Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 106 (2015)
Heft: 3

Artikel: Mit Wasserkraft zu mehr Netzstabilität
Autor: Sick, Mirjam / Hell, Johann / Ladstätter, Werner
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-856616

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 08.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Mit Wasserkraft zu mehr Netzstabilität

Technologien zur optimalen Integration der neuen erneuerbaren Energien

Mit der Energiewende wird in den kommenden Jahren auch die Wichtigkeit eines stabilen und sicheren Stromnetzes zunehmen. Flexible und schnell regelbare Wasserkraftwerke können dabei wesentlich zur Netzstabilität beitragen. Dies erfordert einen optimalen Einsatz der elektromechanischen Ausrüstung. Der vorliegende Artikel wirft einen Blick auf die aktuellen technologischen Entwicklungen.

Mirjam Sick, Johann Hell, Werner Ladstätter

Energie- und Strommarkt entwickeln sich zurzeit rasch und wenig vorhersehbar. Der Ausbau und die Förderung der neuen erneuerbaren Energien, insbesondere Wind und Fotovoltaik, spielen hierbei in Europa eine herausragende Rolle. Vieles ist dadurch unsicher: die zukünftige Strompreisgestaltung und damit die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken, der zukünftige Bedarf an Energiespeicherung und damit auch die Frage, wie sich Einsatz, Ausbau und Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftwerken in Zukunft gestalten werden. Zwar hat der Schweizer Nationalrat beschlossen, Investitionen in Wasserkraft zu fördern. Dennoch sind die Betreiber mit Investitionen in die Erneuerung bestehender Anlagen und noch mehr in neue Anlagen sehr vorsichtig geworden.

Bei aller Planungsunsicherheit – eines lässt sich mit grosser Sicherheit in die Zukunftsszenarien einplanen: Stabilität und Sicherheit des Stromnetzes, schon jetzt dominante Themen, werden auch in Zukunft eine ganz grosse technische Herausforderung sein. Denn die erneuerbaren Energien werden weiter ausgebaut und das Stromnetz wird stärker beansprucht werden. Stromtransport über weite Strecken in nur bedingt vorhersagbaren Quantitäten wird an Bedeutung gewinnen, und die Haltung von Frequenz und Spannung im Netz wird ein zentrales Thema bleiben.

Damit können Investitionen in Wasserkraftanlagen hinsichtlich der technischen Spezifikationen sehr gut in die Zukunft geplant werden: Massnahmen, die zur Netzstabilität beitragen und zu einem flexibleren, besser und schneller regelbaren Einsatz der Kraftwerke führen, sind eine gute Investition in die Zukunft.

In diesem Artikel werden die wesentlichen technologischen Weiterentwicklungen der elektromechanischen Ausrüstung von Wasserkraftwerken vorgestellt, mit denen die Anforderungen hinsichtlich eines stabilen und sicheren Netzbetriebs zukunftsweisend erfüllt werden können, nämlich die schnelle Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung sowie von Wirkleistung zur Frequenzhaltung.

Regelung und Stabilität der elektrischen Energiesysteme

Wir sind es gewohnt, Auslegung und Einsatz von Wasserkraftwerken optimal auf die Gegebenheiten der Topografie und des Wasserhaushaltes auszurichten. Mittlerweile sind aber die Regelung und Stabilität der elektrischen Energiesysteme für die Kraftwerksbetreiber eine ebenso bedeutungsvolle Randbedingung für die Optimierung der elektromechanischen Ausrüstung geworden. Dies wird am Beispiel einer Studie von Ederer et al. [1] deutlich, die das Verhalten des elektrischen Netzes von Neufundland je nach Typ der eingesetzten elektrischen

