

# Lebenszyklus alter Wasserkraftwerke

Christof SUMEREDER, Uwe TRATTNIG

FH Joanneum – University of Applied Sciences, Institut Energie-, Verkehrs- und Umweltmanagement, Werk-VI-Straße 46, 8605 Kapfenberg, AUSTRIA,  
Tel.: 0316/5453-6359, christof.sumereder@fh-joanneum.at, <http://www.fh-joanneum.at>

**Kurzfassung:** Mit der Elektrifizierung begann man in Europa unmittelbar nach der erfolgreichen Inbetriebnahme der ersten Kraftwerke in Amerika Ende des 19. Jahrhunderts. Als Vorreiter dieser neuen Technologie kann Österreich stolz auf seine Wasserkraftwerksprojekte zu Beginn des 20. Jahrhunderts zurückblicken, die sicherlich auch zur Geburtsstunde der erneuerbaren elektrischen Energieerzeugung zu zählen sind. Die Entwicklung in den folgenden Jahrzehnten ist rapide fortgeschritten und die installierte Kraftwerksleistung mit dem Bedarf an elektrischer Energie enorm angestiegen. Die meisten Kraftwerksstandorte sind auch heute noch vorhanden, wenngleich bei vielen Kraftwerken aufgrund von technischen aber auch wirtschaftlichen sowie rechtlichen Rahmenbedingungen Revitalisierungen, Modernisierungen oder ein Ausbau notwendig waren. In diesem Beitrag sollen zwei Kraftwerke der Generation 90+ vorgestellt werden, wobei eines heute noch so gut wie im Originalzustand betrieben wird und eines gerade eben einer umfassenden Modernisierung unterzogen wurde. Anhand dieser Beispiele soll aufgezeigt werden, wie sich die Auslegung, die Betriebsart und das Instandhaltungsmanagement auf die Lebensdauer auswirkt.

**Keywords:** Lebenszyklus, Wasserkraft, Generator, Technische Diagnose

## 1 Entwicklungen und Einflussfaktoren auf die Lebensdauer von elektrischen Maschinen – die Generation 90+

Zu Beginn der Elektrifizierung erfolgte die Dimensionierung bzw. Auslegung elektrischer Maschinen auf Basis experimenteller Entwicklung. Es wurden sehr viele natürliche Isolierstoffe eingesetzt, die im Vergleich zu modernen Systemen sehr inhomogene Materialstrukturen aufwiesen [1]. Um trotzdem einen sicheren Betrieb zu gewährleisten hat man die Systeme überdimensioniert, womit mehrere Vorteile erreicht wurden: neben der erforderlichen elektrischen Festigkeit wiesen diese Systeme auch gute thermische und mechanische Eigenschaften auf, die sich positiv auf den Betrieb und die Lebensdauer auswirkten. Nachdem Richtlinien für die Auslegung von Maschinen auf Basis der damals vorhandenen Betriebserfahrungen ausgearbeitet wurden, entstanden daraus Dimensionierungsrichtlinien, Formeln und Tabellenwerken, die als Regeln der Technik niedergeschrieben wurden. Mit der Einführung numerischer Berechnungsprogramme war der Weg zur modernen multiphysikalischen Berechnung im virtuellen Raum geebnet [2]. In Zeiten einer weltweiten digitalen Vernetzung (Stichwort Industrie 4.0) sind sämtliche verfügbaren Werkstoffe bzw.

Isolationssysteme in Datenbanken eingepflegt und stehen für die Entwicklung von 3D Modellen zur Verfügung.

