

MODELLKONZEPT ZUR ANALYSE DER AUSWIRKUNGEN SPEICHERBASIERTER RESERVEN AUF ZUKÜNFTIGE REGELENERGIEABRUF

Tobias STEINER¹, Thomas KAUFMANN², Bernd KLÖCKL³

Einleitung

Der Beitrag stellt ein Modellkonzept vor, das die Auswirkungen speicherbasierter Reserven wie Batteriespeicher auf den Abruf von Regelreserven (FCR, aFRR, mFRR) im europäischen Verbundnetz, insbesondere in der österreichischen APG-Regelzone, beschreibt. Die Bereitstellung von Regelreserve wandelt sich durch den zunehmenden Anteil volatiler erneuerbarer Erzeuger und den Rückgang konventioneller Kraftwerke hin zu speicherbasierten Anlagen [1], deren Betriebsverhalten und Limitierungen sich deutlich von traditionellen Regelleistungsquellen unterscheiden [2].

Einfluss von Marktsituationen auf Regelreserveabrufe

Marktsituationen beeinflussen die Abrufwahrscheinlichkeit von Regelreserven, da Prognosefehler bei Erzeugung und Last kurzfristige Abweichungen verursachen. Der Intraday-Markt kann solche Abweichungen teilweise ausgleichen; die verfügbare Marktliquidität bestimmt, ob verbleibende Bilanzierungsfehler direkt die Leistungs-Frequenzregelung belasten. [3]

Speichermanagement von Regelreserven

Speicherbasierte Anlagen müssen ein dynamisches Ladezustandsmanagement betreiben, um Regelreserve zuverlässig bereitzustellen. Freiheitsgrade ermöglichen es Batteriespeichern, ihre Arbeitsweise innerhalb regulatorischer Vorgaben zu optimieren. Notwendiges Laden oder Entladen erfolgt teilweise über den Intraday-Handel. [2]

Einfluss des Speichermanagements auf die Leistungs-Frequenzregelung

Speicherbasierte Anlagen müssen ein dynamisches Ladezustandsmanagement betreiben, um Regelreserve zuverlässig bereitzustellen. Freiheitsgrade ermöglichen es Batteriespeichern, ihre Arbeitsweise innerhalb regulatorischer Vorgaben zu optimieren. Notwendiges Laden oder Entladen erfolgt teilweise über den Intraday-Handel. [2]

Methodische Vorgehensweise

Zur Wahrung der Systemsicherheit muss die Netzfrequenz innerhalb definierter Grenzen bleiben, wofür insbesondere Fahrplanabweichungen auszugleichen sind. Deren Auftreten hängt von den Handelssituationen ab; ebenso kann das Nachlademanagement speicherbasierter Reserven durch Marktprozesse beeinflusst werden. Zudem bestimmt die verfügbare Momentanreserve – abhängig von der Zahl rotierender Generatoren und damit vom Marktgeschehen – das Frequenzverhalten. Daher wird ein Modell benötigt, das diese Zusammenhänge ganzheitlich erfasst und Risiken für die künftige Systemsicherheit sichtbar macht.

Abbildung 1 zeigt das Blockschaltbild des geplanten, für die Untersuchung notwendigen, Modells. Herausforderungen bei der Modellierung sind unter anderem folgende:

- Die *Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz* soll die Fähigkeit des Energiemarktes abbilden, Angebot und Nachfrage auszubalancieren. Diese Funktion soll durch die Auswertung relevanter Markt- und Betriebsdaten abgeschätzt werden. Dabei müssen sowohl die Intraday-Liquidität als auch

¹ TU Wien, Energiesysteme und Netze, Gußhausstraße 25 – 29, 1040 Wien, +43 1 58801 370126, tobias.ts.steiner@tuwien.ac.at

² TU Wien, Energiesysteme und Netze, Gußhausstraße 25 – 29, 1040 Wien, +43 1 58801 370125, kaufmann@ea.tuwien.ac.at

³ TU Wien, Energiesysteme und Netze, Gußhausstraße 25 – 29, 1040 Wien, +43 1 58801 370100, bernd.kloeckl@tuwien.ac.at

unvorhergesehene Ereignisse wie kurzfristige Prognoseabweichungen oder Kraftwerksausfälle berücksichtigt werden.

- Das Verhalten des *Stromnetzes* zeigt sich in der Abhängigkeit der Netzfrequenz von der Leistungsbilanz im System. Um zu bestimmen, mit welcher Dynamik sich diese ändert, muss die zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbare Momentanreserve (Inertia) berücksichtigt werden. Im ersten Schritt wird hierfür ein Einmassen-Bilanzmodell eingesetzt, mit dem das grundlegende Leistungs-Frequenz-Verhalten des Systems abgebildet wird.
- Während die FCR direkt auf die Netzfrequenz reagiert, sprechen die langsameren aFRR und mFRR auf einen Area Control Error, also einer Abweichung innerhalb einer Regelzone, an. Für alle Stufen soll die Nutzung von Freiheitsgraden und *Nachlademanagement* simuliert werden. Für letzteres soll wiederum der Einfluss auf und durch den Intraday-Markt modelliert werden.

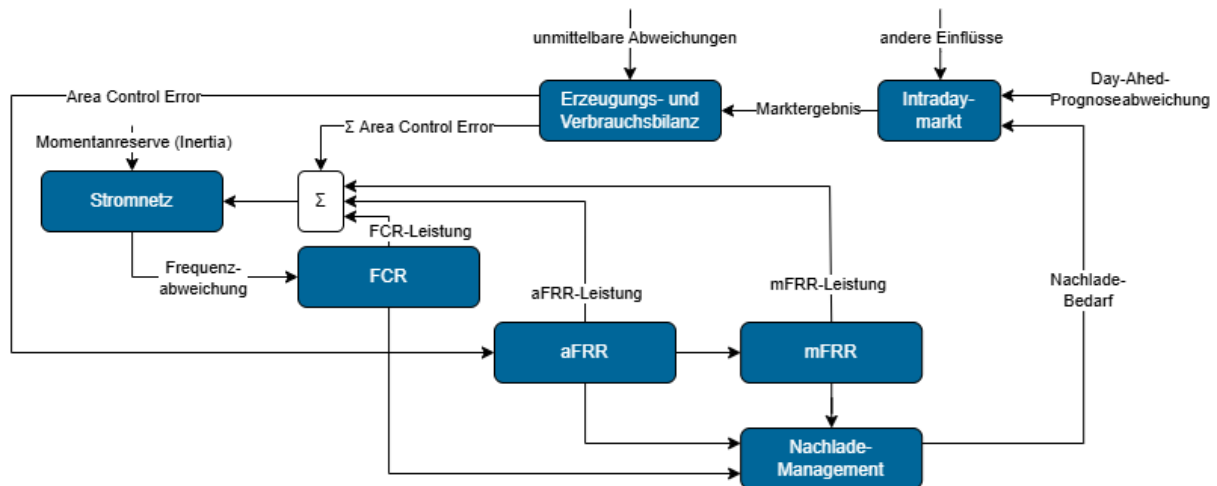


Abbildung 1: Blockschaftbild Modell

Erwartete Ergebnisse

Das Modell befindet sich in der Entwicklung und wird fortschreitend eine steigende Modellierungstiefe erreichen. Es sollen am Ende u. a. folgende Zusammenhänge darstellbar sein:

- Einfluss des Nachlademanagements und der Nutzung von Freiheitsgraden auf das Systemverhalten
- Einfluss von Speichersystemen auf die Betriebsweise konventioneller Regelreserven
- Identifikation potenziell kritischer Situationen
- Bewertung des Einflusses der Marktliquidität auf die Systemsicherheit

Die Forschungsergebnisse können einen Ausblick über den erforderlichen Umgang mit speicherbasierten Reserven geben und für notwendige Anpassungen der Regularien für Präqualifikation und Vorhaltung von Regelleistung herangezogen werden.

Förderhinweise

Diese Arbeit ist Teil des gemeinsamen Programms Power System Security 2030+ (pss2030plus.eu) der Technischen Universität Wien mit Austrian Power Grid und dem AIT – Austrian Institute of Technology GmbH.

Referenzen

- [1] C. Schäfer. Update 2024: Aktuelle Entwicklungen auf dem Regelleistungsmarkt – Regelleistung Online, April 2024.
- [2] J. Machgraber, W. Gawlik, C. Alács. Modellierung und Simulation von Batteriespeichern bei der Erbringung von Primärregelleistung – Elektrotechnik & Informationstechnik, Februar 2019
- [3] C. Koch, L. Hirth. Short-Term Electricity Trading for System Balancing – Renewable and Sustainable Energy Reviews, Oktober 2019