

# METHODE ZUR EINFACHEN ABSCHÄTZUNG DER MAXIMALEN FREQUENZABWEICHUNG BEI LASTSPRÜNGEN IN INSELNETZEN

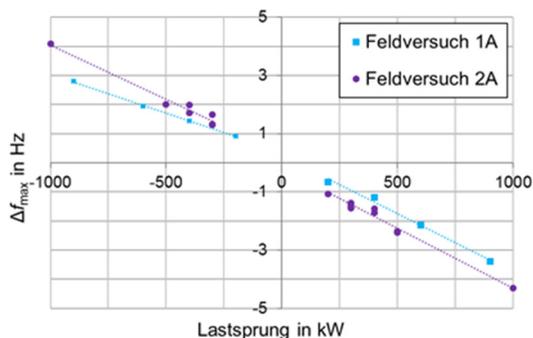
Michael GRATZA<sup>1</sup>, Christoph J. STEINHART<sup>2</sup>, Dominic HEWES<sup>1</sup>,  
Michael KREIBL<sup>3</sup>, Rolf WITZMANN<sup>1</sup>, Michael FINKEL<sup>2</sup>

## Motivation und zentrale Fragestellung

Unsere moderne Gesellschaft ist in einem extremen Maße von der elektrischen Energieversorgung abhängig. Die Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls bedrohen damit nahezu alle Bereiche unseres Lebens. Eine Notversorgung von kritischer Infrastruktur durch Inselnetze, gespeist von den lokal vorhandenen Erzeugungsanlagen, kann in diesen Fällen den Schaden erheblich minimieren. [1] Das Forschungsprojekt LINDA entwickelt ein allgemeingültiges Konzept für den stabilen Inselnetzbetrieb im Notversorgungsfall [2].

In drei Inselnetzversuchen hat sich gezeigt, dass insbesondere die Frequenzschwankungen bei großen Lastsprüngen eine Herausforderung für die Systemstabilität darstellen. Bei Schaltungen von Netzsträngen oder kritischen Verbrauchern wie z.B. Pumpstationen einer Wasserversorgung während der Inselnetzversorgung sind Lastsprünge mit einem hohen Verhältnis an Last zu verfügbarer Erzeugungsleistung nicht immer zu vermeiden. Abbildung 1 zeigt ein Beispiel für die aufgetretenen maximalen Frequenzabweichungen in zwei Inselnetzen bei verschiedenen Lastsprüngen, welche von einem 6 MVA Generator gespeist wurden. Bereits bei Laständerungen von 500 kW treten hier Schwankungen von ca. 2 Hz auf.

Um kritische Zustände und Schaden an Verbrauchern zu vermeiden, sind auch in einer Notversorgungsinsel nicht beliebige Frequenzen zulässig. Daher muss bereits im Vorfeld abgeschätzt werden, welche maximalen Frequenzschwankungen bei einer Lastschaltung zu erwarten sind. Üblicherweise werden dazu transiente Simulationsmodelle verwendet, die das dynamische Verhalten der



Erzeugungseinheiten sowie der Lasten nachbilden. Insbesondere in kleinen Inselnetzen mit wenigen Erzeugungs- und Lasteinheiten muss deren Individualverhalten mitberücksichtigt werden, weswegen Standardmodelle nur eingeschränkt verwendet werden können. Die Erstellung und Parametrierung komplexer Modelle ist jedoch sehr zeit- und kostenintensiv. In diesem Paper wird deshalb eine einfache Methode vorgestellt, mit welcher die maximale Frequenzabweichung nach einer Laständerung bereits mit wenigen bekannten Größen bestimmt werden kann.

Abbildung 1: Maximale Frequenzabweichungen in zwei Inselnetzen bei Lastsprüngen

## Methodik

Die maximale Frequenzabweichung im Netz wird maßgeblich von der Höhe der Laständerung  $\Delta P$ , der Trägheit im System  $H$ , und den Leistungsgradienten der Erzeugungseinheiten bestimmt. Bevor die Regelung der Erzeugungseinheiten beginnt die mechanische Leistung an den elektrischen Lastsprung anzupassen, wird das Frequenzverhalten nur durch die Systemträgheit und  $\Delta P$  definiert (siehe Abbildung 2). Ist die Trägheit  $H$ , die Systemscheinleistung  $S$  und  $\Delta P$  bekannt, kann der Frequenzgradient (ROCOF) gemäß Formel 1 bestimmt werden.