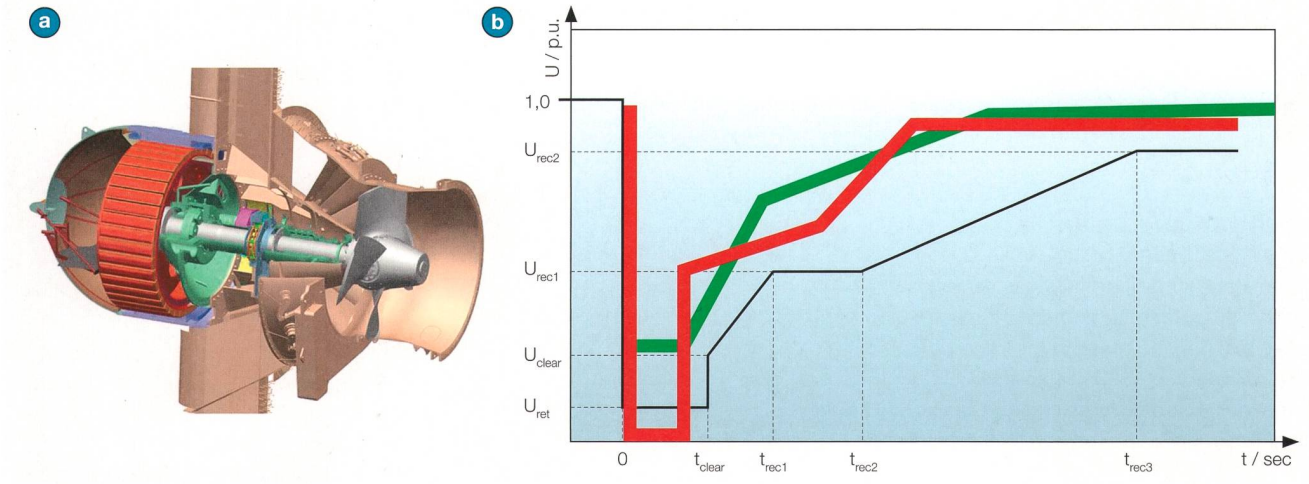

Bild 1 Rohrturbine (links), charakteristische Spannungsverläufe am Netzverknüpfungspunkt (rechts).

Rechte Seite: Schwarz: Basiskurve Entso-E, Netzbetreiber legen die konkreten Werte fest; Grün: zulässiger Spannungsverlauf; Rot: Spannungsverlauf, bei dem die Maschine vom Netz genommen wird.

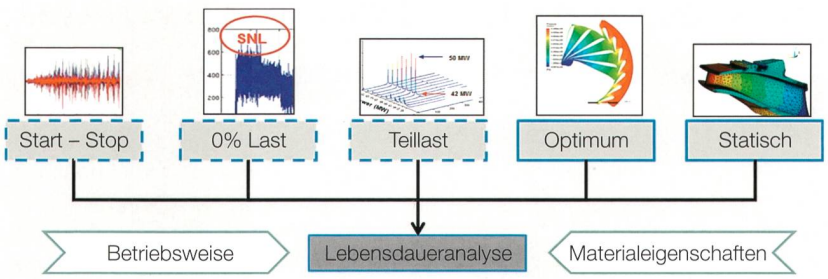

Bild 2 Berechnungsmethodik für die Lebensdaueranalyse eines Turbinenlaufrades für unterschiedliche Betriebsbereiche: Start-Stopp, 0 % Last bis Teillast: stochastische Ansätze, über 50 % Last harmonische Analyse.

Maschinen untersucht. Dieser Fall ist technisch sehr herausfordernd, weil das Inselnetz Neufundland über eine Hochspannung-Gleichstrom-Übertragungsleitung (HGÜ) mit dem kanadischen Stromnetz verbunden ist, also nicht synchron, und darum nicht im Verbund eines grossen elektrischen Netzes stabilisiert wird. Im Fall eines schwerwiegenden Fehlers (Wirkleistungsfehlers) im Netz zeigt sich, dass Wirk- und Blindleistungsbilanz gemeinsam betrachtet werden müssen, und dass dafür dynamische Simulationen notwendig sind. Mit solchen Simulationen ist es möglich, die Effizienz verschiedener elektrischer Maschinentypen, zum Beispiel von Synchronmaschinen oder doppelt gespeisten Asynchronmaschinen, bezüglich Ausregelung von Leistungseinbrüchen im Netz zu überprüfen, und optimale Parameter für die elektrischen Maschinen zu bestimmen.

