinenbau an den Produktionsstandorten. Ein zentrales Team von 80 Ingenieuren, Technikern, Projektleitern und Spezialisten unterstützt die Betreiber mit zusätzlichem Know-how bei der Bewertung des Anlagenzustands und bei Massnahmen im Falle von Mängeln und Ereignissen in den Anlagensystemen.

Alle Tätigkeiten der Betreiber liefern Daten und wichtige Informationen rund um den Lebenszyklus der Wasserkraftanlagen und werden über eine CMMS (Computerized Maintenance Management System) ausgewertet. HYDRO Exploitation SA verfügt über mehr als 10 Jahre Erfahrung in der Arbeit mit dem CMMS. Diese Daten und Informationen bilden eine wichtige Grundlage für die technischen Experten, um Erkenntnisse über den Zustand, die Risiken und die Alterung der Wasserkraftanlagen zu erzielen. Diese Erkenntnisse bilden den wesentlichen Input für die hier beschriebene APM-Lösung.

3.3 Innovative Technologie zur Darstellung der Risiken auf Komponentenebene mittels Key-Performance-Indikatoren

ALPIQ hat für jedes Kraftwerk Wertindikatoren definiert. Um alle Risiken und Massnahmen auf Komponentenebene mit diesen Systemlevel-Indikatoren zu verknüpfen, waren eine innovative Methodik und leistungsstarke Modellierungstools erforderlich:

- ein stochastischer Indikatorenwert, der Entscheidungsträgern das Restrisiko und dessen Einfluss auf Budgets und Ziele anzeigt
- die Berücksichtigung des Einflusses der Risikoeintrittswahrscheinlichkeit auf geplante Instandhaltungsmassnahmen (eine vorzeitig umgesetzte Instandhaltungsmassnahme wird die gleiche Instandhaltungsmassnahme überflüssig machen, wenn sie in der nahen Zukunft und für die damit verbundenen Risiken geplant ist).

Ein für Asset Manager von Wasserkraftanlagen verständliches Beispiel ist der Bruch der Polschafbefestigung in Generatorrotoren. Nehmen wir an, dass während einer Inspektion ein drohender Bruch der Polschafbefestigung festgestellt und deren Auswechslung entschieden wird. Wenn der Austausch des Schafts in den folgenden Jahren geplant war, wird die Auswechslung nicht nur ein Rücksetzen der Risikoeintrittswahrscheinlichkeit für den Schaft (Ermüdungsbrüche) bewirken, sondern auch die geplante Auswechslung