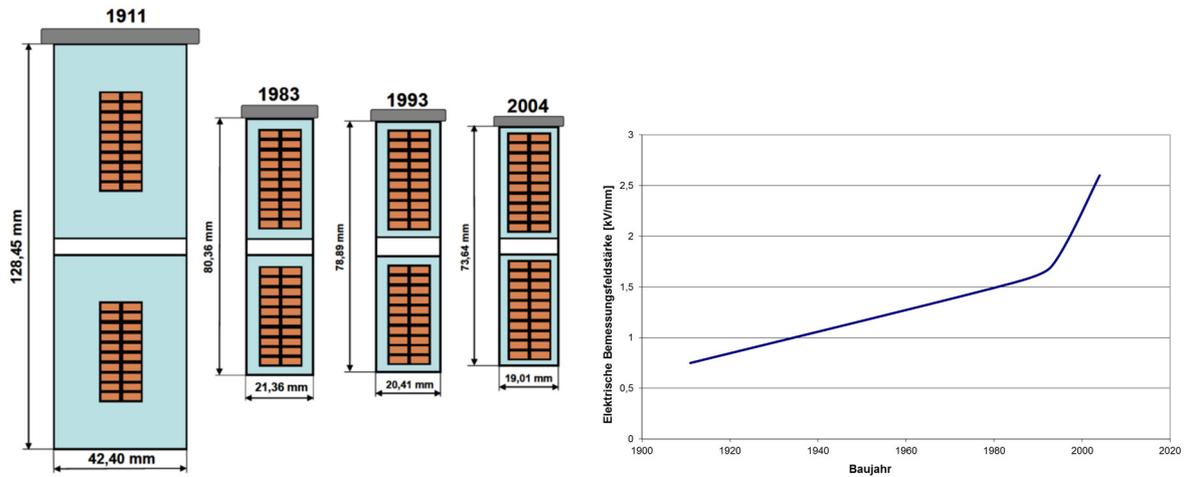


Bild 1: Entwicklung der Isolierwandstärke [1] und Bemessung der elektrischen Feldstärke [3] von rotierenden Maschinen seit 1911

Vergleicht man ein Betriebsmittel der ersten Generation mit einem heutigen nach modernstem Standard entworfenen, so stehen zuerst folgende Aspekte im Vordergrund: höheres Leistungsvolumen, besserer Wirkungsgrad, geringerer Platzbedarf, geringerer Instandhaltungsaufwand und letztlich die Herstellungskosten. Geht man einen Schritt weiter und hinterfragt weitere Faktoren wie Lebensdauer, Betriebsart, Zuverlässigkeit und Nachhaltigkeit, so öffnet sich ein neuer Blickwinkel und speziell ob und wie diese Faktoren zusammenspielen. Die Bedeutung der Anschaffungskosten nehmen mit zunehmender Betriebsdauer ab, hingegen die Kosten des Betriebs können sich schnell negativ auf die Kostenbeurteilung auswirken.

Im Rahmen von Revitalisierungs- bzw. Revisionsmaßnahmen an Wasserkraftwerken erfolgten unter anderem auch diagnostischen Untersuchungen und eine Zustandsanalyse für die Risikobewertung des weiteren Betriebs. In diesem Beitrag werden zwei Praxisbeispiele präsentiert.

## 2 Fallbeispiel 1

Beim ersten Kraftwerk handelt es sich um ein Tagesspeicherkraftwerk Baujahr 1919-1925, das damals mit 2 Maschinensätzen in Betrieb ging. 1956 erfolgte die Erweiterung um einen weiteren Maschinensatz. In den 1960er Jahren war eine Neuwicklung eines Stators der beiden alten Maschinen erforderlich, sodass die älteste Wicklung heute ein Alter von 59 Jahren mit 466.000 Betriebsstunden aufweist. Eine technische Spezifikation liegt nicht vor. Im vergangenen Jahr erfolgte eine komplette Erneuerung des Triebwasserkanals, da es an der bestehenden Rohrleitung zu hohen Druckverlusten kam. Der komplette Maschinensatz blieb in seinem Zustand unverändert bestehen, die Mittelspannungsschaltanlage und Leittechnik wurde erneuert. Für den weiteren Betrieb wurde für die Erteilung der Betriebsstättengenehmigung eine komplette dielektrische Diagnosemessung sowie eine

Spannungsprüfung vorgeschrieben. Seitens des Kraftwerksbetreibers erfolgte während des letzten Inspektionsintervalls eine Messung des Isolationswiderstands und des Verlustfaktors.



