

PARAMETRIERUNG EINES DYNAMISCHEN KAPLAN-TURBINENMODELLS ANHAND VON MESSDATEN

Michael GRATZA¹, Christoph J. STEINHART², Rolf WITZMANN¹, Michael FINKEL²

Motivation

Unsere moderne Gesellschaft ist in einem extremen Maße von der elektrischen Energieversorgung abhängig. Die Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls bedrohen damit nahezu sämtliche Bereiche unseres Lebens. Eine Notversorgung der kritischen Infrastruktur durch lokale Inselnetze, kann in solchen Fällen den Schaden erheblich minimieren. [1] In Inselnetzen stellt das diskrete Verhalten der einzelnen Erzeuger und Verbraucher eine große Herausforderung für die Systemstabilität dar, da die dynamischen Anregungen der einzelnen Erzeugereinheiten wesentlich größer sein können, als in großen Netzwerken, wie z. B. dem europäischen Verbundnetz. [2]

Um kritische Zustände und Schaden an Verbrauchern zu vermeiden, müssen die maximalen Frequenzschwankungen bei Lastschaltung bereits im Vorfeld abgeschätzt werden. Üblicherweise werden dazu dynamische Simulationsmodelle verwendet, die das Verhalten der Erzeugungseinheiten sowie der Lasten nachbilden. Da die dynamischen Anregungen in Inselnetzen wesentlich größer als im Verbundnetz sein können, müssen das Individualverhalten und die Nichtlinearitäten in den Modellen entsprechend berücksichtigt werden. Standardmodelle eignen sich daher nur eingeschränkt für diese Aufgabe.

In [3] wird ein dynamisches Kaplansturbinenmodell basierend auf dem Kraftwerk Feldheim vorgestellt, welches insbesondere das nichtlineare Verhalten der beiden Stellglieder Leitapparat und Laufrad berücksichtigt und für jede Leitapparat-Laufrad-Kombination, abhängig von der Fallhöhe, die mechanische Turbinenleistung individuell berechnet. Das dynamische Verhalten von Kraftwerken bzw. Turbinen kann sich je nach Größe, verbauter Technik, Bauart oder digitaler Parametrierung voneinander unterscheiden. Daher ist es wichtig, die Simulationsmodelle entsprechend der vorhandenen Technik zu parametrieren. In diesem Paper wird ein weiterer Parametersatz, basierend auf Messungen im Kraftwerk Leipheim, für das Turbinenmodell aus [3] vorgestellt und mit den Parametern aus [3] verglichen. Das Laufwasserkraftwerk Leipheim steht im süddeutschen Raum und hat eine Nennleistung von 6 MVA bei einer maximalen Turbinenleistung von ca. 5 MW.

Methodik

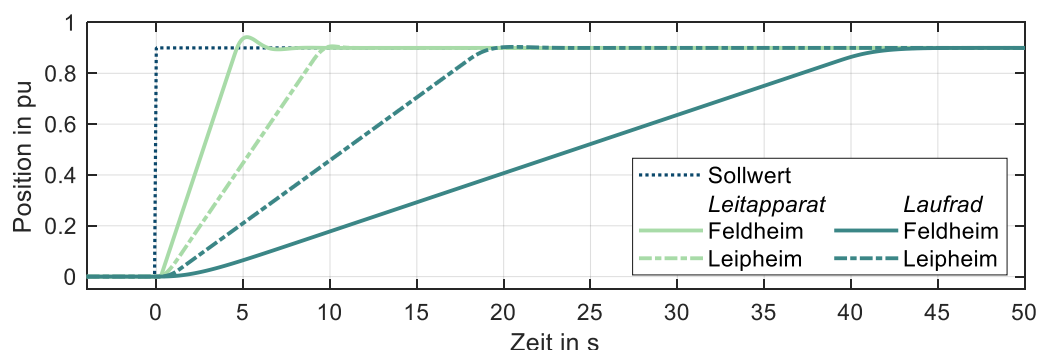


Abbildung 1: Vergleich der Sprungantworten von Leitapparat und Laufrad in den Kraftwerken Feldheim und Leipheim auf eine 0,9-pu-Sollwertänderung

Zur Bestimmung der Übertragungsfunktionen für die Turbinenstellglieder Leitapparat und Laufrad werden diese im Betrieb mit Sollwertsprüngen verschiedener Höhe und bei unterschiedlichen

¹ TU München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, 80333 München, +49 89 289-22017, michael.gratza@tum.de, www.tum.de

² Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, www.hs-augsburg.de/LINDA

Durchflussmengen beaufschlagt und die entsprechenden Sprungantworten aufgezeichnet. Aus den Messungen werden die Nichtlinearitäten und Abhängigkeiten bestimmt und so die Parameter für die Begrenzungen sowie die Verstärkungsfaktoren der PT2-Strecken identifiziert. Die ermittelten Übertragungsfunktionen für das Kraftwerk Leipheim werden mit denen des Kraftwerks Feldheim [3] verglichen (siehe Abbildung 1).