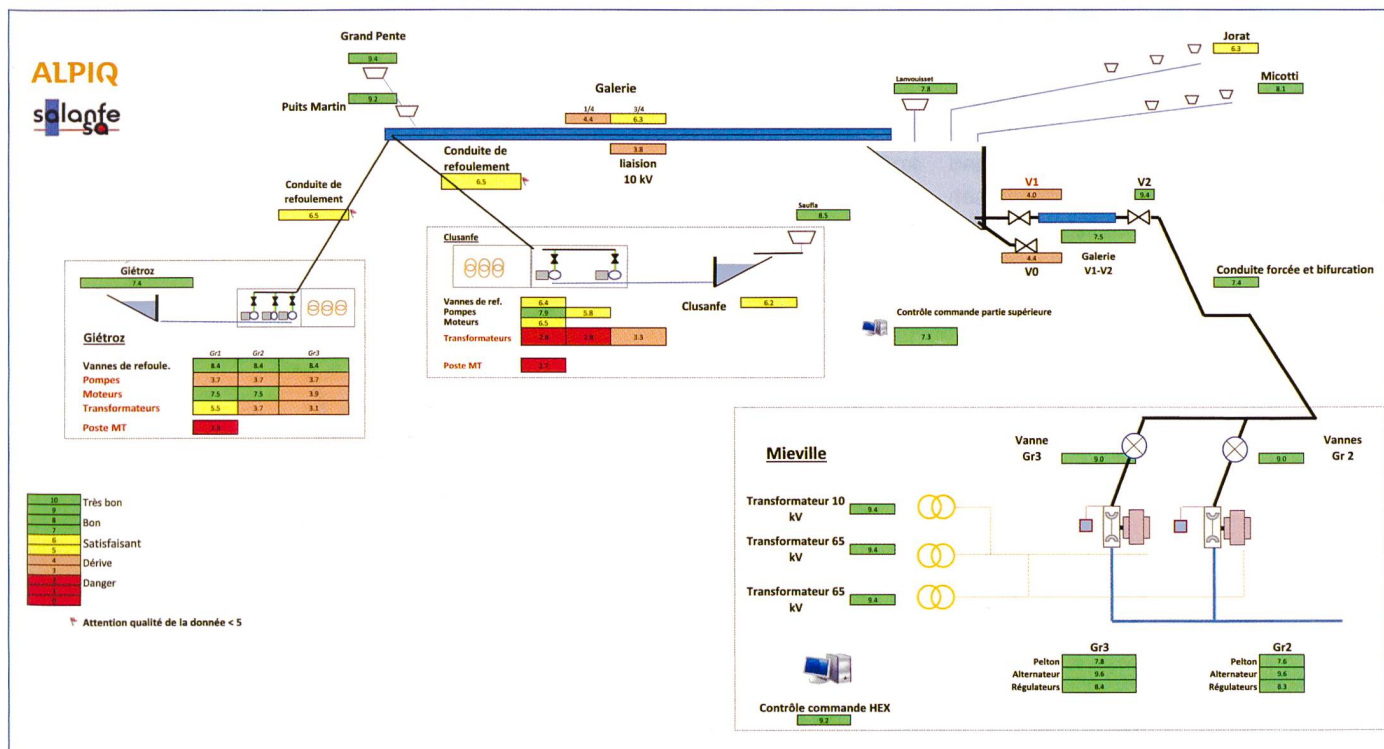


Bild 4. Beispiel für einen «Dashboard-Funktionszustand» eines Kraftwerks.

in naher Zukunft überflüssig machen.

OXAND hat mit SIMEO ein eigenes Asset-Performance-Management-System entwickelt. SIMEO ist in der Lage, das Risikoprofil der Alterung von Wasserkraftanlagensystemen zu modellieren, verschiedene Instandhaltungsstrategien oder -szenarien zu simulieren und für jedes Szenario alle Risiken auf Komponentenebene in Wertfunktionen zusammenzufassen. Der Aggregationsalgorithmus basiert auf der Monte-Carlo-Methode. Die Software ermöglicht die Bewertung verschiedener Investitionsszenarien durch die Planung von Instandhaltungsarbeiten und generiert wertvolle Business-Analysedaten, wie z. B.:

- die zeitliche Entwicklung der gesamten Risikokosten und Kraftwerksverfügbarkeit
- statistische Verteilung der wichtigen Wertindikatoren.

4. Ein 4-Stufen-Prozess zur Rentabilitätssicherung von Wasserkraftwerken

4.1 Vorbereitung der Daten und Zustandsbewertung

Der erste Schritt besteht in erster Linie in der Datenerfassung zu Ausrüstungen oder Komponenten, IH-Historie und Alterungskurven. Die relevanten Informationen stammen aus dem Computerized Maintenance Management System (CMMS) und werden vom Instandhaltungspersonal und von Ingenieuren vor Ort ermittelt.

Alle relevanten Anlagendaten werden verwendet, um Zustandsindizes der verschiedenen Komponenten zu bestimmen. Die in dieser Phase verwendete Methode wurde ausgehend von Hydro-AMP- und HAP-Methoden angepasst und mittels Best Practices in europäischen Wasserkraftwerken für leistungsstarke Kraftwerke ergänzt [4]. Dies erlaubt eine

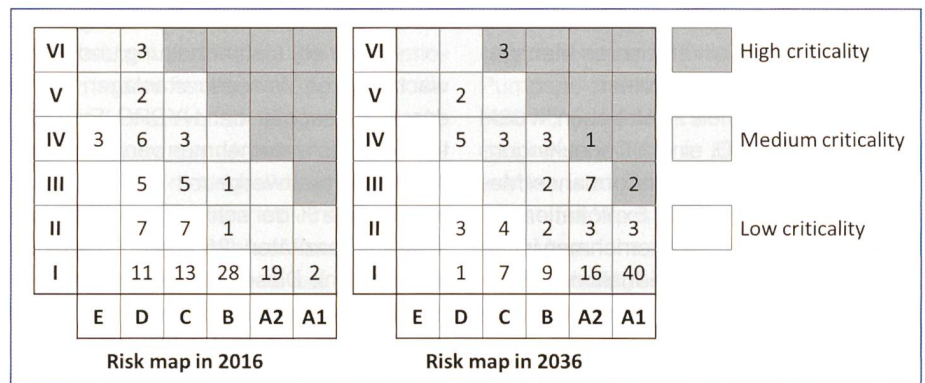


Bild 5. Beispiel der Risikomatrix 2016 (Schätzung) und 2036 (Prognose).

systematische und objektive Bewertung des Anlagenzustands.

Der Lieferumfang dieser Phase besteht in einem «Dashboard Funktionszustand» des Kraftwerks (siehe Bild 4).

4.2 Risikoprofil von alternden Anlagen (Alterung und Risikobewertung)

In diesem Schritt wird das Risikomodell anhand der in Schritt 1 gesammelten Daten sowie dank bestehenden Risiko- und Alterungsbibliotheken, Expertenmeinungen, Gutachten und Erfahrungen aufgebaut. Die Bibliotheken umfassen: (a) ein Ausfallarten-Template für jeden Anlagentyp, (b) Datenbanken zu Lebensdauer und (c) Standard-Ausfallwahrscheinlichkeiten. Die Bibliotheken nutzen das Wissen einer Gruppe von Ingenieuren und Experten verschiedener Fachgebiete mit umfassender Erfahrung in der Wasserkraftbranche.

Das Risikoprofil wird mit Blick auf zwei wichtige Aufgaben erstellt: (1) eine Funktionsanalyse des Energieschemas zur Identifizierung der entsprechenden Ausfallarten und Folgen des Ausfalls auf Systemebene, um so die Folgen des Risikos in Bezug auf einen Systemausfall abzuschätzen, (2) Definition des Parameters Alterungsrelevanz für jedes Risiko nach Alter, Zustand und Lebenserwartung der

vom Risiko betroffenen spezifischen Anlage. Dieser Schritt erfolgt durch Workshops mit den unterschiedlichen Beteiligten (Betreiber, Assetmanager, Assetoptimizer, Risikospezialist). Das in diesen Workshops generierte Wissen fließt in das Modell ein.

Risikokosten werden als Kosten für Wiederinstandstellungsmassnahmen und Nichtverfügbarkeit aufgeschlüsselt. Die direkten Kosten wurden, basierend auf einer Kostendatenbank und expliziten Schätzwerkzeugen, ermittelt, die Nichtverfügbarkeitskosten für jeden grösseren Komponentenausfall für verschiedene Ausfallzeitspannen. Abhängig von statistischen Daten und der Alpiq Price Forward Curve wurde zur Optimierung der Einnahmen ein Solver für die lineare Programmierung eingesetzt. Hauptkomponenten wurden entsprechend verschiedenen Ausfalltypen für verschiedene Ausfalldauern «ausgeschaltet». Einnahmen aus Systemdienstleistungen wurden mit einem Premiumwert für alle Kraftwerke im Alpiq-Portfolio berücksichtigt.

Ergebnisse dieser Aufgabe sind das Risikomodell und die Entwicklung der Risikomatrizen nach Alterungsgesetzen (s. Bilder 4 und 5). Diese Matrizen, unterteilt in drei Zonen, eignen sich bereits für ein erstes Ranking der Instandhaltungsar-

