

ÖKONOMISCHE UND ÖKOLOGISCHE BETRACHTUNG EINES MIT EINEM STEINKOHLKRAFTWERK GEKOPPELTEN FLÜSSIGLUFTENERGIESPEICHER

Julian RÖDER¹, Marc FIEBRANDT¹, Nico REDEMANN^{1*}, Hermann-Josef
WAGNER¹

Motivation

Der steigende Anteil erneuerbarer Energien führt zu einem erhöhten Bedarf an flexiblen und regelbaren Stromerzeugungstechnologien. Wetterabhängige Erzeugungstechnologien verursachen steilere und fluktuierende Residuallasten, sodass konventionell gefeuerte Kraftwerke an technischen und ökonomischen Grenzen operieren müssen, um die Stabilität des Energiesystems zu gewährleisten. Um den Leistungsbereich von konventionellen Erzeugungsanlagen zu erhöhen und die Einspeisung von erneuerbaren, fluktuierenden Erzeugungsanlagen zu verstetigen, können Energiespeicher in den Anlagenbetrieb integriert werden. Dabei stellt die Verwendung eines adiabaten Flüssigluftenergiespeichers (Adiabatic Liquid Air Energy Storage – A-LAES) eine großskalige Einsatzoption dar.

Fragestellung

Um eine erhöhte Integration an erneuerbaren Energien in das Stromsystem zu ermöglichen und gesicherte Leistung verfügbar zu halten, ist die Erweiterung des Leistungsbereichs von konventionellen Erzeugungstechnologien wie Steinkohlekraftwerken mittels eines kombinierten A-LAES zu untersuchen. Dabei kann das ursprüngliche Kraftwerksdesign erweitert und die Bandbreite des regelbaren Leistungsbereichs erhöht werden. Mittels einer jährlichen Betriebssimulation für die Jahre 2016 bis 2018 auf Basis realer Leistungsverläufe ausgewählter Steinkohlekraftwerke, wird die Fragestellung diskutiert, ob eine ökonomische und ökologische vorteilhafte Erweiterung des Leistungsbereichs von konventionellen Steinkohlekraftwerken mit der Kombination eines A-LAES realisierbar ist.

Methodik

Der kombinierte Betrieb von Steinkohlekraftwerk und A-LAES wird in einer jährlichen, stündlich aufgelösten Betriebssimulation dargestellt. Diesbezüglich wird ein am Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft der Ruhr-Universität Bochum entwickeltes Simulationstool verwendet, das eine iterative Berechnung der jährlichen Fahrweise der Anlagenkombination ermöglicht. Die Rahmenbedingungen der Betriebssimulationen bilden neben den realen Leistungsverläufen eines deutschen Steinkohlekraftwerks (Westfalen Block E), welche auf die Kennwerte des Referenzkraftwerks NRW normiert sind, die gehandelten Strompreise der EPEX Spot SE mit dem Day-Ahead und Intraday Absatzmarkt, sowie die technischen Kennwerte der konzipierten A-LAES Anlage. Der A-LAES verfügt über eine Einspeicherleistung von circa 99 MW, einer Ausspeicherleistung von 50 MW, einer Speicherkapazität von 7 Stunden und einem Anlagenwirkungsgrad von ungefähr 50 %. Zusätzlich zu den realen Leistungsverläufen des Steinkohlekraftwerks wird ein auf die Kennwerte des A-LAES idealisierter Leistungsverlauf erstellt, der mit täglich sieben möglichen Ein- und 16 Ausspeicherstunden operiert und ein Best-Case-Szenario für die Speicherintegration darstellen soll.

Die Erweiterung des Leistungsbereichs des Steinkohlekraftwerks wird über die Nutzung des A-LAES an den Leistungsgrenzen realisiert, die den Mindestlast- und Volllastbereichen des Kraftwerks entsprechen. Während der Mindestlast wird durch das Kraftwerk erzeugter Strom vom A-LAES eingespeichert und demnach die Einspeisung in das Stromnetz reduziert sowie ein ggf. erforderliches vollständiges Abfahren des Kraftwerks vermieden. Bei Betrieb des Kraftwerks unter Volllast wird zusätzlich Strom vom A-LAES in das Netz eingespeist und so die bereitgestellte Leistung der Anlagenkombination erhöht (vgl. Abbildung 1). Während der Mindestlast ist von einem niedrigen Strompreis – sowie unter Volllast von einem hohen Strompreis – am Spotmarkt auszugehen, sodass der Energiespeicher gezielt die

¹ Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universitätsstraße 150, 44801 Bochum, Tel.: +49 (0)234/32-25984, roeder@ee.rub.de, www.ee.rub.de

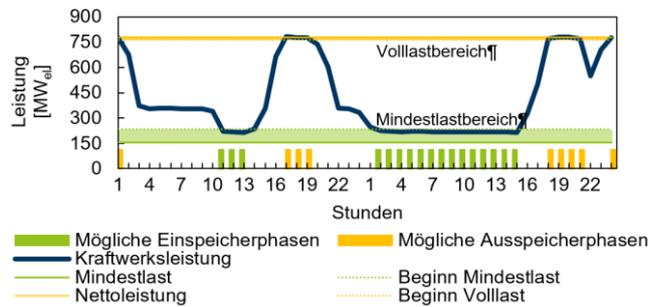


Abbildung 1: Kraftwerksleistung sowie mögliche Ein- und Ausspeicherphasen des A-LAES an einem beispielhaften 48