Da das Stromnetz in Europa wesentlich grösser ist und dadurch Schwankungen besser ausgeglichen werden, sind die Regelanforderungen an die Kraftwerke heute nicht so hoch wie in Inselnetzen. Wir dürfen aber davon ausgehen, dass die Regelanforderungen steigen, und dass technische Lösungen, die heute für Inselnetze entwickelt werden, morgen auch in den europäischen Kraftwerken gefragt sein werden.

Schwungmasse der Rohrturbine

Am Beispiel des Inselnetzes Neufundland wird deutlich, dass die Fähigkeit einer elektrischen Maschine, kurzfristig Wirkleistung zu speichern und abzugeben, neben der Blindleistungsregelung unbedingt notwendig ist, um das elektrische Netz stabil zu halten. Die kurzfristige Abgabe oder Aufnahme von Wirkleistung erfolgt in den konventionellen Anlagen, also auch in den Wasserkraftwerken, durch die Schwungmasse der rotierenden Maschine. Mit der Zunahme von Windkraftanlagen und Fotovoltaikanlagen fehlt im Netz zusehends die Schwungmasse und damit Stabilität und Regelbarkeit.

Dieser Entwicklung wird von Netzbetreiberseite aus Rechnung getragen: Die Anforderungen an die Stromerzeugungsanlagen bezüglich Spannungs- und Frequenzhaltung werden im Grid Code der Entso-E neu definiert. [2] Eine Anforderung an die Anlagen wurde verschärft, nämlich die Fähigkeit der Maschine, bei einem unvorhergesehenen Spannungsabfall am Netzverknüpfungspunkt synchron weiterbetrieben werden zu können (Low Voltage Ride Through, LVRT). Maschinen mit geringer Schwungmasse beschleunigen in einem solchen Fehlerfall sehr schnell und können nicht mehr eingefangen werden. Rohrturbinen haben aufgrund ihrer Bauform eine geringe Schwungmasse und werden generell die neuen Anforderungen der Netzbetreiber nicht erfüllen **(Bild 1)**.

Auch wenn die bestehenden Anlagen heute noch nicht umgerüstet werden müssen – in naher Zukunft wird eine neue technische Lösung gebraucht. Für den Hersteller des gesamten elektromechanischen Systems ist dies eine ideale Herausforderung, denn es sind – wenn man das gesamte System anschaut – viele Lösungen möglich, mechanische, elektrische, und auch Kombinationen. Mit dieser ganzheitlichen Betrachtung wird es möglich, eine sowohl technisch als auch wirtschaftlich optimale Lösung zu entwickeln und bereitzustellen.

Primärregelenergie aus Wasserkraft

Schnelle Regelbarkeit grosser Leistungen ist neben der Schwarzstartfähigkeit der wesentliche Beitrag der Wasserkraft zur Sicherheit und Stabilität des elektrischen Netzes. Die Anforderung seitens Entso-E an Primärregelenergie lautet, innerhalb von 30 Sekunden die Leistung vollumfänglich ans Netz zu liefern, und diese Leistung für 15 Minuten lang zu halten. Zur Frequenzhaltung und Gewährleistung genügender Leistung benötigt der Netzbetreiber ausreichende Primärregelungskapazitäten. Zurzeit werden diese von thermischen Kraftwerken und von Wasserkraftwerken gestellt, die dafür häufig in Teillast oder, als rotierende Reserve, ohne Last betrieben werden. Für die elektrische Maschine ist dies kein Problem, für die Turbinen bedeutet ein solch flexibler Betrieb aber eine extreme Belastung, weil die Strömung weit vom optimalen Betriebspunkt sehr viel turbulenter und wirbeldominiert ist, Kavitation auftreten kann, und weil in Zonen hoher Druckpulsationen gefahren werden muss. Die wesentlich unruhigere Strömung bewirkt wesentlich höhere Spannungsamplituden und veränderte mechanische Spannungsverläufe in den Turbinenkomponenten und vor allem im Turbinenlaufrad.

Um den Trend der vergangenen Jahre zu kompakterer Bauweise und höherer Leistungsdichte der Maschinen zusammen mit dem flexibleren Betrieb der Maschinen technisch möglich zu machen,

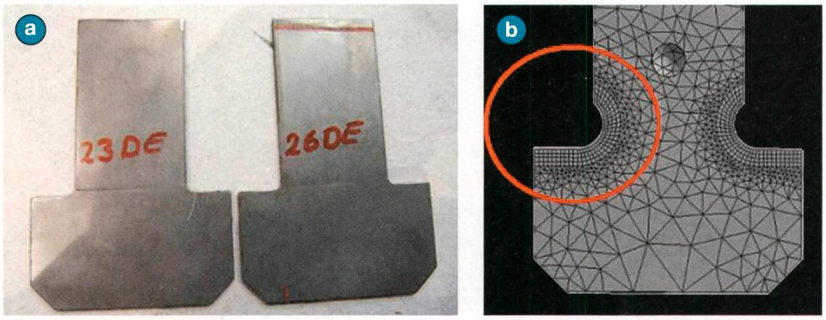

Bild 3 Polbleche einer bestehenden Anlage (links) und FEM-Modell einer Modifikation zur Reduktion der Spannungen (rechts).

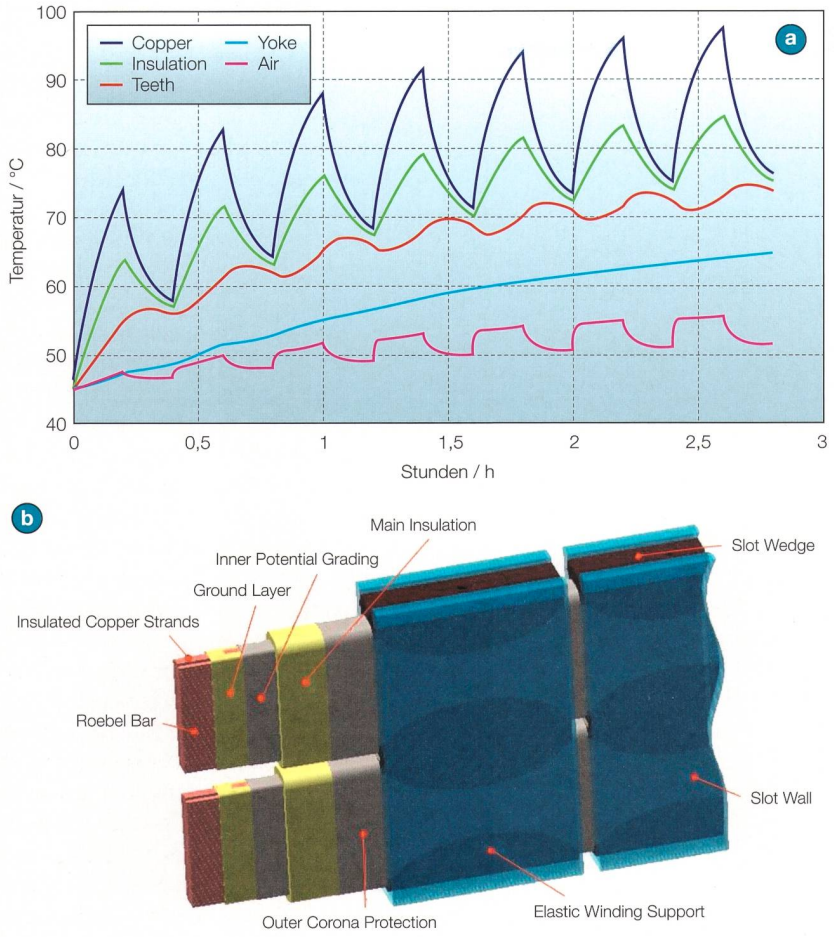

Bild 4 Temperaturverlauf in den einzelnen Komponenten der HV-Isolation der Statorwicklung (oben), Aufbau der HV-Isolation (unten).

sind hydraulische und mechanische Weiterentwicklungen notwendig gewesen, die mit den alten Berechnungsmethoden jedoch viel zu riskant gewesen wären. Die Berechnungsmethoden für Strömung und mechanische Belastung wurden in der Hydro-Industrie intensiv weiterentwickelt und anhand von Messungen validiert, um heute flexibel und sicher betreibbare Turbinen zu liefern.

In **Bild 2** sind an der Turbinenschaufel gemessene mechanische Spannungsverläufe für verschiedene Betriebspunkte dargestellt. Aufgrund des hohen Turbulenzgrades bei niedriger Last und Anfahren (Start-Stopp) ist die Belastung der Struktur stark und stochastisch. Für die Lebensdaueranalyse sind hier entsprechend statistische Methoden entwickelt worden. Für den Betrieb bei hoher Teillast, Optimum und Volllast ist die dynamische Belastung der Turbine von der harmonischen Anregung durch die Interaktion von stationärem Leitapparat und rotierendem Laufrad dominiert. Entsprechend basiert die Lebensdaueranalyse des Laufrades auf der Analyse der harmonischen Anregung und den dadurch induzierten Spannungen. Die Auswirkung unterschiedlicher Betriebsweisen auf die Lebensdauer der Turbinen wird derzeit intensiv und systematisch untersucht [3], um den sicheren Betrieb und die Lebensdauer bestehender und neuer Anlagen zu gewährleisten. Für die Betreiber von Wasserkraftwerken ist es essenziell, dass ihr Lieferant die Lebensdauer der Maschinen beherrscht und gewährleistet.

Da noch nicht alle Grenzen des flexiblen Betriebes ausgelotet sind, wird auf diesem Gebiet intensiv geforscht. Im Rahmen des Forschungsprojektes Green Storage Grid [4], das sich mit zukünftigen Energiesystemen und Energiespeicherung befasst, werden an Speicherkraftwerken umfassende Messungen durchgeführt, um die Auswirkungen der flexiblen Betriebsweise auf die Lebensdauer der Turbinen zu erfassen und zukünftig genauere Lebensdaueranalysen durchführen zu können. Insbesondere werden die Strömungssimulation und mechanische Analyse der transienten Vorgänge Anfahren und Herunterfahren der Maschinensätze weiterentwickelt. Ziel dieser Entwicklungstätigkeit ist, Turbinen optimal für flexible Betriebsweisen zu entwickeln, die dabei sehr robust sind.

Anfahrvorgang Start-Stopp

Mit den gestiegenen Anforderungen zur Regelung des elektrischen Netzes werden die Maschinensätze in Wasserkraftwerken sehr viel häufiger angefahren und wieder gestoppt. Bei neuen Maschinensätzen werden heute üblicherweise mehrere Anfahrvorgänge pro Tag spezifiziert. Das Anfahren bedeutet für das Laufrad der Turbine eine extreme Belastung, wie das in **Bild 2** links gut zu erkennen ist. Ebenso sind Generatoren beim Anfahren hohen Belastungen ausgesetzt, und zwar mechanischen Belastungen in den hoch belasteten Bauteilen des Rotors (Polendplatten und Polbleche) und thermisch-mechanischen Belastungen in der Hochspannungsisolation des Stators. [5]

Die Lebensdaueranalyse des Rotors ist entsprechend der Brisanz dieser Problematik sehr viel weiter entwickelt worden und wird von den Betreibern der Kraftwerke zum Teil schon eingefordert, gerade auch für bestehende Anlagen, die heute flexibler betrieben werden, als bei der Planung der Anlage vorgesehen war. Ein konkretes Beispiel ist in **Bild 3** zu sehen. Die Lebensdaueranalyse des Rotors zeigte die Notwendigkeit einer Revision des Generators, was dann bei der Inspektion bestätigt wurde: Es wurden Risse in den Polblechen festgestellt, und so konnten die notwendigen Reparaturmassnahmen rechtzeitig eingeleitet werden.

Jeder Anfahrvorgang führt zu thermischen Spannungen in der Isolation, wie in **Bild 4** oben zu sehen ist. Die einzelnen Komponenten der Statorwicklung erwärmen sich unterschiedlich stark, was zu thermisch bedingten Spannungen zwischen den einzelnen Lagen führt. Daraus resultiert das Risiko einer Ablösung der Isolationslagen von den Kupferteilleitern und damit einhergehend Teilentladungen und zusätzlicher Belastung der Isolation, die je nach Design auch Schädigungen verursachen können. Die Weiterentwicklung der Hochspannungsisolation der Statorwicklung von Hydrogeneratoren ist ein vitales Forschungsthema, um immer flexibleren Betrieb der Kraftwerke ohne Probleme zu ermöglichen. Eine weitere Anforderung an die Isolation entsteht beim Einsatz von Frequenzumrichtern für den Betrieb mit variabler Drehzahl und die resultierenden Spannungsspitzen in der Statorwicklung. Auch auf diesem Gebiet wird aktiv geforscht und entwickelt.

Bilder: Andritz Hydro

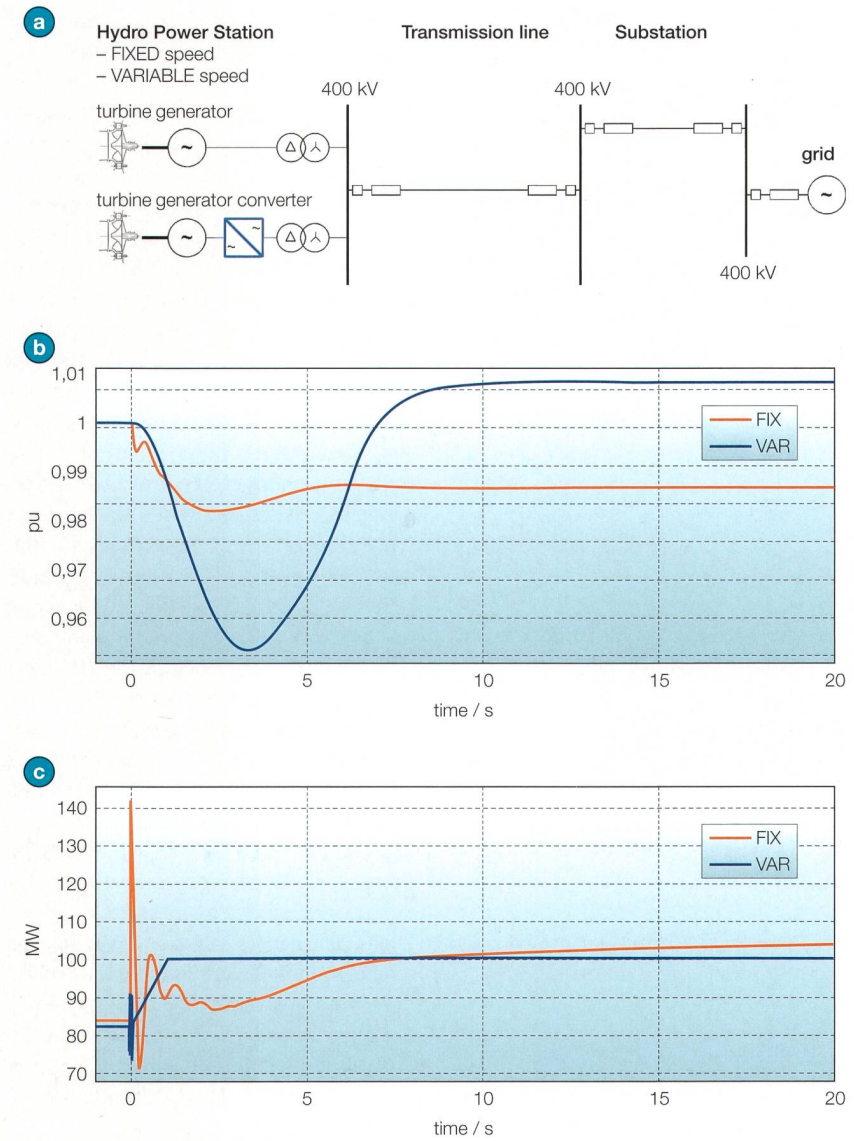

Bild 5 Oben: Übersicht über das System Wasserkraftwerk – elektrisches Netz; Mitte/unten: Simulationsergebnisse für fixe Drehzahl (rot) und variable Drehzahl (blau).

Systeme mit variabler Drehzahl

Die Technologie «variable Drehzahl» ist im Bereich Wasserkraft zunächst in erster Linie zur Optimierung des Pumpbetriebes in Pumpspeicherwerken entwickelt worden, um die Leistungsaufnahme der Pumpe über die Drehzahl steuern zu können. Prominentes Beispiel hierfür ist die Anlage Goldisthal, eines der grössten Pumpspeicherwerke Europas, in dem zwei von vier 340-MVA-Maschinen drehzahlvariabel betrieben werden. [6] Mit der Möglichkeit, die Pumpenleistung flexibel steuern zu können, ist die Teilnahme am Primärregelenergiemarkt vollumfänglich möglich, die höhere Investition ist wirtschaftlich.