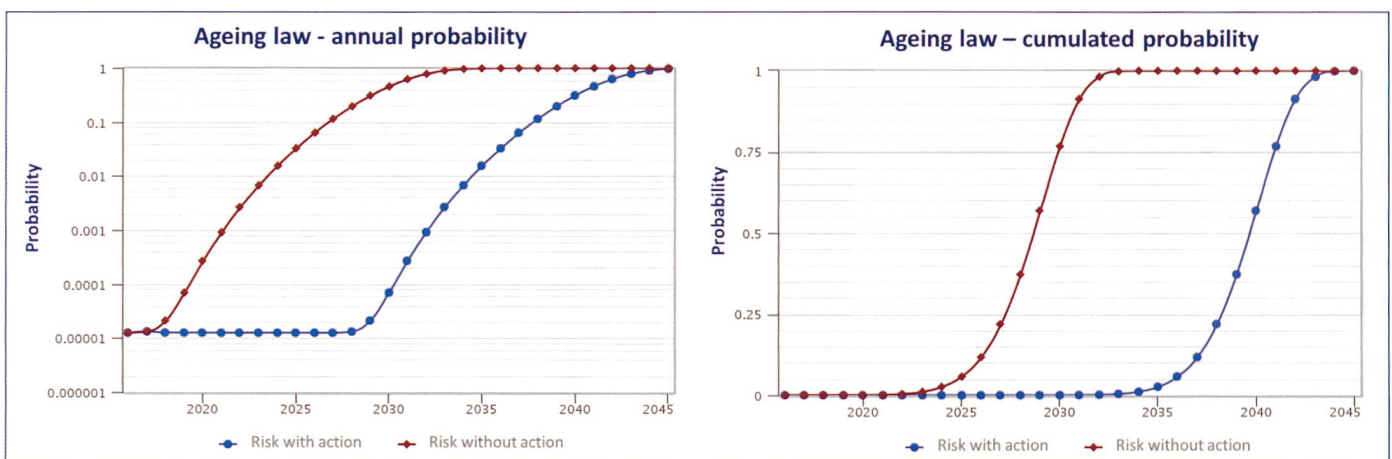


Bild 6. Beispiele für Alterungsgesetze.

beiten durch die Identifizierung der wichtigsten Risiken, die mit jedem Zeitschritt reduziert werden.

4.3 Erstellung von Investitions- und Instandhaltungsszenarien

Im Risikomodell besteht ein Investitionsszenario aus einem Set von Instandhaltungsmassnahmen, die zu unterschiedlichen Zeiten geplant sind. Jede Instandhaltungsmassnahme wirkt sich auf ein oder mehrere Risiken aus. Diese Auswirkung wird im Modell quantifiziert – vor allem in Bezug auf eine Lebensdauerverlängerung oder sinkende Alterungsrate der Anlage, aber auch im Hinblick auf die grundlegende Wahrscheinlichkeit oder Schwere, wenn die Massnahme einen zusätzlichen Sicherheitslevel bewirkt oder die Konfiguration der Anlage verändert (siehe Bild 5). Für ein Wasserkraftwerk werden daraufhin folgende Szenarien erstellt: (1) das vorhandene «Referenz»-Szenario, bestehend aus dem vom Betreiber vorgeschlagenen Erstinvestitionsplan, (2) das «Run-to-failure»-Szenario (bis zum Eintreten von Fehlern), (3) das Szenario «nur auf inakzeptable Risiken reagieren» und (4) das optimierte Szenario.

Das «Referenz»-Szenario zeichnet sich im Allgemeinen durch mittlere bis hohe kurzfristige Ausgaben und einen langfristig niedrigen Risikolevel aus. Es kann als das traditionelle Good-Practice-Szenario angesehen werden, das bei niedrigen Strompreisen unter Druck gerät.

Das erste alternative Szenario besteht immer im «Run-to-failure»-Szenario, das die Identifizierung der maximalen Kosteneinsparungen ermöglicht. Dieses Szenario ist auf kurze Sicht immer weniger kostenintensiv, kann aber auf lange Sicht zu hohen Ausgaben führen, um den hohen Risikolevel «abzudecken».

Zwischen diesen beiden unterschiedlichen Szenarien werden viele an-

dere Szenarien simuliert: nur die wichtigsten Risiken behandeln; nur Überwachung und korrektive Instandhaltung statt Ersatz; sowie alle weiteren Szenarien, die Assetmanager in Betracht ziehen und in der Simulation testen möchten. Alle werden dazu verwendet, um ein optimales Szenario für die Investitionsplanung und langfristige Wertschöpfung zu erstellen.

4.4 Wertsimulation der einzelnen Szenarien

Die verschiedenen, einem bestimmten Szenario zugeordneten Wertindikatoren werden dann mit SIMEO durch Aggregation von Risiken und Wirtschaftsdaten (Annahme zur Marktpreisentwicklung) nach einem risikobasierten Businessplan berechnet (siehe Bild 7).

5. Fallstudien

ALPIQ hat dem jeweiligen Verwaltungsrat aller Unternehmen unter ALPIQ-Management vorgeschlagen, performancebasierte Instandhaltungslösungen einzuführen. Die Studien wurden für die folgenden Elektrizitätsunternehmen durchgeführt: Salanfe SA, Forces Motrices de Hongrin-Léman SA, Grande Dixence SA, Cleuson-Dixence, Électricité d'Emosson SA, Electra-Massa AG, Énergie Électrique du Simplon SA, Kraftwerke Gouggra und die Kraftwerke im Besitz der ALPIQ Suisse AG. Die folgenden zwei Fallstudien sollen die mit der Methode erzielten Ergebnisse zu veranschaulichen.

