

FLEXIBILITÄT AUS WIND- UND PHOTOVOLTAIKANLAGEN IM REGELENERGIEMARKT 2035

Sebastian SPIEKER¹, Jakob KOPIŠKE¹, George TSATSARONIS¹

Inhalt

Mit zunehmendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind, Photovoltaik) an der Stromerzeugung sind besondere Herausforderungen an die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks verbunden. Neben den steigenden Gradienten der Residuallast betrifft dies insbesondere die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelenergie. Ein Ausbau der erneuerbaren Energien führt aufgrund der Prognoseunsicherheiten zu einem erhöhten Bedarf an Regelleistung. Diese wird im heutigen Stromsystem v. a. durch konventionelle thermische Kraftwerke und Pumpspeicherwerke bereitgestellt.

Bei steigender Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen werden in einer Vielzahl von Stunden konventionelle Erzeuger nur betrieben, um Systemdienstleistungen erbringen zu können. Dies führt einerseits zu Must-run-Kapazitäten und somit zur Abregelung von EE-Anlagen aber auch zu hohen Kosten für die Beschaffung von Regelleistung.

In diesem Beitrag wird für Deutschland gezeigt, dass durch eine Vermarktung der Flexibilität von Wind- und Photovoltaikanlagen auf dem Regelle Energiemarkt diese Effekte deutlich verringert werden können. Dazu wird der Einsatz des deutschen Kraftwerksparks mit Hilfe eines Fundamentalmodells für das Jahr 2035 abgebildet und die Entwicklung des Spot- und Regelleistungsmarktes untersucht. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der technologiespezifischen Regelleistungsbereitstellung und der Betrachtung der Regelleistungspreise.

Methodik

Zur Beschreibung des deutschen Strommarkts wird ein am Fachgebiet für Energietechnik und Umweltschutz der TU Berlin entwickeltes Fundamentalmodell in stündlicher Auflösung verwendet. Das Modell ist als MIP-Optimierungsproblem formuliert. Bestimmt wird der kostenoptimale Einsatz des deutschen Kraftwerksparks unter Berücksichtigung der relevanten Nebenbedingungen. Dazu zählen insbesondere der zu deckende Strom- und Fernwärmebedarf, die Regelleistungsbereitstellung, sowie kraftwerkstechnische Restriktionen. Neben dem Kraftwerkseinsatz werden in einem mehrstufigen iterativen Verfahren auch Strom- und Regelleistungspreise bestimmt. Dieser modellendogene Ansatz ermöglicht es, bei der Marktpreisbestimmung sämtliche Kosten bspw. auch Anfahrkosten oder Opportunitätskosten zu berücksichtigen. Es wird in der Modellierung differenziert in die Regelleistungsprodukte Primär-, Sekundär- und Minutenreserve (PRL, SRL und MR), für die jeweils spezifische Anforderungen erfüllt werden müssen.

Zur Untersuchung der Auswirkungen eines hohen Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien wird das Jahr 2035 betrachtet. Unterschiede zu 2014 liegen vor allem in einem veränderten Kraftwerkspark (Zubau Gaskraftwerke/ Stilllegung Kohlekraftwerke) und der deutlich höheren Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen sowie veränderten Brennstoff- und CO₂-Preisen. Für das Jahr 2035 wird von Brennstoffpreisen und Erzeugungskapazitäten gemäß des Netzentwicklungsplans 2025 (Szenario B 2035) ausgegangen. Die Prognose der grenzüberschreitenden Lastflüsse erfolgt mittels eines linearen Regressionsmodells, das auf Daten der Jahre 2013 und 2014 basiert. Der zukünftige Regelleistungsbedarf wird unter Berücksichtigung der Kurzfristprognosefehler der Wind/PV-Einspeisung bestimmt.

¹ Technische Universität Berlin, Institut für Energietechnik, FG Energietechnik und Umweltschutz, Marchstraße 18, 10587 Berlin, www.energietechnik.tu-berlin.de,
{Tel.: +49 30 314 24639, j.kopiske@iet.tu-berlin.de},
{Tel.: +49 30 314 24763, spieker@iet.tu-berlin.de},
{Tel.: +49 30 314 24776, tsatsaronis@iet.tu-berlin.de}

Ergebnisse

Das Modell wird durch einen Vergleich mit historischen Daten des Jahres 2014 validiert. Sowohl die Stromerzeugung als auch die Spotpreise im Day-Ahead-Markt werden mit der Modellierung sehr gut beschrieben. Es wird zudem gezeigt, dass sich die Regelleistungspreise gut anhand der Kosten der Leistungsvorhaltung bestimmen lassen. Positive Regelleistung wird dabei vor allem von Pumpspeicher- und Gaskraftwerken, negative Regelleistung hauptsächlich von Kohlekraftwerken angeboten.