Spannweite zwischen niedrigen und hohen Strompreisen als ökonomisches Potenzial nutzen kann. Durch die Vorhaltung von Energie ergibt sich eine zeitliche Verschiebung der Energiebereitstellung, wodurch konventionelle Kraftwerke gleichzeitig an Flexibilität in Bezug auf ihre Leistungsabgabe gewinnen und Kraftwerksbetreiber auf Schwankungen der Strompreise an den Absatzmärkten reagieren können.

Die Untersuchung der ökologischen Auswirkungen erfolgt durch eine ökobilanzielle Bewertung und fokussiert sich auf die CO₂-Emissionen bezogen auf die ins Stromnetz eingespeiste elektrische Energie. Im Sinne einer Lebenszyklusanalyse werden neben den direkten Emissionen der Kohleverbrennung ebenfalls Aufwendungen von vorgelagerten Prozessschritten, wie z. B. die Material- und Energiebereitstellung für die Herstellung, berücksichtigt.

Die untersuchte technische Systemgrenze stellt die Anlagenkombination dar, wobei die Herstellung des Kraftwerks und des A-LAES zunächst separat bilanziert werden, um deren CO₂-Emissionen pro kWh zu quantifizieren. Dies sowie Informationen über den Kohlebedarf, die Wirkungsgrade sowie über die Aufwendungen für An- und Abfahrvorgänge des Kraftwerks fließen in die jährlichen Simulationen mit ein. Die Einspeicherung von Energie bei Mindestlast kann zur Vermeidung von Abfahr- und folglich energieintensiven Anfahrvorgängen des Kraftwerks beitragen und ökologische Vorteile aufweisen.

Ergebnisse und Ausblick

Die durchgeführten jährlichen Simulationen ermöglichen Aussagen über die Fahrweise der Anlage unter Berücksichtigung realer Randbedingungen und den generierten ökonomischen und ökologischen Mehrwert der Anlagenkombination gegenüber dem alleinigen Kraftwerksbetrieb. Es zeigt sich, dass es für die Anlagenkombination unter Verwendung der realen Strompreise und verfügbaren Mindest- und Volllastphasen nicht möglich ist durch die zeitlich verschobene Bereitstellung der Leistung einen kraftwerksbezogenen ökonomischen Mehrwert am Markt zu generieren. Auch die Verwendung des idealisierten Leistungsverlaufs mit einer signifikant erhöhten Anzahl an Ein- und Ausspeicherphasen führt nicht zu wirtschaftlichen Vorteilen der Anlagenkombination. Dies ist insbesondere auf den Wirkungsgrad des A-LAES zurückzuführen, der eine hohe Differenz zwischen den Spotmarktpreisen während der Mindest- und der Volllastphasen erfordert. Bei unzureichender Differenz ist eine Kompensation der Erlöse des, unter Berücksichtigung des Speicherwirkungsgrades, verringerten und veräußerten Stroms des A-LAES gegenüber den vom Kraftwerk potenziell direkt veräußerbaren Stroms nicht möglich.

Der ökologische Einfluss des kombinierten Betriebes in Bezug auf CO₂/kWh fällt bei den untersuchten Randbedingungen gering aus. Aufgrund des Speicherwirkungsgrades erhöhen sich die Emissionen leicht, sodass sich kein vorteilhafter Gesamteffekt durch vermiedene Anfahrvorgänge einstellt. Die Erhöhung fällt aufgrund der geringen Anzahl an Betriebsstunden des A-LAES und dessen geringeren Leistung im Vergleich zum Kraftwerk jedoch marginal aus. Es zeigt sich, dass die Anlagenkombination als Systemgrenze der Untersuchung einen hohen Einfluss auf die ökologische Bewertung der erzeugten kWh aufweist und die Ergebnisse bei alleiniger Betrachtung des A-LAES anders ausfallen.

Langfristig soll das entwickelte Tool ermöglichen jede technisch relevante Stromerzeugungsart mit verschiedensten Speichertechnologien in einer jährlichen Betriebssimulation darzustellen. Dabei gilt es eine Bewertung der Ergebnisse hinsichtlich der ökonomischen und ökologischen Einflüsse auf das gesamte Energiesystem zu integrieren. Folglich ist für eine aussagekräftige Schlussfolgerung ein negatives, kraftwerksbezogenes Ergebnis mit daraus folgenden etwaigen positiven Effekten für das Energiesystem in Relation zu setzen sowie die Kompensierung darzustellen und übergeordnet zu bewerten.

Danksagung

Die vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Verbundvorhabens Kryolens ‚Kryogene Luftspeicherung‘ erarbeitet, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET7068F unterstützt wird.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages