

# ECHTZEIT-ENGPASSMANAGEMENT ZUR FLEXIBILISIERUNG DER SYSTEMFÜHRUNG

Charlotte BIELE<sup>1</sup>, Martin LINDNER<sup>2</sup>, Christian REHTANZ

## Motivation

Die zunehmende Flexibilisierung von Einspeisung und Verbrauch ist eine wachsende Herausforderung für die Systemführung elektrischer Netze. Dabei entsteht ein Spannungsfeld zwischen der Notwendigkeit, neue Anforderungen zeitnah in Systemführungsprozesse zu integrieren, und dem erheblichen Aufwand, bestehende Prozesse anzupassen oder neue Werkzeuge zu implementieren. Besonders prägend ist derzeit die Integration kurzfristig agierender Flexibilitätsoptionen, allen voran Batteriespeicher. Ohne eine marktlich angereizte, systemdienliche Fahrweise steigt dadurch die Bedeutung des Engpassmanagements der Netzbetreiber. Folgend wird dieses Problem genauer beschrieben und anhand eines Testnetzes quantifiziert. Abschließend wird das Echtzeit-Engpassmanagement als Lösungsmethodik vorgestellt. Dieses fokussiert sich in dieser Publikation auf die Bestimmung der Maßnahmen, jedoch nicht auf deren physikalischen Abruf.

Der Speicherzubau ist derzeit besonders attraktiv: hohe Erlöspotenziale im kurzfristigen Stromhandel und eine bis 2029 geltende Befreiung von Netzentgelten [1] führen zu einem gestiegenen Interesse an neuen Speicherprojekten und dadurch massiv steigenden Netzanschlussanfragen. Auch wenn nicht alle Anfragen realisiert werden, steigt der Bedarf deutlich: Für den Szenariorahmen des NEP 2037 [2] werden 127 GW Batteriespeicher angenommen, gegenüber 11,6 GW im Jahr 2024.

Dieser dynamischen Entwicklung stehen die heutigen Prozesse des Engpassmanagements (EPM) gegenüber. Der Redispatch-Ermittlungsserver (RES) berechnet auf Basis von Last- und Einspeiseprognosen zentral die Maßnahmen zur Sicherstellung des (n-1)-sicheren Betriebs, jedoch aktuell nur drei Mal täglich. Selbst eine Erhöhung dieser Frequenz wäre nur begrenzt möglich, da die Rechenzeiten eine innerstündliche Aktualisierung verhindern. Angesichts des erwarteten Zuwachses an Einheiten, deren Fahrweise bis kurz vorm Erfüllungszeitpunkt flexibel angepasst werden kann, entsteht hierbei eine potentiell gefährliche Abweichung zwischen den prognostizierten Netzsituationen der EPM-Prozesse und Realisierung in Echtzeit.

Um die Folgen abschätzen zu können, sollen diese folgend exemplarische simuliert werden.

## Exemplarische Simulation

Zur qualitativen Untersuchung der Auswirkungen wurde das IEEE Reliability Test System (RTS) mit den 2019 vorgeschlagenen Erweiterungen verwendet (RTS-GMLC) [3]. Unter der Verwendung der gegebenen Last- und Erzeugungszeitreihen, wurde zunächst, unter der Verwendung von Matlab [4] und Matpower [5], ein Jahreslauf mit einer interpolierten 8-Stunden-Prognose berechnet, um die Rechenfrequenz des RES abzubilden. Um abzubilden, was die Folgen im Netz von vielen echtzeitnah agierenden Flexibilitäten wären, konnten die EE in Echtzeit frei optimieren, anstatt den Betriebspunkt der 8h-Prognose zu halten. In Abbildung 2 zeigt sich, dass die mittlere Leitungsauslastung auf über 100% ansteigt. Im Extremfall kommt es zu Engpässen mit Belastungen einiger Leitungen von bis zu über 300%.

Auch, wenn es sich in diesem Szenario um eine starke Vereinfachung handelt, wird deutlich, dass die wachsende Diskrepanz zwischen in Echtzeit handelnden Akteuren und den aktuellen EPM-Verfahren zu erheblichen Problemen führen kann. Diese können von der Überlastung der Infrastruktur, bis hin zu Schutzauslösungen, Lastabwürfen und auch Ausfällen reichen. Um dem entgegenzuwirken wird folgend beschrieben, wie der aktuell EPM-Prozess ergänzt werden könnte

---

<sup>1</sup> le<sup>3</sup>/TU Dortmund, Martin-Schmeißer-Weg 12, 44227 Dortmund, +49 231-7556752., Charlotte.Biele@tu-dortmund.de

<sup>2</sup> 50Hertz Transmission GmbH, Heidestraße 2, 10557 Berlin, Martin.Lindner@50hertz.com

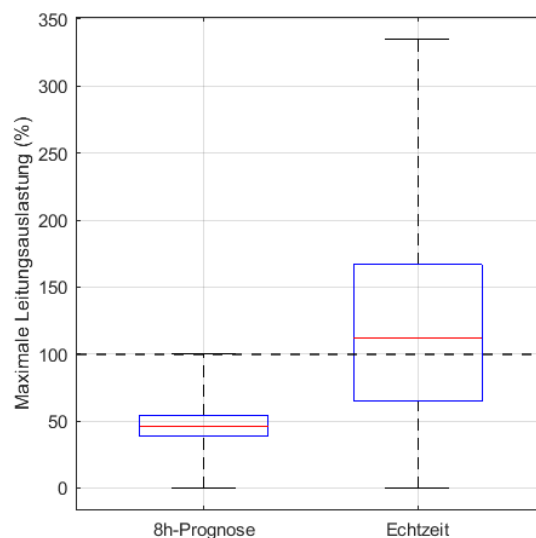


Abbildung 1: Maximale Leitungsauslastung bei der Rechnung mit der 8h-Prognose und in Echtzeit

## Echtzeit-EPM

Sowohl das klassische präventive EPM, als auch das, aktuell in Pilotanlagen erprobte, kurative EPM, werden über den RES bestimmt und sind somit nicht geeignet, um zeitlicher Nähe

zur Echtzeit agieren zu können. Das Echtzeit-EPM [6] ermöglicht es den ÜNB ihr Netz echtzeitnah und auch in Echtzeit engpassfrei zu halten und die vorhandene Flexibilität ideal zu nutzen. Dieses ist in folgende Schritte untergliedert:

- 1) Bestimmung der thermischen Reserve von Betriebsmitteln (wie viel Zeit bleibt zur Aufhebung des Engpasses)
- 2) Wahl einer adäquaten Berechnungsmethode:
  - a. Heuristische Herangehensweise für kurze Zeitfenster
  - b. Mathematische Optimierung bei längeren Zeitfenstern
- 3) Berechnung der Echtzeit-EPM-Maßnahmen
- 4) Priorisierung und Auswahl der Maßnahmen

Diese Berechnung kann bei jedem ÜNB einzeln durchgeführt werden und ist nicht abhängig von der Berechnungsfrequenz des RES. In der Langfassung dieser Veröffentlichung soll diese Methodik genauer vorgestellt und ihre Funktionsweise anhand von Simulationen bewertet werden.

## Referenzen

- [1] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasverordnung: Energiewirtschaftsgesetz - EnWG, 2005. Accessed: Nov. 27 2025. [Online]. Available: [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/\\_118.html](https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_118.html)
- [2] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045*, Bonn, 2025.
- [3] Barrows, Clayton; Preston, Eugene; Staid, Andrea; Stephen, Gord; Watson, Jean-Paul; Bloom, Aaron et al. (2020): The IEEE Reliability Test System: A Proposed 2019 Update. In: *IEEE Trans. Power Syst.* 35 (1), S. 119–127. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2925557.
- [4] The MathWorks, Inc. (2023). *MATLAB version: 23.2.0.2409890 (R2023b)*. Available: <https://www.mathworks.com>.
- [5] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez (2025). *MATPOWER (Version 8.1)*. Available: <https://matpower.org>
- [6] Lindner, M., et al: *Operation strategies of battery energy storage systems for preventive and curative congestion management in transmission grids. IET Gener. Transm. Distrib.* 17, 589–603 (2023).