

EINFLUSS DES OPTIMIERUNGSHORIZONTS IN DER NETZBETRIEBSSIMULATION

Jonas EICKMANN^{1*}, Jens D. SPREY^{1*}, Tim DREES^{1*}, Albert MOSER¹

Motivation

Das heutige Energieversorgungssystem stammt zu großen Teilen aus einer Zeit vertikal integrierter Unternehmen. Einzelne Unternehmen in der Energiewirtschaft waren für die Produktion, den Transport und den Vertrieb des Stroms zuständig. Strom wurde lastnah vom Großkraftwerk produziert und zu den Verbrauchern transportiert. Die aktuellen Entwicklungen in der Energieversorgungsstruktur zeichnen ein anderes Bild. Aufgrund der europäischen Klimaschutzziele sowie der deutschen Zielsetzungen schreitet der Zubau von regenerativen Erzeugungsanlagen an lastfernen Standorten voran und wird nach dem Energiekonzept der deutschen Bundesregierung bis 2050 weiter zunehmen. Gleichzeitig wurde in Deutschland der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 beschlossen.

Dieser strukturelle Wandel des Energieversorgungssystems hat zur Folge, dass die Netzstruktur den neuen Anforderungen nicht mehr gewachsen ist und angepasst werden muss. Die in den Netzentwicklungsplänen der letzten Jahre festgehaltenen Netzausbaumaßnahmen schreiten aber bereits jetzt unzureichend voran. Die zunehmend auftretenden Netzengpässe müssen die Übertragungsnetzbetreiber durch Eingriffe, den sog. Redispatch, in den marktseitig bestimmten Kraftwerkseinsatz beheben. Hierbei wird bisher in Deutschland vorrangig in den Fahrplan thermischer Kraftwerke eingegriffen, woraus hohe Kosten resultieren. Ein Rückgriff auf nahezu grenzkostenfreie hydraulische Kraftwerke ist hierbei denkbar, jedoch weisen diese Abhängigkeiten auf, die durch den marktseitig bestimmten Voreinsatz sowie technische Restriktionen determiniert sind und bei einem Einsatz der Speicher im Redispatch Berücksichtigung finden müssen.

Methodik

Im Rahmen dieses Beitrags wird daher ein Verfahren vorgestellt, dass eine Integration von Speichern in eine Netzbetriebssimulation ermöglicht und somit deren Berücksichtigung bei der Behebung von Netzengpässen erlaubt.

Derzeitige Simulationen des Netzbetriebs bilden die technischen Restriktionen des Netzes sowie der konventionellen Kraftwerke in einer einzelnen Stunde, dem sog. Netznutzungsfall, ab. Die Optimierung des Lastflusses resultiert in Maßnahmen, die zur Behebung der auftretenden Netzengpässe erforderlich sind. Um Speicher im Redispatch zu berücksichtigen, ist eine integrierte Betrachtung mehrerer Netznutzungsfälle notwendig, da sich durch die Füllstände der Speicherbecken intertemporale Abhängigkeiten ergeben. Im vorgestellten Verfahren werden diese über die Kontinuitätsgleichung beschrieben und als zeitkoppelnde Restriktionen in die Optimierung des Leistungsflusses integriert.

Das Optimierungsverfahren baut auf dem Security-Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) auf. Mittels einer Ausfallsimulation werden kritische Netzzustände simuliert und durch die Aufnahme entsprechender Nebenbedingungen im Optimierungsproblem berücksichtigt. Der (n-1)-Zustand des elektrischen Netzes ist somit gewährleistet.

Die Optimierung erfolgt unter der Zielfunktion der Minimierung von Leitungsüberlastungen, Eingriffen in den Kraftwerksfahrplan sowie den Redispatchkosten, welche auf den Grenzkosten der thermischen Kraftwerke basieren. Als Freiheitsgrade werden im Redispatch die Anpassung der Kraftwerksleistung und die Abregelung von Windkraftanlagen abgebildet. Weiterhin ist über die zeitkoppelnde, geschlossene Optimierung der Einsatz von Speichern im Redispatch möglich. Um den marktseitig bestimmten Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke zu gewährleisten, müssen hierbei die Speicherfüllstände zu Beginn und Ende des Optimierungszeitraums das marktseitig bestimmte Ausgangsniveau der Füllstände einhalten.

¹ IAEW RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel: 0241/80-96711, Fax: 0241/80-92197
je@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

Eine schematische Übersicht über den Verfahrensablauf ist in Abbildung 1 gegeben.