5.1 Salanfe SA

Das 1952 errichtete Pumpspeicherkraftwerk Salanfe SA liefert mit 2 Pumpstationen und 2 Generatoreinheiten 70 MW. Das Kraftwerk wird von einem 40 Millionen Kubikmeter grossen Stausee mit einer 52 m hohen Staumauer gespeist. Die 2 Pumpstationen von Clusanfe (10 Pumpeneinheiten) und Giétroz (3 Einheiten) liefern

rund ein Drittel des Wassereinfluss. Die Anlage wird von HYDRO Exploitation SA betrieben.

Die Ziele: (1) potenzielle Einsparungen in Bezug auf die Risiken im Vergleich zum ursprünglich vom Betreiber vorgeschlagenen Instandhaltungsplan, (2) Optimierung des Massnahmenprogramms, ausgehend von Budgetzwängen und (3) Bewertung der Auswirkungen auf Wertfunktionen für verschiedene mögliche Investitionsszenarien.

Es wurden 60 Risiken identifiziert und bis zum Auslaufen der Konzession im Jahr 2032 bewertet. Vier Instandhaltungsszenarien wurden aufgestellt (siehe Bild 7). Unter diesen Szenarien ist das Referenzszenario (blau) das sicherste, aber weniger interessant in Bezug auf die Wertschöpfung. Das Szenario, das nur die kritischen Risiken (grün) behandelt, bietet die niedrigste Prognoseungewissheit, aber das grösste Risiko für eine Anlagenabschaltung. Das beste Szenario aufgrund seiner Auswirkungen auf die Wertfunktion ist das Szenario «intelligente korrektive Instandsetzung» (rot).

Die Grundidee dieses Szenarios liegt darin, keine Investitionen zu tätigen, sondern die Instandhaltung zu stärken: konsequente personelle Ressourcen, um das Fehlen von Investitionen zu «kompensieren», verstärktes Monitoring und korrektive Instandhaltung bei Bedarf.

Dieses Szenario wird den Zustand des Wasserkraftwerks am Ende der Konzession nicht ändern. Es optimiert die Betriebskosten mit zu erwartendem Ertrag und dem Risiko der Abschaltung bis zum Ende der Konzession, während es gleichzeitig die Sicherheit von Personen und Gütern gewährleistet. Die Ergebnisse sollten regelmässig aktualisiert werden, um die Marktpreisprognosen und künftig eintretende Ereignisse an der Anlage zu berücksichtigen.

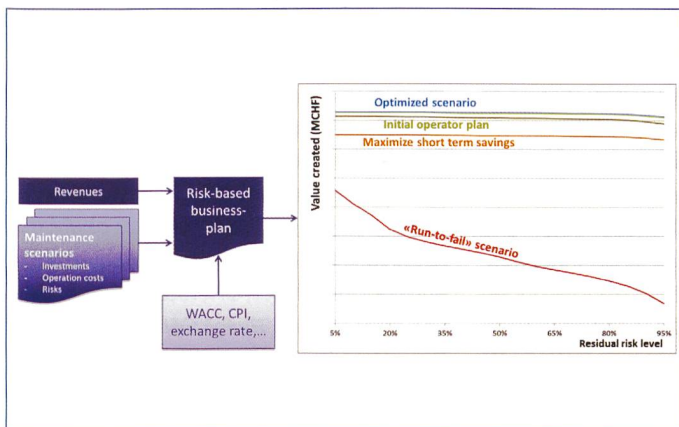


Bild 7. Prinzipien des risikobasierten Businessplans – Beispielberechnung Wertindikator (hier NPV).