Bild 2: Messaufbau im Kraftwerk und Blick auf die Turbine

Für die technische Diagnose besteht gewissermaßen eine Gratwanderung zwischen dem Nutzen an Informationsgewinn für die Risikoabschätzung einerseits und der erhöhten Belastung des Isolationssystems der Maschine aufgrund der durchgeführten Prüfungen andererseits. Daher muss das Prüfprozedere, vor allem die Spannungshöhe und Prüfdauer, sorgfältig bemessen werden. In diesem Fall war der Prüfpegel für die Spannungsprüfung von der Behörde vorgegeben, der Ablauf der Teilentladungs- und Verlustfaktormessung wurde gemeinsam mit dem Betreiber festgelegt. Besonderes Interesse war der Teilentladungsmessung zu widmen, da keine Vergleichswerte für die zu untersuchenden Generatoren vorlagen. Es zeigte sich jedoch, dass die Statorwicklung aufgrund der charakteristischen Parameter für die Beurteilung von TE (Einsatz/Aussatz, Pegel, Fingerprint udgl.) durchaus gut mit einem modernem Isolationssystem zu vergleichen war. Beim Verlustfaktor konnte auf Vergleichsmessungen von früher zurückgegriffen werden. Aus der Sicht der dielektrischen Diagnostik waren die drei Maschinen dem Alter entsprechend als gut zu klassifizieren und für den weiteren Betrieb freizugeben.

### 3 Fallbeispiel 2

Das zweite Kraftwerk steht an einem mittelgroßen Fluss und wurde gar bereits in der Monarchie in den Jahren 1909 zu errichten begonnen. 1911 ging der erste Maschinensatz in Betrieb, weist daher 105 Betriebsjahre auf. Die noch funktionierenden Maschinensätze befinden sich so gut wie im Originalzustand, Aufzeichnungen über die gesamt geleisteten Betriebsstunden sind nicht vorhanden. Aufgrund von Aufzeichnungen in regionalen Chroniken kann jedoch davon ausgegangen werden, dass es aufgrund des Typs Laufkraftwerk in den

ersten Jahrzehnten eine hohe Jahresauslastung aufwies. Heute wird es nur mehr im Bedarfsfall bei gutem Wasserdargebot betrieben.

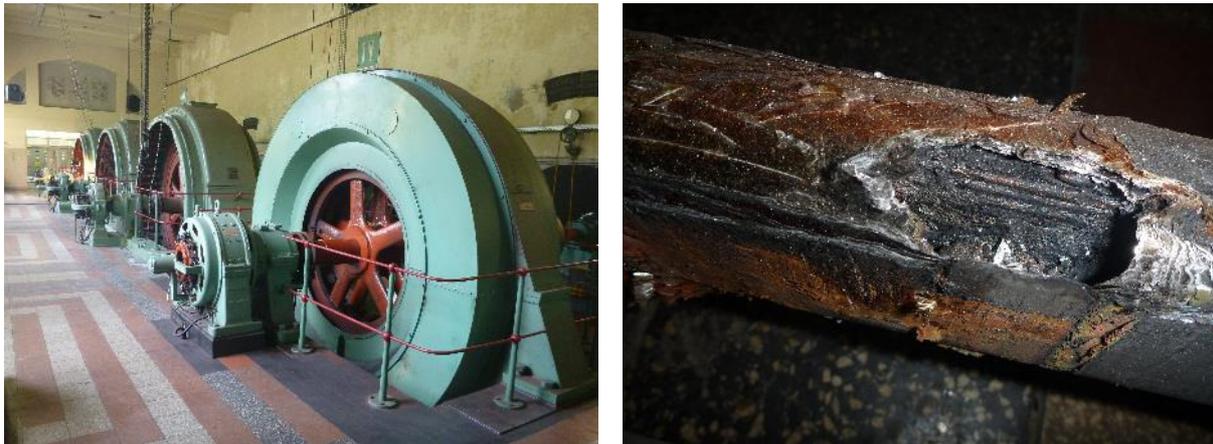


Bild 3: Blick in die Maschinenhalle und defekte Spulengruppe

An einem Generator in diesem Kraftwerk ist es zum Ausfall einer Spulengruppe im Stator gekommen und es war die Entscheidung zu treffen, ob sich die Reparatur wirtschaftlich rechnet. Den Betreibern liegen keine Informationen über die eingesetzten Isolierstoffsysteme oder konstruktiven Ausführungsdetails vor.

