

MÖGLICHE UMSETZUNG VON SCHNELLEN REGELRESERVEN IM KONTINENTALEUROPÄISCHEN VERBUNDSYSTEM

Christian ALACS¹, Jürgen MARCHGRABER¹, Yi GUO¹, Wolfgang GAWLIK¹, Adolfo ANTA², Johannes KATHAN², Bertram WEISS³, Klaus OBERHAUSER⁴, Martin LENZ⁵, Alexander STIMMER⁵, Michaela LEONHARDT⁵

Inhalt

Die zunehmende Verbreitung von umrichterbasierten Einspeisern, und die damit verbundene Verringerung von konventionellen Anlagen mit Synchrongeneratoren stellt das Netz vor neue Herausforderungen. Im Gegensatz zu umrichterbasierten Einspeisern, weisen Synchrongeneratoren eine mechanische Schwungmasse auf, welche inhärent zur Frequenzstabilisierung beiträgt, indem sie Frequenzgradienten bei Leistungsungleichgewichten begrenzt. Durch Reduktion der Anzahl an Synchrongeneratoren nimmt die Netzanlaufzeitkonstante (T_A), welche ein Maß für die Gesamtheit der Schwungmasse im Netz darstellt, zukünftig weiter ab. Abbildung 1 zeigt prognostizierte Jahresdauerlinien der Systemträgheitskonstante (H), welche der Hälfte der Netzanlaufzeitkonstante entspricht, für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa (CE) für die Jahre 2030 und 2040 für verschiedene Szenarien [1].

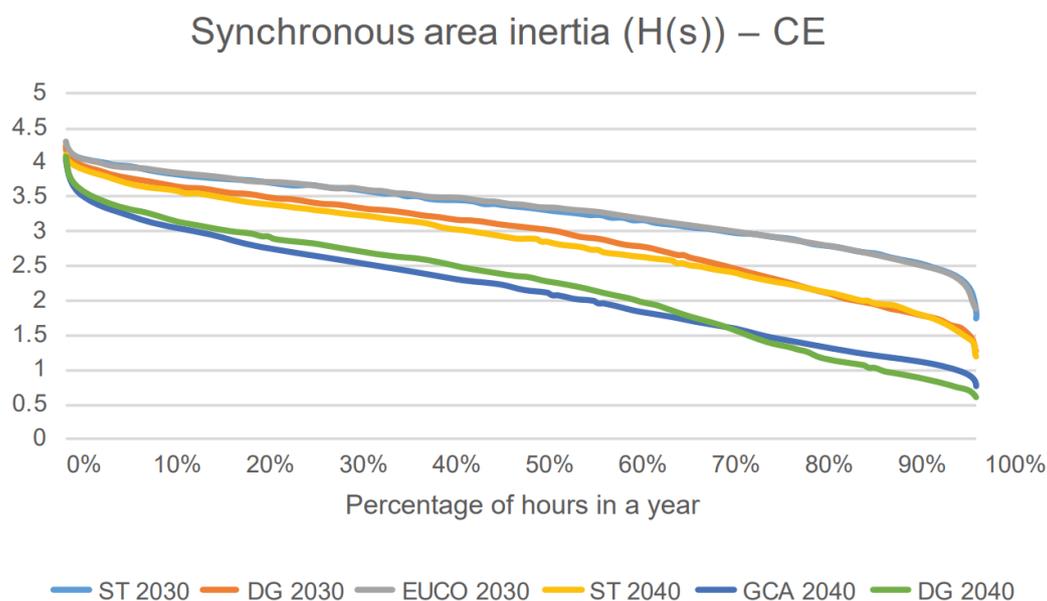


Abbildung 1: Jahresdauerlinien der Systemträgheitskonstante für 2030 und 2040 für verschiedene Szenarien [1]

Aufgrund der tendenziell abnehmenden Netzanlaufzeitkonstante wird das elektrische Energiesystem zunehmend instabiler. Es besteht die Gefahr, dass die derzeit eingesetzten Primärregelreserven zukünftig nicht in der Lage sein werden, die Frequenz bei einem Referenzausfall („design hypothesis“ [2]) zu stabilisieren. Aus diesem Grund ist wahrscheinlich die Einführung von neuen, schnellen Regelreserven notwendig. Im Rahmen des Projektes ABS4TSO werden Anforderungen und mögliche Umsetzungen für solche schnellen Regelreserven erarbeitet und hinsichtlich ihrer Wirksamkeit für das kontinentaleuropäische Verbundsystem untersucht. In diesem Zusammenhang werden in diesem Artikel die Regelreserven „Fast Frequency Response“ (FFR), „Synthetische Schwungmasse“ (SM),

¹ TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gusshausstraße 25, 1040 Wien, +43 1 58801 370101, [Nachname]@ea.tuwien.ac.at

² Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 4, 1210 Wien, +43 50550 6031, {adolfo.anta|johannes.kathan}@ait.ac.at

³ Verbund Solutions GmbH, Am Hof 6A, 1010 Wien, {bertram.weiss}@verbund.com

⁴ VERBUND Hydro Power GmbH, Europaplatz 2, 1150 Wien, klaus.oberhauser@verbund.com

⁵ Austrian Power Grid AG, IZD-Tower, Wagramer Str. 19, 1220 Wien, +43 50320 56396, {martin.lenz|alexander.stimmer|michaela.leonhardt}@apg.at

sowie „Enhanced Frequency Response“ (EFR) beschrieben und für weiterführende Untersuchungen herangezogen. Ziel dieser Untersuchungen ist neben der Betrachtung der grundsätzlichen Eignung der schnellen Regelreserven EFR, SM und FFR, die Bestimmung ihrer Parameter, die Ausarbeitung von tatsächlichen Umsetzungsmöglichkeiten und die Betrachtung von technischen, regulativen sowie wirtschaftlichen Aspekten.

Methodik

Die zu untersuchenden Regelreserven werden zunächst mittels Kennlinien und Parameterbereichen beschrieben. Anschließend werden die Regelreserven in MATLAB/SIMULINK modelliert und in ein Einmassen-Modell des kontinentaleuropäischen Verbundsystems integriert. Anhand dieses Modells werden durch Parametervariationen und Sensitivitätsanalysen mögliche Werte für die einzelnen Parameter ermittelt, sowie etwaige Änderungen an den Kennlinien vorgenommen. Mit Hilfe der abgeleiteten Parameterintervalle und Simulationsergebnisse, werden die Regelreserven auf ihre Wirksamkeit als tatsächliche Regelleistungsprodukte untersucht. Für den jeweiligen Typ der Regelreserve werden Möglichkeiten für die Einbindung in das existierende Leistungs-Frequenzregelschema vorgestellt. Dabei werden für die einzelnen Typen der Regelreserven verschiedene Varianten für mögliche Regelleistungsprodukte untersucht. Schließlich werden für die unterschiedlichen Varianten die Parameter der entsprechenden Kennlinien auf exakte Werte festgesetzt und, im Einmassen-Modell des kontinentaleuropäischen Verbundsystems, weiterführende Simulationen auf Basis der zu erwartenden Entwicklung der Netzanlaufzeitkonstante (siehe Abbildung 1) durchgeführt. Zuletzt werden die Ergebnisse dieser Untersuchungen für die verschiedenen Varianten der Regelreserven gegenübergestellt und eine Diskussion über die Eignung der Regelreserven und deren Varianten als zukünftiges Regelleistungsprodukt im Synchrongebiet Kontinentaleuropa angeregt.

Ergebnisse

Die Untersuchungen deuten darauf hin, dass sich SM und EFR als schnelle Regelreserven eignen können, während FFR, aufgrund der damit verbundenen Rückholeffekte und verringerten Steuerbarkeit, für das kontinentaleuropäische Verbundsystem nicht zu empfehlen ist. Im Rahmen des Beitrags wird untersucht, ob diese Annahmen zutreffen und sich die einzelnen Regelreserven als Regelleistungsprodukte eignen. Im Zuge der Sensitivitätsanalysen werden die relevanten Parameter für die jeweiligen Regelreserven identifiziert und mögliche Intervalle für die Werte der einzelnen Parameter bestimmt. Mit Hilfe dieser Ergebnisse werden mögliche Varianten von Umsetzungsmöglichkeiten für die geeigneten Regelreserven ausgearbeitet. Für die ausgewählten Varianten sollen weitere Simulationen mit fixierten Werten der Parameter und entsprechenden Werten der Netzanlaufzeitkonstante durchgeführt werden. Die erhaltenen Ergebnisse sollen schließlich als eine „Roadmap“ für die benötigten Anforderungen an zukünftige Regelreserven dienen.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms durchgeführt.



Referenzen

- [1] ENTSO-E, “System Needs Analysis, part of ENTSO-E’s 2025, 2030, 2040 Network Development Plan 2018”, 2019. Online, https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/european_power_system_2040.pdf [Aufgerufen: 29.November 2019].
- [2] ENTSO-E, “Appendix 1, LOAD-FREQUENCY CONTROL AND PERFORMANCE”, 2004. Online, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20_final.pdf [Aufgerufen: 29. November 2019].