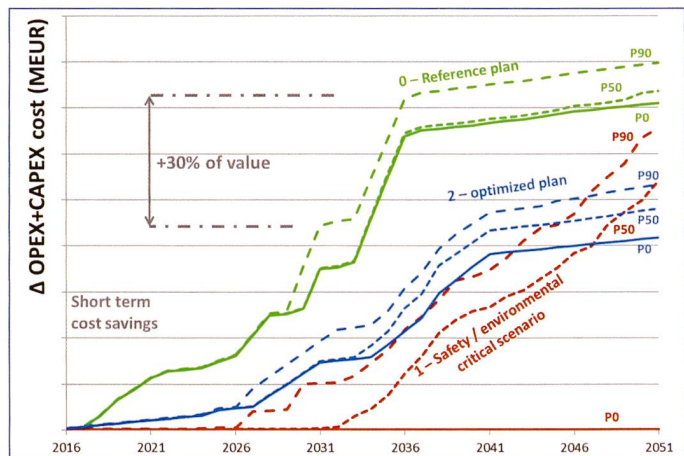


Bild 8. Salanfe SA – Wertschöpfung durch die 4 Hauptszenarien.

5.2 Forces Motrices de Hongrin-Léman SA (FMHL)

Das Pumpspeicherkraftwerk FMHL befindet sich am Ufer des Genfersees in der Nähe von Montreux. Es bestand ursprünglich aus vier 60 MW-Einheiten. Mit der Inbetriebnahme von FMHL+ (zwei 120 MW-Einheiten) wird die installierte Leistung der Pumpspeicherkraftwerke auf 480 MW erhöht, wobei aus betriebsbedingten Gründen nur 420 MW gleichzeitig betrieben werden können.

Die performancebasierte Instandhaltungsanalyse konzentriert sich auf die bestehenden vier 60-MW-Einheiten. Die Hauptziele bestanden in einer Optimierung des existierenden Instandhaltungsplans und der Identifizierung von Einsparungsmöglichkeiten im Zusammenhang mit der Inbetriebnahme von FMHL+, die eine Reservekapazität von 60 MW bereitstellt.

175 Risiken wurden mit dem Betreiber identifiziert: (42 Risiken je Gruppe [vier] und sieben Risiken für das gesamte Kraftwerk. 23 zusätzliche Sicherheitsrisiken wurden identifiziert, drei für das Kraftwerk und fünf Risiken je Gruppe). In Anbetracht der möglichen Entwicklung der Risiken werden 26 wirtschaftliche Risiken zwischen 2026 und 2046 voraussichtlich ein kritisches Level erreichen, 14 Sicherheitsrisiken werden bis 2026 als inakzeptabel prognostiziert und diesen Level bis 2046 beibehalten.

Die meisten dieser Risiken sind mit der mechanischen Ermüdung der drehenden Teile verbunden (Pumpe oder Turbinenwellen, Pumpengehäuse, Generatorpol usw.). Sie werden durch eine geeignete Routineinstandhaltung kontrolliert. Wir müssen vor allem sicherstellen, dass die Häufigkeit der Instandhaltungsarbeiten weiterhin an die Geschwindigkeit der Entwicklung von Mängeln angepasst bleibt, die zu einem Ereignis führen könnten. Des Weiteren ist es notwendig, die ersten Anzeichen von Verschleiss identifizieren zu können. Die Verringerung dieser Risiken durch verstärkte Überwachung durch den Betreiber generiert ein weiteres (rein wirtschaftliches) Risiko der Erkennung eines Mangels mit der daraus notwendigen Auswechslung oder Reparatur der betreffenden Ausrüstung (Risiko der Nichtverfügbarkeit). Dennoch ist die Kritikalität dieser zusätzlichen Risiken bei permanentem Monitoring viel niedriger als die eines Unfalls.

Es sei darauf hingewiesen, dass routinemässiges Monitoring und Instandhaltung eine Alterung nicht verhindern und dass das Risiko eines notwendigen Aus-

tauschs der Ausrüstung immer besteht.

Das korrektive Instandsetzungsszenario («Run-to-failure»-Szenario, ausser für Sicherheitsrisiken) würde durch die Verschiebung der grossen Inspektionen der elektromechanischen Komponenten (Pumpen, Turbinen, Generatoren und Transformatoren) die Kosten für die Entwicklung in den nächsten fünf Jahren um EUR 15 Mio. reduzieren. Das bedeutet jedoch ein höheres Risiko von Ausfällen. Es sei darauf hingewiesen, dass der Instandhaltungsplan von HYDRO Exploitation SA eine durchschnittliche Verfügbarkeit (für den Zeitraum) von ca. 94 % garantieren würde, während das korrektive Instandsetzungsszenario («Run-to-failure») nur eine Verfügbarkeit von 85 bis 90 % garantiert.

Bild 8 veranschaulicht, dass der optimierte Plan die kurzfristigen Ausgaben reduziert und eine langfristige Wertschöpfung für die Aktionäre generiert. Mit diesem Plan wurden EUR 30 Mio. zusätzlicher Wert generiert (+10 % des ursprünglichen NPV der Anlage). Der neue Wert ergibt sich durch eine stärkere Berücksichtigung der Inbetriebnahme des FMHL+ im Prozess der Instandhaltungsplanung der bestehenden Anlage. Dieser Ansatz ermöglicht dem Asset Manager, die erwartete Verfügbarkeit und die zufällige Nichtverfügbarkeit mit kurz-, mittel- und langfristigen finanziellen Wertindikatoren und der Definition entsprechender Performance-Indikatoren zu verbinden.

6. Schlussfolgerungen

Schweizer Wasserkraftunternehmen ohne Zugang zu Endverbrauchern stehen unter erheblichem wirtschaftlichem Druck. Die durchschnittlichen Produktionskosten liegen zwischen 5 und 6 ct/kWh, der Marktpreis dagegen bei ca. 3 ct/kWh. Die Produktionskosten lassen sich grob in ein Drittel Steuern, ein Drittel Finanzkosten und Abschreibungen und ein Drittel Instandhaltungs- und Betriebskosten einteilen. Die in diesem Artikel vorgestellte performancebasierte Instandhaltungslösung ist eine Entscheidungshilfe, die die Asset Manager dabei unterstützen soll, die Rentabilität von Wasserkraftwerken durch die Reduzierung von Betriebskosten und künftigen Amortisierungs- und Finanzkosten zu sichern.

State-of-the-Art-Managementprozesse, hohe Kompetenz im Lebenszyklusmanagement von Wasserkraftanlagen und modernste Software-Technologie bieten eine innovative Lösung zur Verbesserung der Gesamtpformance der Wasserkraft-

anlagen. Vorteile der vorgestellten Lösung:

- Fähigkeit zur Identifizierung und Implementierung neuer Massnahmenpläne mit geringeren Kosten ohne Kompromisse bei Sicherheit und Vorschriften
- starker Entscheidungssupport auf oberster Managementebene
- 10 bis 30 % Mehrwert für Aktionäre
- hohes Verständnis von Restrisiken in Verbindung mit den umgesetzten Plänen
- Wissenskapitalisierung zu Alterung, Zustand und Risiko von Vermögenswerten
- stärkste Einbeziehung aller Beteiligten.

Diese Methode ermöglicht ein agileres und reaktionsschnelleres Asset Management in einem sich wandelnden Umfeld. Die Reduzierung der Kosten für ein bestimmtes Jahr ist an sich ganz einfach. Aber wenn das Ziel darin besteht, die operativen Kosten während eines Zeitraums von mehr als 5 Jahren zu reduzieren, wird die erfolgreiche Realisierung ohne ein starkes Managementsystem zur Asset Performance weitaus schwieriger.

Referenzen

- [1] ISO 55000, 55001, 55002:2014, Gestion d'actifs – Aperçu général, principes et terminologie, actifs – Systèmes de management – Exigences, et Systèmes de management – Lignes directrices relatives à l'application de l'ISO 55001.
- [2] PAS 55, Asset Management – Part 1: Specification for the optimized management of physical assets.
- [3] Rouge, N., Bernard, O. «Gestion des actifs hydroélectriques ISO 55 000 au profit de la maintenance par la performance», Bulletin AES/VSE 2/2016.
- [4] *Hydropower Asset Management Using Condition Assessments and Risk-Based Economic Analysis*, developed by the Hydropower Asset Management Partnership: Bureau of Reclamation, Hydro-Québec, U.S. Army Corps of Engineers, and Bonneville Power Administration, 2006.

Anschrift der Verfasser

Nicolas Rouge, Bernard Valluy
ALPIQ Suisse AG, Ch. De Mornex 10
CH-1001 Lausanne
nicolas.rouge@alpiq.com

Alexandre Bircher, HYDRO Exploitation SA
Rue des Creusets 41, CH-1950 Sion
Dr. Olivier Bernard, Benoît Géhant
Oxand Sàrl, Av. Villamont 23,
CH-1001 Lausanne