Während in der Anlage Goldisthal die Drehzahlvariabilität mittels eines Umrichters im Rotorkreis einer Asynchronmaschine realisiert wurde, bieten Vollumrichter an den Statorklemmen einer Synchronmaschine die Möglichkeit, die gesamte Leistung und die Drehzahl zu regeln. Dadurch wird der Maschinensatz vom Netz entkoppelt, der Leistungsfluss läuft komplett über den Umrichter, und es eröffnen sich ganz neue Möglichkeiten bezüglich des Beitrages des Kraftwerks zur Netzstabilisierung. Wirk- und Blindleistung können unabhängig geregelt werden, in der Primärregelung sind Reaktionszeiten im Bereich von 1/10 Sekunden möglich. Gezeigt wird das in einer Simulation des elektrisch-hydraulischen Systems eines 100 MW-(120 MVA)-Wasserkraftwerks im Inselnetz für den Fall einer massiven Störung, in der eine Erzeugungseinheit ausfällt (**Bild 5**). [7]

Die Unterschiede zwischen fester und variabler Drehzahllösung sind im Verlauf von Drehzahl und abgegebener Leistung des Wasserkraftwerkes nach dem Ausfall klar zu sehen. Im Fall des drehzahlgeregelten Kraftwerkes wird der Leistungsfluss vorgegeben, was die Regelung des Netzes wesentlich stabilisiert.

Verschieben wir die Perspektive jetzt wieder zur hydraulischen Maschine: Was bedeutet die schnelle Regelung über variable Drehzahl für das hydraulische System und die mechanische Belastung in der Pumpturbine? Im EU-FP7-Programm-geförderten internationalen Forschungsprojekt «Hyperbole» [8] unter Leitung des IMHEF der EPFL wird diese Frage untersucht, neben weiteren technischen Fragestellungen zum hydraulisch-mechanisch-elektrischen System Wasserkraftwerk, mit dem Ziel, es optimal zur Netzstabilisierung einzusetzen.

Für den Turbinenbetrieb ist der Einsatz von Vollumrichtern heute noch nicht wirtschaftlich, weil der Zugewinn an Wirkungsgrad in der Teillast durch die Verluste des Umrichters kompensiert wird. Dies wird sich zukünftig mit dem Einsatz von den neu entwickelten Multilevel-Umrichtern ändern, die deutlich geringere Verluste haben. Für Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken mit ternären Sätzen, die heute nur die Pumpe mit variabler Drehzahl betreiben, wird es wirtschaftlich attraktiv werden, auch die Turbine mit variabler Drehzahl zu betreiben. Der Zugewinn an Jahresenergie bei grossen Fallhöhendifferenzen ist hier nur ein Aspekt, ein anderer ist die Möglichkeit, die Turbine auch in Teillast ruhig zu betreiben, und den kavitationsfreien Betriebsbereich zu erweitern.

Referenzen

[1] J. Ederer, H. Renner, J. Hell, Vergleich netzstabilisierender Technologien in einem HGÜ-gespeisten Inselnetz, Elektrotechnik & Informationstechnik Heft 7, 2014, Springer Verlag Wien.

[2] Entso-E, Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators 2013-03-08, [Online], www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/Pages/default.aspx.

[3] X. Huang, J. Chamberland-Lauzon, C. Oram, A. Klopfer, N. Ruchonnet, Fatigue analyses of the prototype Francis runners based on site measurements and simulations, Proceedings of IAHR Symposium, Montreal, 2014.

[4] Vgl. www.ea.tuwien.ac.at/projekte/green_storage_grid/.

[5] C. Riesterer, M. Sick, M. Sallaberger, R. Schuerhuber, P. Nowicki, Wasserkraftanlagen – flexibel und dynamisch, VGP Power Tech 9, 2013, S. 45–53.

[6] W.Ladstätter, F. Neumayer, F. Ramsauer, Challenges for Hydro generators caused by frequent start-stop operation, Hydro Conference Como, 13–15.October 2014.