Bis zum Jahr 2035 soll entsprechend dem EEG der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch etwa 55-60 % betragen. Der Anteil von Kohlekraftwerken an der Stromerzeugung sinkt deutlich, während durch den Zubau von Gaskraftwerken Gas als Energieträger wichtiger wird. Durch hohe CO₂-Preise verbunden mit dem Umbau des Kraftwerksparks steigt das Strompreisniveau deutlich an.

Die mit dem fundamentalen Marktmodell bestimmten Preise für Regelleistung sind in Tabelle 1 dargestellt. Wird die Regelleistung ohne Marktteilnahme von Wind und PV bereitgestellt, so ergeben sich für das Jahr 2035 trotz des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien weiterhin relativ niedrige Preise für negative Regelleistung. Grund hierfür ist v. a. der mit einem hohen Anteil an Gas- und Pumpspeicherkraftwerken sehr flexible zukünftige Kraftwerkspark. Für positive Regelleistung zeigt sich dagegen ein deutlich höheres Preisniveau. Maßgeblich dafür ist u. a. die sinkende gesamte installierte Kapazität konventioneller Erzeugungstechnologien, wodurch im Modell Knappheitssituationen mit hohen Strompreisen entstehen, so dass in diesen Stunden die Vorhaltung positiver Regelleistung mit hohen Opportunitätskosten verbunden ist.

			2035	
			ohne RL durch Wind/PV	mit RL durch Wind/PV
PRL			13,3	10,1
SRL	pos.		14,1	12,3
	neg.		4,7	0,5
MR	pos.		6,7	6,4
	neg.		2,8	0,4

Tabelle 1: Modellergebnisse – zukünftige Regelleistungspreise (Preise in €/MW*h).

Die Teilnahme fluktuierender erneuerbarer Energien am Regelenergiemarkt hat insbesondere Auswirkungen auf die Bereitstellung und den Marktwert negativer Regelleistung. Die Vorhaltung aufgeschlüsselt nach Kraftwerkstyp ist in Abbildung 1 dargestellt. In dem untersuchten Szenario werden etwa 25 % der negativen Regelleistung durch Wind und PV bereitgestellt. In Tabelle 1 sind deutlich die Auswirkungen auf die Regelleistungspreise zu sehen. Die Vorhaltung negativer Regelleistung ist sowohl für Wind als auch PV i. d. R. ohne Opportunitätskosten möglich, so dass sich zu Zeiten geringer Residuallast ein sehr niedriges Preisniveau einstellt. Konventionelle Anbieter von negativer Regelleistung werden in diesen Stunden verdrängt und die Must-run-Leistung reduziert sich deutlich (11 GW → 9 GW). Der Einfluss auf die Bereitstellung und die Preise positiver Regelleistung ist gering.

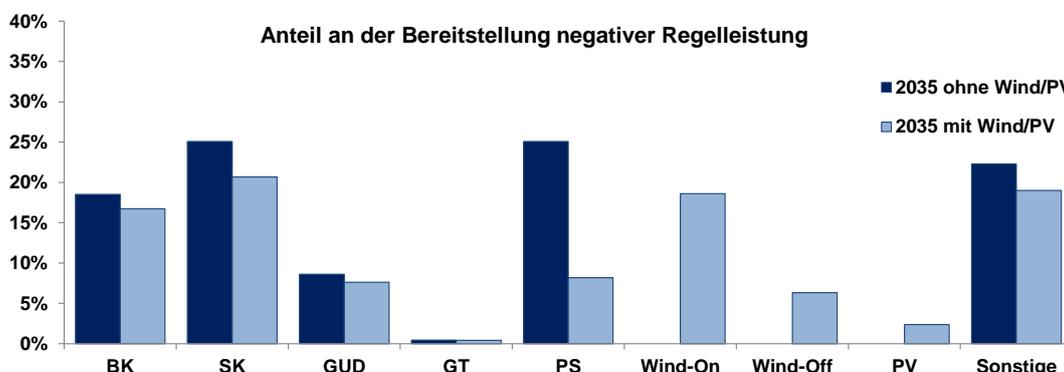


Abbildung 1: Regelleistungsbereitstellung nach Kraftwerkstyp für das Jahr 2035 mit/ohne Teilnahme von Wind und PV am Regelenergiemarkt.