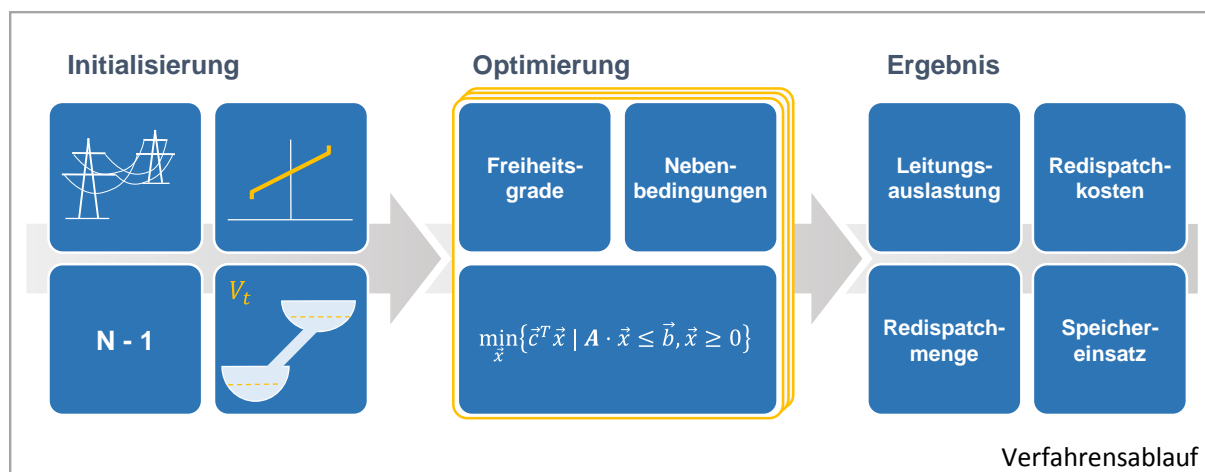


Abbildung 1: Schematischer Verfahrensüberblick

Ergebnisse

Exemplarische Untersuchungen des deutschen Übertragungsnetzes zeigen, dass durch den Einsatz von Speichern grundsätzlich das Redispatchvolumen steigt, die Kosten jedoch gesenkt werden können. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 2a qualitativ aufgetragen. Durch den nahezu grenzkostenfreien Einsatz lassen sich die entstehenden Redispatchkosten zur Erreichung eines sicheren Netzbetriebs reduzieren, da kostenintensive Anpassungen bei thermischen Kraftwerken verringert werden können. Mit steigendem Zeithorizont können hierbei die Pumpspeicherkraftwerke vermehrt in den Redispatch integriert werden und eine Kostenreduktion bewirken. Abbildung 2b zeigt exemplarisch, wie das Speicherbecken als zusätzlicher Freiheitsgrad bei Einhaltung von Vor- und Endzuständen genutzt wird.

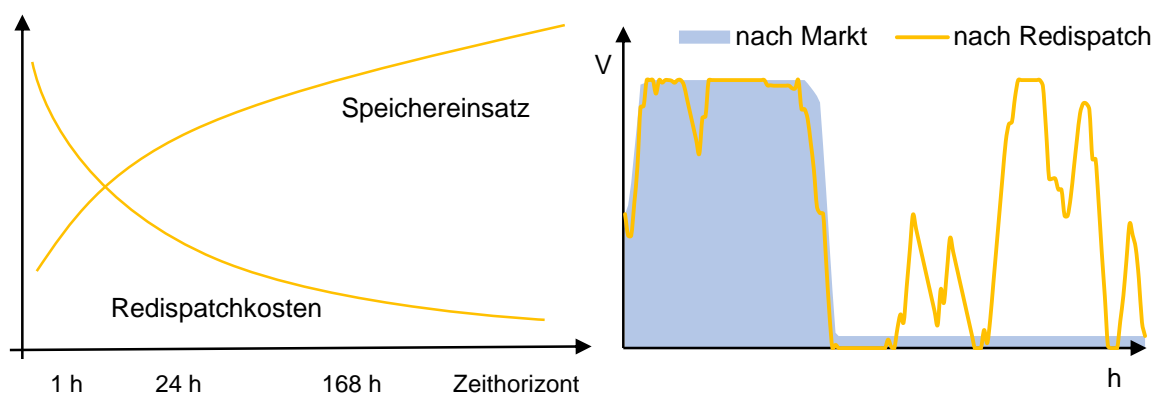


Abbildung 2a: Qualitativer Einfluss des Zeithorizonts auf Redispatchkosten und Speichereinsatz

Abbildung 2b: Qualitativer Verlauf des Speicherbeckenfüllstands nach Markt und nach Redispatch

Gleichzeitig nehmen jedoch durch die größere zeitliche Kopplung der Netznutzungsfälle bei Integration der Speicher der simulative Aufwand sowie Rechenzeit und Speicherbedarf zu. Somit werden mit diesem Beitrag die Fragen beantwortet

- wie der Zusammenhang zwischen Zeithorizont und Redispatchkosten und Speichereinsatz ist,
- welcher Zeithorizont aus Optimierungssicht unter den Gesichtspunkten Rechenzeit, Anzahl der Eingriffe und Kosten optimal ist und
- welche Auswirkungen sich hieraus für den Netzbetrieb ergeben.

Der Beitrag wird im Rahmen des geförderten Forschungsprojektes "Innovative tools for future coordinated and stable operation of the pan-European electricity transmission system (UMBRELLA)", unter dem 7. Rahmenprogramm (RP7) der Europäischen Union (Förderkennzeichen 282775) erstellt.