Neben den Zeitkonstanten der Stellglieder ist die mechanische Leistung im gesamten Arbeitsbereich der Turbine wichtig für dynamische Simulationen. Das Kennfeld der Turbine in Leipheim wird daher zunächst vermessen und anschließend mit dem Kennfeld des Kraftwerks Feldheim [3] verglichen.

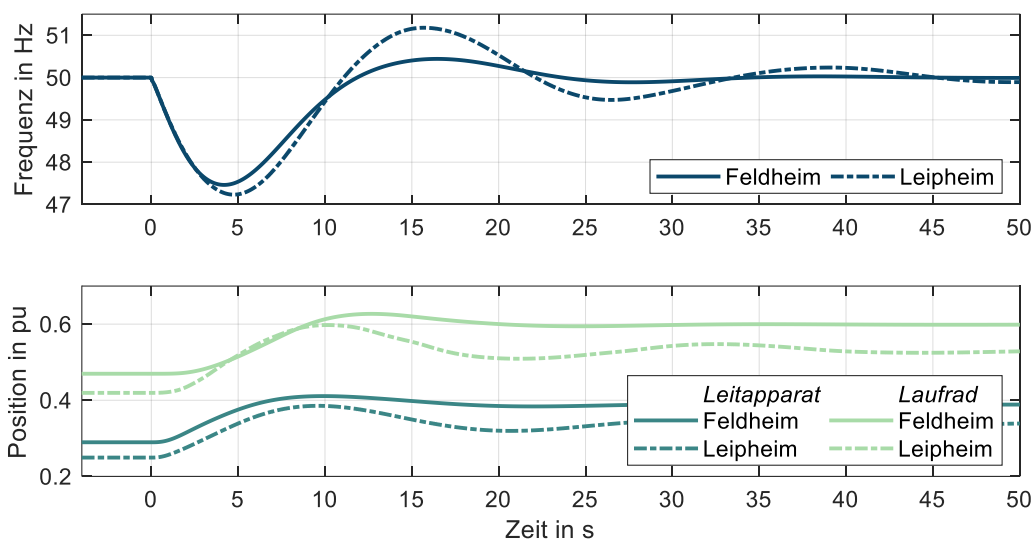


Abbildung 2: Simulierte Frequenzantwort und Reaktion der Turbine auf einen 0,5-MW-Lastsprung mit den Kraftwerksmodellen für Feldheim und Leipheim

Mit dem vollständig parametrisierten Turbinenmodell wird das Systemverhalten der beiden Kraftwerke mittels simulierter Lastsprünge im Inselnetzbetrieb exemplarisch verglichen (siehe Abbildung 2).

Ergebnisse

Dieses Paper stellt ein weiteres Parameterset für ein dynamisches Kaplanturbinenmodell bereit. Die Parameter gelten im gesamten Arbeitsbereich der Turbine und ermöglichen so realitätsnahe dynamische Simulationen, wie sie insbesondere für Inselnetzberechnungen benötigt werden. Die Parameter basieren auf Messungen in einem realen Kraftwerk und werden mit einem vorhandenen Parameterset verglichen.

Referenzen

- [1] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riemann, „Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften - am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung,“ Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin, 2010.
- [2] M. Gratzka, C. J. Steinhart, D. Hewes, M. Kreißl, R. Witzmann und M. Finkel, „Methode zur einfachen Abschätzung der maximalen Frequenzabweichung bei Lastsprünge in Inselnetzen,“ TU Graz, Graz, 2018.
- [3] M. Gratzka, C. J. Steinhart, R. Witzmann, M. Finkel, M. Becker, T. Nagel, T. Wopperer und H. Wackerl, „Frequency Stability in Island Networks: Development of Kaplan Turbine Model and Control of Dynamics,“ PSCC, Dublin, Juni 2018.