[7] J. Hell, Ein Beitrag zur aktiven Netzstabilisierung durch Wasserkraft, Tagungsband zur 2. Pumpspeichertagung des EFZN für transdisziplinären Dialog, Goslar, 20. und 21. November 2014, S. 18–29, www.efzn.de/veranstaltungen/ps14/.
[8] Vgl. hyperbole.epfl.ch.

Autoren

Dr. **Mirjam Sick** leitet das R&D-Programm und Innovationsmanagement bei Andritz Hydro AG. Sie hat an der TU Karlsruhe als Maschinenbauingenieurin promoviert und den MBA mit einer Arbeit zum Thema Pumpspeicherung zur Integration der Windenergie im europäischen Netz abgeschlossen.

Andritz Hydro AG, 6010 Kriens
mirjam.sick@andritz.com

Johann Hell ist Principal Engineer und R&D Manager für Elektrische Energiesysteme bei Andritz Hydro GmbH in Wien. Er studierte Elektrische Energietechnik an der Technischen Universität Wien und war in seiner beruflichen Laufbahn für Vertrieb und R&D drehzahlgeregelter Antriebe und für die elektrische Auslegung von Generatoren zuständig.

Andritz Hydro GmbH, A-1120 Wien
johann.hell@andritz.com

Werner Ladstätter hat Elektrotechnik an der University of Sussex und TU Graz studiert und an Letzterer als Diplomingenieur 1996 abgeschlossen. Er ist seit 2011 bei Andritz Hydro beschäftigt und für die Produkttechnologie von Wasserkraftgeneratoren verantwortlich.

Andritz Hydro GmbH, A-8160 Weiz
werner.ladstaetter@andritz.com

Résumé

Une meilleure stabilité du réseau grâce à la force hydraulique

Technologies permettant l'intégration optimale des nouvelles énergies renouvelables

Bien qu'il soit actuellement difficile de prévoir la direction que vont prendre les marchés de l'énergie et de l'électricité, une chose est sûre : la stabilité et la sécurité du réseau électrique représentent un défi d'envergure. Or, les centrales hydroélectriques flexibles dont la production peut être régulée rapidement peuvent y contribuer de façon déterminante. Les mesures allant dans ce sens sont donc un excellent investissement pour le futur. Cet article présente les évolutions technologiques essentielles dans le domaine des centrales hydrauliques électromécaniques permettant de répondre aux exigences que pose l'exploitation stable et sûre du réseau.

Afin de maintenir la fréquence et de garantir une puissance satisfaisante, le gestionnaire du réseau doit disposer de capacités de réglage primaire suffisantes. Les centrales hydroélectriques sont ainsi souvent exploitées en charge partielle ou à vide. Etant donné que la transmission hydraulique accrue provoque des amplitudes de tension plus élevées, les turbines sont mises à forte contribution. Il est donc nécessaire de développer des modèles pouvant être exploités de façon flexible. Ce sujet fait d'ailleurs actuellement l'objet d'intenses recherches.

L'accroissement des exigences relatives à la réglementation du réseau électrique implique en outre des démarrages et des arrêts beaucoup plus fréquents pour les groupes de machines des centrales hydrauliques, causant ainsi également une charge importante pour les turbines et les générateurs. Les modèles modernes destinés à ce type de centrales sont donc désormais conçus pour être remis en marche plusieurs fois par jour, ce qui leur permet de satisfaire aux contraintes d'une exploitation flexible. De nouveaux défis se posent alors en matière d'isolation. C'est pourquoi le perfectionnement des technologies ad hoc constitue dorénavant un autre sujet de recherche capital. Se

Anzeige

Durch und durch sicher.

Ausgereifte elektrische Produkte stehen für technische Errungenschaft, Erleichterung und Komfort. Das Sicherheitszeichen ⓢ des Eidgenössischen Starkstrominspektorats ESTI steht für elektrische Sicherheit. Das ⓢ dokumentiert die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften, welche durch Prüfung und Marktüberwachung sichergestellt werden.

Infos finden Sie unter www.esti.admin.ch

ist das Label für nachgewiesene Sicherheit. Sichere Produkte sind gekennzeichnet.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Starkstrominspektorat ESTI