Es erfolgten daher diagnostische Untersuchungen sowie eine Spannungsprüfung bei verminderter Prüfspannung, um das gealterte Isolationssystem nicht durch den Prüfvorgang zu schädigen. Im Rahmen der Diagnosetests wurde der Isolationswiderstand gemessen, sowie eine Spannungsprüfung bei verminderter Prüfspannung durchgeführt. Das Ergebnis der Diagnosemessungen wies eine entsprechend gute Isolationsfestigkeit der verbliebenen Spulengruppen hin, sodass die Reparaturarbeiten der defekten Spulengruppe beauftragt wurden und die Maschine danach wieder in Betrieb gehen konnte. Für die Entstehung und Beurteilung des charakteristischen Schadensbildes aufgrund der elektrischen, thermischen und mechanischen Belastung im Betrieb sein auf einschlägige Publikationen u.a. [4] verwiesen.

#### **4 Lebenszyklus und Resümee**

Anhand der genannten Praxisfälle wurde gezeigt, dass sich der Betrieb alter Wasserkraftwerke auch in Zeiten eines liberalisierten Energiemarkts und der momentan prekären Energiepreissituation rechnen kann. Durch die damalige Auslegung der Kraftwerke und den behutsamen Betrieb dieser ist ein entsprechend guter Zustand trotz mehrerer 100.000 Betriebsstunden gegeben. Durch begleitende bautechnische Maßnahmen konnten im Fall des Tagesspeicherkraftwerks sogar eine Leistungserhöhung von 30% bzw. eine Steigerung des jährlichen Energieertrags um 17% erreicht werden.

Für Wasserkraftwerke der Generation 90+ kann daher ausgegangen werden, dass der Lebenszyklus heute und auch in absehbarer Zeit noch nicht abgeschlossen ist. Als wesentlicher Faktor haben sich die Auslastung und die Betriebsart der Maschinen erwiesen,

da diese beiden Faktoren einen bedeutenden Einfluss auf die Alterung und damit Zuverlässigkeit des Gesamtsystems haben. Die in dieser Abhandlung gewonnenen Kenntnisse decken sich mit den statistischen Lebensdauerbetrachtungen aus [5].

Aus der Sicht der dielektrischen Diagnostik kann positiv festgestellt werden, dass auch bei den Maschinen der Generation 90+ die neueste Generation an Diagnosegeräte sinnvoll eingesetzt werden können und die Ergebnisse durchaus aussagekräftige Schlussfolgerungen zulassen. So hat sich gezeigt, dass aus der Teilentladungsmessung durchaus die charakteristischen Bewertungsgrößen abgeleitet werden können und sich eine Aussage über den Zustand der Isolierung ableiten lässt. Die Ergebnisse der technischen Diagnostik bilden in Wechselwirkung mit den Betriebsmitteldaten sowie einer qualitativ hochwertig durchgeführten Inspektion die Basis für eine umfassende Zustandsbewertung.

## 5 Literatur

- [1] Marek P.: „Neues Trägersystem für Hochspannungsisolierungen“, Dissertation TU Graz, 2005
- [2] Stone G.C.: [“Electrical Insulation for Rotating Machines“, IEEE Press Wiley Interscience, ISBN 0-471-44506-1, 2004](#)
- [3] Sumereder C.: [“Statistical Lifetime of Hydro Generators and Failure Analysis“, IEEE Transactions DEI, Vol. 18, Issue 3, 2008, pp678-685](#)
- [4] Weiers T.: [“Significance of Defects Inside In-Service Aged Winding Insulations“, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 23, Issue 1, 2008, pp9-14](#)
- [5] Sumereder C.: [„Analyse und Bewertung von Betriebsmitteln in der Hochspannungstechnik“, Habilitation TU Graz, 2010](#)