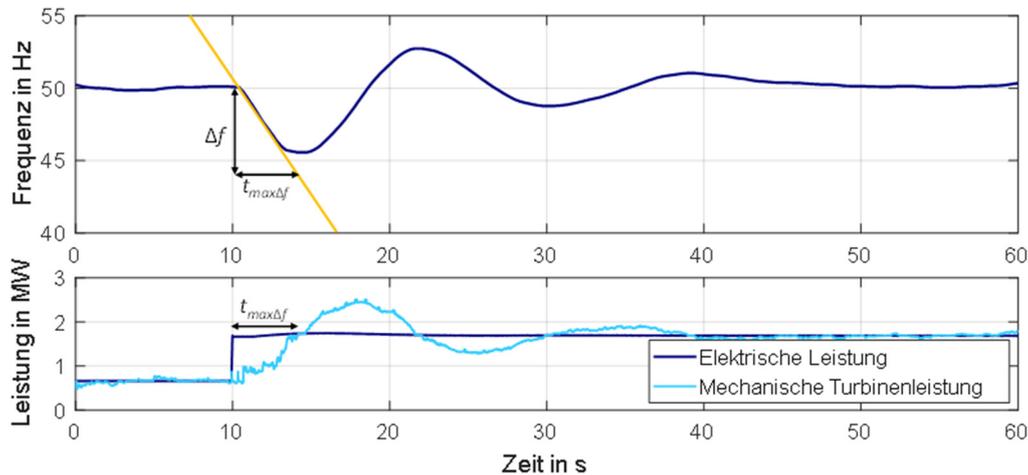
<sup>1</sup> Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, 80333 München, Tel.: +49 89 289-22017, michael.gratza@tum.de, www.tum.de

<sup>2</sup> Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Tel.: +49 821 5586-3362, christoph.steinhardt@hs-augsburg.de, www.hs-augsburg.de/LINDA

<sup>3</sup> MTU Onsite Energy GmbH, Dasinger Straße 11, 86165 Augsburg, Tel.: +49 821 7480-2188, www.mtuonsiteenergy.com

$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{\Delta P}{2 H S} \frac{f_n^2}{f_m} \quad (1)$$

Wobei  $f_n$  die Nennfrequenz und  $f_m$  die momentane Frequenz ist. Infolge der Frequenzabweichung vom Sollwert reagiert die Kraftwerksregelung und gleicht die mechanische der elektrischen Leistung an. Die Erzeugungseinheiten benötigen aufgrund der maximalen Leistungsänderung pro Zeit eine gewisse Zeit  $t_{\max\Delta f}$  bis das Leistungsgleichgewicht wiederhergestellt ist (siehe Abbildung 2).



**Abbildung 2: Gemessener Frequenzverlauf nach einem Lastsprung mit den zugehörigen Leistungsverläufen**

Anhand des ROCOF Wertes und der Zeit  $t_{\max\Delta f}$  lässt sich somit eine einfache konservative Abschätzung der maximal auftretenden Frequenzabweichungen treffen. Das Verhalten der Erzeugungseinheiten bei der Leistungsanpassung muss dabei mitberücksichtigt werden.

Mit Hilfe einfacher Rechenmodelle werden die genannten Zusammenhänge detailliert erläutert und aufgezeigt, welche Vereinfachungen getroffen werden können. Die theoretischen Untersuchungen werden schließlich anhand von Messdaten eines Laufwasserkraftwerks validiert. Die Daten des Wasserkraftwerks stammen aus drei Feldversuchen, in welchen verschiedene Regelkonzepte an unterschiedlichen Lasten (rein ohmsch, Pumpenanlagen mit erhöhter Trägheit [3]) getestet wurden.

## Ergebnisse

Das Paper liefert eine einfache Methode die maximal zu erwartenden Frequenzabweichungen bei Lastschaltungen zu bestimmen. Anhand dieser Abschätzung kann entschieden werden ob eine stabile Notversorgungsinsel mit der vorhandenen Last- und Erzeugungskonstellation möglich ist, ohne auf die zeit- und kostenintensive Entwicklung eines detaillierten Simulationsmodells zurückzugreifen.

## Literatur

- [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] C. J. Steinhart, M. Finkel, M. Gratz, R. Witzmann, G. Kerber und K. Schaarschmidt, „Local Island Power Supply with Distributed Generation Systems in Case of Large-Scale Blackouts,“ CIRED, Helsinki, 2016.
- [3] C. J. Steinhart, S. Kreutmayr, M. Finkel und R. Witzmann, „Computation of Electrical Equipment Load Behavior Regarding to Frequency Variations in Isolated Grids,“ unveröffentlicht, PSSC, Dublin, 2018.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages