

VERGLEICH TRANSIENTER FREQUENZSCHÄTZVERFAHREN ZUR AUSWERTUNG DES FREQUENZGRADIENTEN IN AKTIVEN VERTEILNETZEN

Anna PFENDLER^{1*}, Rafael STEPPAN^{1*}, Jutta HANSON¹

Motivation

Im Verbundsystem sind die Frequenzregelung und -stabilität von entscheidender Bedeutung und ein Indikator für die systemweite Wirkleistungsbilanz [1]. Durch die Abschaltung konventioneller Kraftwerke kommt es aufgrund der reduzierten Systemträgheit zu schnelleren Frequenzänderungen bzw. einem steileren Frequenzgradienten (engl. Rate of Change of Frequency, RoCoF) [2]. Während die Frequenz historisch hauptsächlich im Übertragungsnetz ausgewertet wurde, wird diese mit einem steigenden Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen (EZA) auch zunehmend im Verteilnetz relevant. Zu den Anwendungen im Verteilnetz zählt u.a. die Messung der Frequenz als Eingangsgröße für die Regelung von umrichterbasierten EZA [2]. Ein typischer Verlauf der Frequenz nach einem Kraftwerksausfall ist in Abbildung 1 dargestellt. Nach der instantanen Trägheitsreaktion, die den RoCoF bestimmt, greift zunächst die Primärregelung. Anschließend wird die Sekundärregelung aktiv, um die Frequenz wieder auf den Sollwert zurück zu führen [2]. Diese Arbeit beschränkt sich auf die instantane Frequenz im Kurzzeitbereich von wenigen Sekunden.

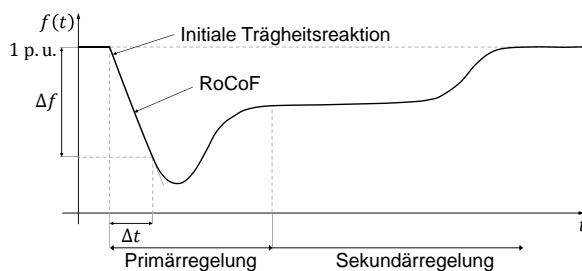


Abbildung 1: Typischer Frequenzverlauf nach einem Kraftwerksausfall

Die elektrische Frequenz ist – im Gegensatz zur mechanischen Rotation von Maschinen – nicht direkt messbar, sondern wird indirekt über die Messung einer elektrischen Wechselgröße bestimmt. In der Regel wird die dreiphasige Spannung zur Auswertung der Frequenz herangezogen. Im transienten Zeitbereich variiert die Frequenz je nach Art der Störung relativ stark und es liegen keine reinen Sinussignale in der Spannung vor. Aus diesem Grund kann die instantane Frequenz nur geschätzt werden [3] und hängt vom jeweiligen Schätzverfahren ab.

Methodik

Die instantane Frequenz eines Sinussignals wird zunächst theoretisch hergeleitet. In einer einfachen Testbench bestehend aus Synchrongenerator (SG), umrichterbasierter EZA und statischer Last werden die folgenden Schätzverfahren in Matlab/Simulink implementiert und untereinander sowie mit der mechanischen Frequenz des Generators verglichen:

- Phasenregelschleife (engl. Phase Locked Loop, PLL)
- Frequency Divider Formula (FDF)
- Zero-Crossing (ZC)
- Gauß-Newton Verfahren (GN)
- Rekursives Gauß-Newton Verfahren (RGN)

¹ Technische Universität Darmstadt, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5), Landgraf-Georg-Straße 4, 64283 Darmstadt, +49 6151 16-24663, anna.pfendler@e5.tu-darmstadt.de, www.e5.tu-darmstadt.de

Es folgt eine Parametertuning der Verfahren, sodass die Schätzung der Frequenz dem Verlauf der mechanischen Frequenz des Generators angenähert wird. In Form einer Sensitivitätsanalyse werden schließlich die Verfahren hinsichtlich der Robustheit gegenüber Änderungen im Netz (Trägheit, Größe des Wirkleistungsungleichgewichts, u.a.) verglichen sowie in einem generischen Mittelspannungsnetz (MS-Netz) angewendet.

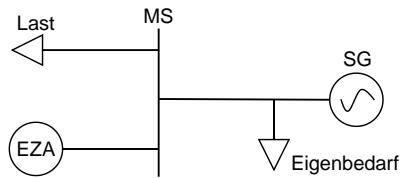


Abbildung 2: Testbench zur Auswertung der Frequenzschätzverfahren

Ergebnisse

Die Implementierung der oben genannten Verfahren zeigt, dass diese sich in Echtzeit- und Offline-Verfahren unterteilen lassen. Echtzeitfähig sind die Verfahren PLL, ZC und RGN. Diese werden in die Simulation in Simulink integriert und werten die Frequenz für jeden Zeitschritt aus. Die Offline-Verfahren sind ZC, GN und RGN. Diese Verfahren werten die Frequenz eines Signals in Matlab nachträglich aus Datensätzen aus, die durch die Simulation erzeugt werden. Die FDF wird nicht betrachtet, da diese keinen geeigneten Ansatz zur Integration von umrichterbasierten EZA bietet.

Der Vergleich der Frequenzschätzverfahren zeigt, dass die geschätzte Frequenz durch Parametertuning der Verfahren optimiert und an den Verlauf der Frequenz des Synchrongenerators angepasst werden kann. Die Ergebnisse der optimierten Echtzeit-Verfahren liefern für den Referenzfall nach Abbildung 2 sehr gute Ergebnisse und sind in Abbildung 3 gegeben. Außerdem ist die Abweichung der Frequenzschätzung von der Frequenz des Synchrongenerators angegeben.

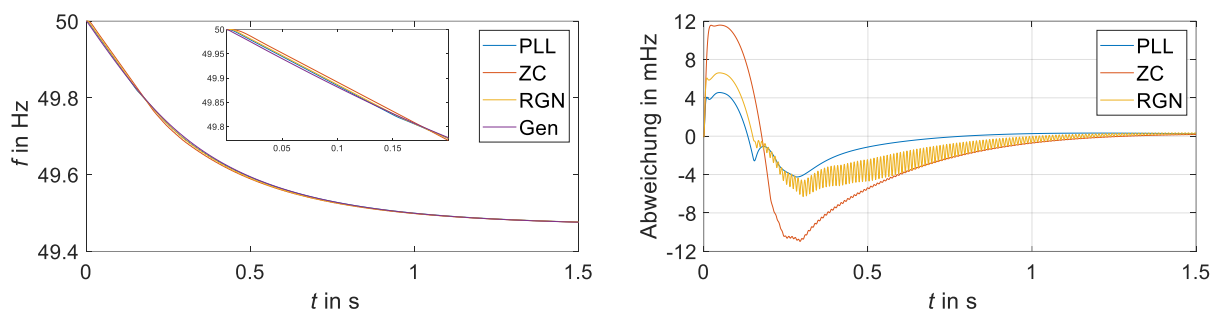


Abbildung 3: Vergleich der optimierten Echtzeit-Verfahren

Die Sensitivitätsanalyse zeigt schließlich, dass die Güte der Verfahren variiert sobald Netzparameter verändert werden. Das ZC-Verfahren weist dabei die größte Robustheit gegenüber Änderungen der Größe des Lastsprungs auf, insbesondere ist die Güte der Schätzung weitestgehend unabhängig von den Parametern des Verfahrens. Dem entgegen stehen jedoch wenige Freiheitsgrade bei der Optimierung für dieses Verfahren. Die Untersuchungen werden anschließend in einem komplexeren MS-Netz wiederholt und bestätigen die Ergebnisse aus der Testbench nach Abbildung 2.

Referenzen

- [1] N. Hatzigiorgiou et al., "Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies", IEEE PES Technical Report PES-TR77: IEEE, 2020.
- [2] F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbic, "Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper)," in 20th Power Systems Computation Conference: PSCC2018 Dublin: June 11-15, 2018, University College Dublin, Dublin, Ireland, 2018, pp. 1–25.
- [3] B. Boashash, "Estimating and Interpreting the Instantaneous Frequency of a Signal – Part 1: Fundamentals" in Proceedings of the IEEE, Vol. 80, No. 4, April 1992, pp. 520-538.