

Untersuchungen zur vollregenerativen Stromversorgung mit Wasserstoff-Speicherkraftwerken

Investigation on completely renewable energy supply with hydrogen storage power plants

Martin Töpfer, Harald Weber, Paul Gerdun, Nayeemuddin Ahmed
Elektrische Energieversorgung (EEV), Institut für Elektrische Energietechnik(IEE)
University of Rostock, 18059 Rostock, Germany, martin.toepfer@uni-rostock.de

Abstract

Im Rahmen der Energiewende kommt der Speicherung elektrischer Energie zukünftig eine große Bedeutung zu. Um auch bei regenerativer Vollversorgung einen sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen, müssen diese Speichereinheiten die Systemdienstleistung Frequenzhaltung vollumfänglich erbringen können. Dieses Paper zeigt anhand von drei Szenarien wie dies mit Wasserstoff-Speicherkraftwerken geschehen kann.

In the framework of the Energy systems, the storage of electrical energy will be of great importance in the future, inclusive of renewable energy sources for a secure network operation. These storage units must be able to deliver ancillary service frequency stability in the system. In this paper, three different scenarios are shown how hydrogen storage power plant can achieve the frequency stability in the system.

1 Einleitung

Die Erzeugerstruktur der elektrischen Energieversorgung ist im Wandel. Zentrale Großkraftwerke, die bisher die Basis eines stabilen und sicheren Netzbetriebes bildeten, werden zunehmend vom Markt verdrängt. Ersetzt werden diese durch dezentrale Einspeiser basierend auf erneuerbaren Energiequellen. Daraus ergeben sich Veränderungen für den Netzbetrieb. Zum einen richtet sich die Einspeisung durch erneuerbare Energien nicht nach dem Bedarf im Netz sondern nach dem verfügbaren Angebot an Primärenergie, was nur eine bedingt Regelfähigkeit dieser Anlagen zulässt. Zum anderen stellen sie keine Schwungmassen für das Netz bereit, da sie meist über Umrichter angeschlossen sind. Zudem entstehen durch die verbraucherferne Errichtung von z.B. Windenergieanlagen zunehmend hohe Wirkleistungstransite innerhalb des europäischen Verbundnetzes. Dies führte in der Vergangenheit bereits zu kritischen Situationen im Netzbetrieb. Bei einem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien wird sich diese Problematik voraussichtlich noch verschärfen[1]. Deshalb muss eine Lösung gefunden werden um die fluktuierende Einspeisung durch erneuerbare Energieträger sowie den Wegfall von Schwungmassen und Regelfähigkeit zu kompensieren. Das wird es in Zukunft nötig machen, Energie in großem Umfang zu speichern. Diese Speicherlösungen müssen in der Lage sein Energie bei Bedarf unverzüglich und über einen längeren Zeitraum aus dem Netz aufzunehmen oder in das Netz abzugeben [2] [3]. Nur wenn diese Anforderungen erfüllt werden, kann eine sichere und zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie auch bei weiter

zunehmendem Ausbau an erneuerbaren Energien bis hin zur regenerativen Vollversorgung gewährleistet werden. In diesem Paper soll exemplarisch an der 50 Hertz Regelzone gezeigt werden, wie durch Einsatz von Wasserstoff-Speicherkraftwerken auch zukünftig ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden kann.

2 Methodischer Ansatz

Grundlage für die Untersuchungen bildet ein Netzmodell des europäischen Verbundnetzes, vgl. Abbildung 1. Die darin enthaltenen Erzeuger- und Verbraucherdaten orientieren sich am NEP-Strom 2025. Die Netzsituation im ausgewählten Lastfall ist durch hohe Nord-Süd Wirkleistungstransite gekennzeichnet. Für die 50 Hertz Regelzone wurden die Erzeugerdaten so modifiziert, dass bei Erhalt der Einspeiseleistung eine reine Windeinspeisung vorliegt. Diese übersteigt den Wirkleistungsbedarf in der Regelzone um ca. 6 GW. Der Lastfall wurde so eingestellt, dass im 50 Hertz Netzgebiet keine Synchrongeneratoren am Netz sind. In dieses Netzmodell wurden nun zusätzlich Simulationsmodelle für Wasserstoff-Speicherkraftwerke (H₂-Speicherkraftwerke) eingesetzt. Diese folgen dem Konzept von [2] , [4]. Die wichtigsten Merkmale dieser H₂-Speicherkraftwerke sind:

- Sie verfügen über eine spannungseinprägende Wechselrichterregelung
- Parallel zum Wasserstoffspeicher gibt es eine Batterie und einen Super Capacitor

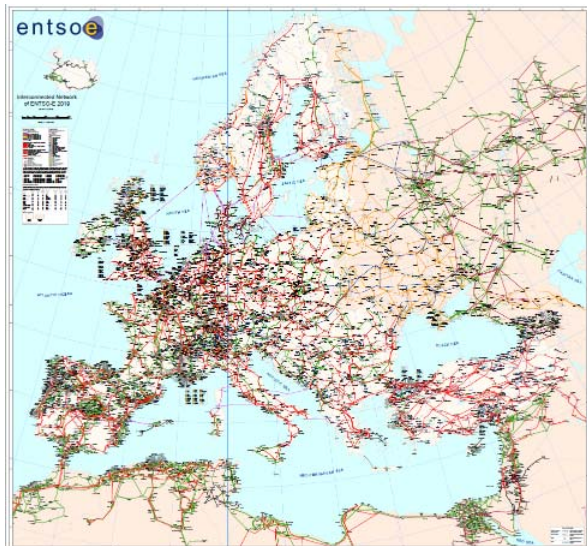


Abbildung 1 Karte des europäischen Verbundnetz [5]

- Das H2-Speicherkraftwerk erzeugt an seinen Wechselrichterklappen eine dreiphasige Spannung mit konstanter Amplitude
- Der Spannungswinkel an den Wechselrichterklappen kann verändert werden

An Hand von drei Szenarien die unterschiedliche Ausbaustufen repräsentieren, soll nun die Möglichkeit für den netzbildenden Einsatz von H2-Speicherkraftwerken im Übertragungsnetz gezeigt werden. Ziel ist dabei das Aufzeigen eines möglichen Weges bis hin zur alleinigen Versorgung der 50 Hertz Regelzone durch H2-Speicherkraftwerke in Kombination mit erneuerbaren Energien (EE). Folgende Szenarien sollen untersucht werden:

1. Prototypphase. Hier soll die Fähigkeit zur Lieferung von Momentanreserve und Primärregelung im Verbundbetrieb mit konventionellen Kraftwerken gezeigt werden.
2. Beginnender Ausbau. Hier soll die Fähigkeit der H2-Speicherkraftwerke zur Lieferung von Sekundärregelung im Verbund mit konventionellen Kraftwerken gezeigt werden. Außerdem soll gezeigt werden, dass auf diese Weise Redispatch vermieden werden kann.
3. Fortgeschrittener Ausbau. Dieses Szenario ist gekennzeichnet von einer leistungsmäßig hohen Durchdringung von H2-Speicherkraftwerken im Netz. Hier soll gezeigt werden, wie die H2-Speicherkraftwerke, bei entsprechender Verbreitung, die 50 Hertz Regelzone allein im Verbund mit Windenergieanlagen versorgen können.

Um für die Vollversorgung und den Übergangszeitraum dahin geeignet zu sein, werden an die H2-Speicherkraftwerke folgende Anforderungen gestellt:

- Sie müssen in der Lage sein die Systemdienstleistung Frequenzhaltung vollumfänglich zu erbringen,

d.h. Momentanreserve, Primärregelung und Sekundärregelung liefern zu können

- Sie müssen im Verbundbetrieb mit konventionellen Kraftwerken zusammenarbeiten können
- Die H2-Speicherkraftwerke müssen in Lage sein Energie entweder zu speichern und abgeben zu können, so wie es gerade benötigt wird

3 Auswertung der Szenarien

Im vorliegendem Kapitel sollen nun die einzelnen Szenarien ausgewertet werden.

3.1 Prototypphase

In dieser Phase wurde davon ausgegangen, dass zunächst ein Prototyp mit nennenswerter Leistung errichtet wurde. In diesem Fall wurde angenommen, dass dieser eine Nennwirkleistung von 100 MW hat und am Knotenpunkt Bentwisch bei Rostock an das Übertragungsnetz angeschlossen ist. Dieses Beispiel eignet sich um das Verhalten eines H2-Speicherkraftwerks bei Netzstörungen zu verdeutlichen und dessen Fähigkeit zur Lieferung von Momentanreserve und Primärregelung zu untersuchen. Zu diesem Zweck wurde der Ausfall eines 700 MW Windparks in der 50 Hertz Regelzone simuliert. Zur besseren Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse wurde davon ausgegangen, dass das H2-Speicherkraftwerk zum Zeitpunkt der Störung weder Leistung abgab noch aufnahm. Die dargestellten Ergebnisse gelten aber äquivalent auch für einen anderen Anfangsarbeitspunkt. Bild 2 zeigt den Verlauf der vom H2-Speicherkraftwerk Rostock (SPKW Rostock) abgegebenen Wirkleistung und die Ladezustände der verwendeten Speicherelemente über einen Zeitraum von 5 Sekunden. Auf Grund seiner spannungseinprägenden Regelung gibt das H2-Speicherkraftwerk im Moment des Störungseintritts zusätzliche Leistung ab. Diese liegt hier bei ca. 30 MW. Nach ungefähr 4 Sekunden schwingt sich das Kraft-

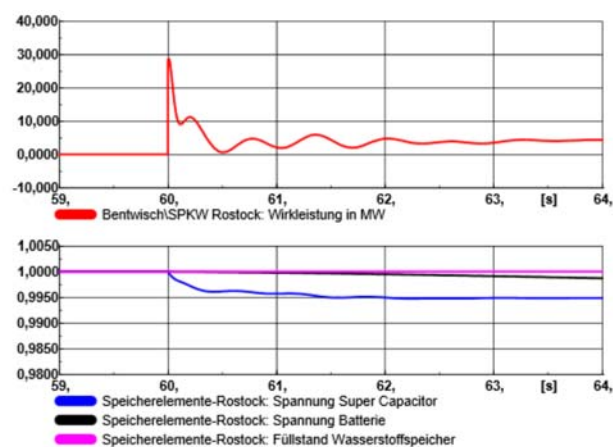


Abbildung 2 Wirkleistung und Speicherzustände des Speicherkraftwerk Rostock im Szenario 1 über 5 Sekunden

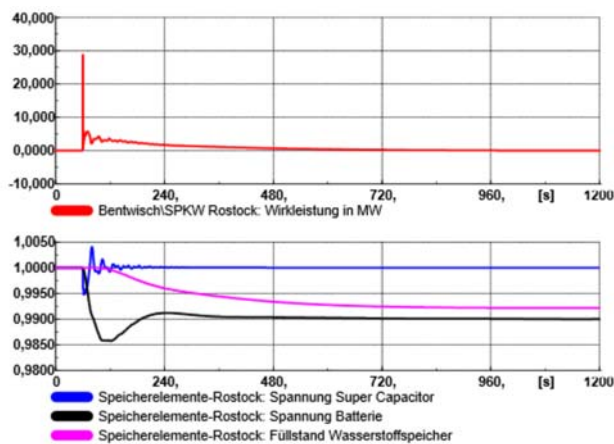


Abbildung 3 Wirkleistung und Speicherzustände des Speicherkraftwerk Rostock im Szenario 1 über 1200 Sekunden

werk auf seinen neuen Arbeitspunkt ein und liefert Primärregelleistung. Die unter dem Wirkleistungsgraphen dargestellten Zustandsgrößen der Speicherelemente zeigen deutlich aus welchem Speicher die abgegebene Energie bezogen wird. Zur besseren Übersicht sind diese in bezogenen Größen dargestellt. Sehr gut erkennbar ist die sich ergänzende Wechselwirkung zwischen dem Kondensator und der Batterie. In den ersten 2 Sekunden entlädt sich v.a. der Kondensator und liefert die benötigte Leistung. Das hat ein Absinken der Kondensatorspannung (blauer Graph) zur Folge. Um die Batterie zu schonen, steigt deren Leistungsabgabe etwas langsamer als die des Kondensators. Nach ca. 2 Sekunden liefert diese nun die benötigte Leistung und die Spannung am Kondensator stabilisiert sich, da dieser nicht weiter entladen wird. Der Batteriestrom führt zu einem Absinken der Batteriespannung (schwarzer Graph). Zeitgleich wird der Kondensator wieder aufgeladen. Die interne Regelung ist so eingestellt, dass der Wasserstoffspeicher im Minutenbereich wirkt, sodass sich der Füllstand des Wasserstoffspeichers (dargestellt in Magenta) im dargestellten Zeitbereich nicht nennenswert ändert. Bild 3 zeigt das Verhalten des H₂-Speicherkraftwerks über einen Zeitraum von 20 Minuten. Mit aktiv werden der Sekundärregelung sinkt die abgegebene Leistung wieder auf ihren Ausgangswert zurück. Die interne Regelung des Speicherkraftwerks ist so eingestellt, dass die Batterie bis auf einen Stand von 0,9 p.u. und der Kondensator bis auf 1,0 p.u. geladen werden. Bild 4 zeigt den Verlauf der Netzfrequenz, gemessen am Standort Neuenhagen. Diese erreicht ca. 15 Minuten nach Störungseintritt wieder ihren Anfangswert von 50 Hz .

3.2 Beginnender Ausbau

Dieses Szenario geht davon aus, dass die Prototypphase erfolgreich verlief und bereits vier Speicherkraftwerke in der Regelzone errichtet wurden. Diese sind an den Standorten Bentwisch bei Rostock, Reuter in Berlin, Pulgar bei Leipzig und Bärwalde in der Lausitz an das Übertragungsnetz angeschlossen. Damit befindet sich jeweils ein Kraftwerk im Norden, im Zentrum, im Osten und Süd-Westen der Regelzone. Für jeden Standort wurde eine installier-

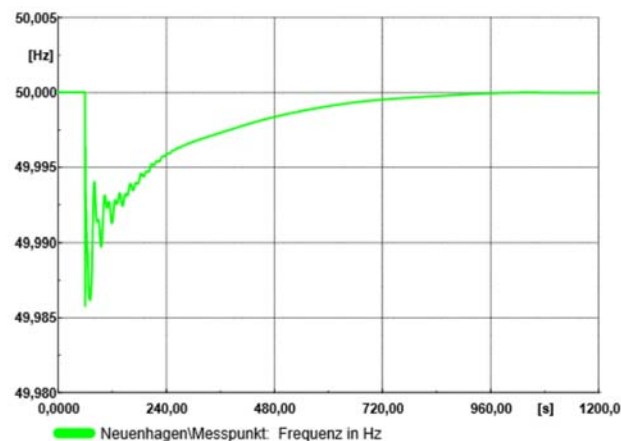


Abbildung 4 Netzfrequenz am Standort Neuenhagen im Szenario 1

te Leistung von jeweils 500 MW angenommen. Mit dieser Kapazität sollen sich die Speicherkraftwerke sowohl an der Primär- als auch an der Sekundärregelung beteiligen. Um das zu demonstrieren, wurde angenommen, dass im Norden eine Windfront aufzieht. Diese führt zu einer Erhöhung der eingespeisten Windleistung um insgesamt 1 GW innerhalb von fünf Minuten. Dieser Zustand hält eine halbe Stunde an. Danach fällt die eingespeiste Leistung mit dem gleichen Gradienten auf ihren Anfangswert zurück, was einem Abflauen der Windfront entspricht. Nach einer weiteren halben Stunde sinkt die Leistung innerhalb von fünf Minuten um 1GW, verweilt eine halbe Stunde auf diesem Wert und kehrt anschließend auf ihren Ausgangswert zurück.

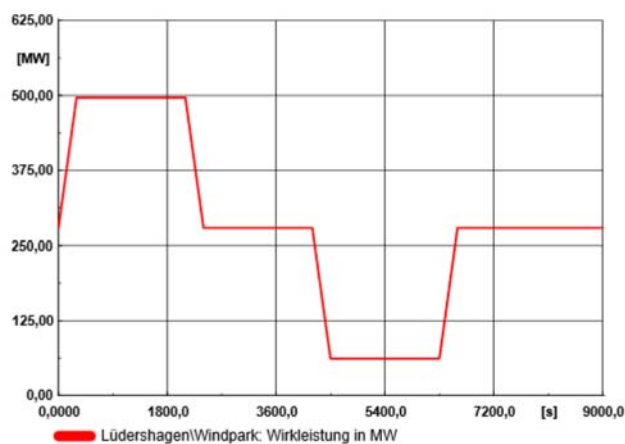


Abbildung 5 Wirkleistung Windpark Lüdershagen im Szenario 2

Bild 5 zeigt dafür beispielhaft den Verlauf der eingespeisten Windleistung des Windpark Lüdershagen in Norddeutschland. Zielsetzung ist in diesem Fall, dass das auftretende Leistungsungleichgewicht in der 50 Hertz Regelzone, allein durch Speicherkraftwerke kompensiert wird. Bild 6 zeigt exemplarisch die Wirkleistungsabgabe sowie die Ladezustände der Speicherelemente eines Speicherkraftwerks (SPKW) welches sich an der Primärregelung beteiligt. Mit dem Ansteigen der Windleistung steigt die

Frequenz im Netz. Das Speicherkraftwerk beginnt nun Leistung aufzunehmen und Energie einzuspeichern. Nach dem der maximale Wert der Windeinspeisung erreicht ist und die Maßnahmen der Sekundärregelung wirksam werden, sinkt dieser Wert wieder auf 0 MW. Mit Abnehmen der Windfront herrscht im Netz ein Mangel an erzeugter Leistung. Folglich sinkt die Frequenz wieder. Diesmal gibt das Speicherkraftwerk Wirkleistung ab und speichert Energie aus. Dies geschieht so lange, bis die Frequenz wieder ihren Nennwert von 50 Hertz erreicht hat. Nach dem Ende der Windflaute nimmt die eingespeiste Windleistung wieder zu. Dadurch wird im Netz mehr Leistung erzeugt als von den Verbrauchern aufgenommen wird. Dies hat eine Leistungsaufnahme durch das Speicherkraftwerk und einen Frequenzanstieg zur Folge, bis erneut ein stationärer Zustand erreicht ist. Bild 7 zeigt das Verhalten eines an der Sekundärregelung beteiligten Kraftwerkes in am Standort Reuter in Berlin. Mit dem Einsetzen der Windfront beginnt dieses ebenfalls Leistung aufzunehmen. Dies geschieht allerdings mit einem geringeren Gradienten als bei dem Speicherkraftwerk mit Primärregelung. Zudem geht die Leistung beim Erreichen der Nennfrequenz nicht auf 0 MW zurück, sondern erreicht bei 500 MW einen neuen stationären Wert. Dieser sinkt erst beim Rückgang der Windeinspeisung wieder auf seinen ursprünglichen Anfangswert von 0 MW. Zu diesem Zeitpunkt hat das Speicherkraftwerk ausschließlich Energie aus dem Netz aufgenommen und der Füllstand des Wasserstoffspeichers ist angestiegen. Beim Einsetzen der Windflaute wird im gleichen Maße Energie an das Netz abgegeben. Um zu verdeutlichen, dass es auf diese Weise gelungen ist die Störung innerhalb der Regelzone vollständig zu kompensieren, ist in Bild 8 zusätzlich zur Netzfrequenz die Austauschleistung des 50 Hertz Netzes dargestellt. Diese weicht mit Einsetzen der Primärregelung zunächst von ihrem Ausgangswert ab. Das ist verständlich, da die Primärregelung durch Kraftwerke im gesamten Verbundnetz erbracht wird. Auf diese Weise wird in diesem Beispiel ein Maximalwert von 7100 MW erreicht.

Nach Berechnung des Regelzonenfehlers, engl. Area Control Error (ACE) und einer entsprechenden Signalweiter-

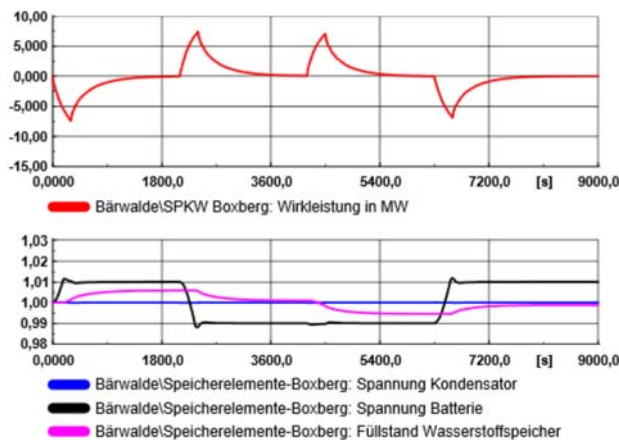


Abbildung 6 Wirkleistung und Speicherzustände des Speicherkraftwerk Boxberg im Szenario 2

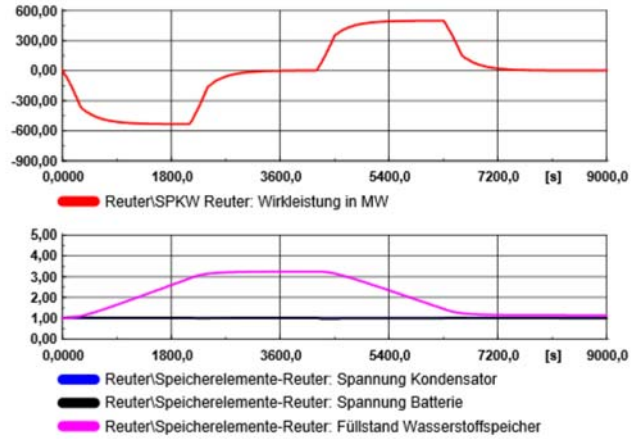


Abbildung 7 Wirkleistung und Speicherzustände des Speicherkraftwerk Reuter im Szenario 2

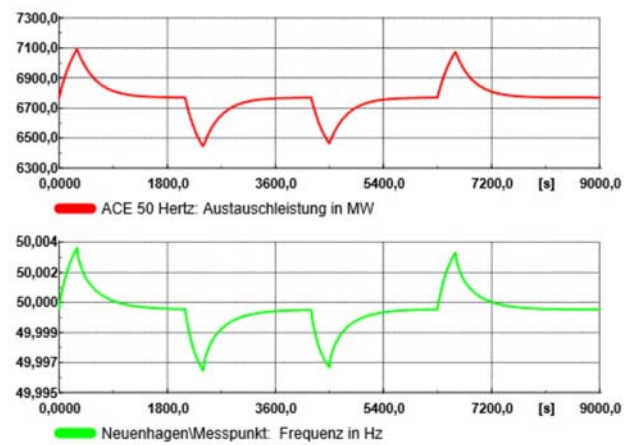


Abbildung 8 Austauschleistung und Netzfrequenz im Szenario 2

gabe an die Sekundärregelung wird jedoch immer wieder der Ausgangswert erreicht. Auf diese Weise können bestehende Lieferverträge mit anderen Regelzonen eingehalten werden, ohne dass Redispatchmaßnahmen und die damit entstehenden Kosten nötig werden.

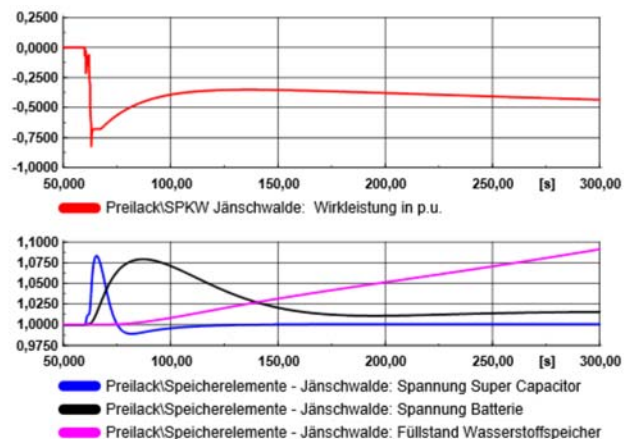


Abbildung 9 Wirkleistung und Speicherzustände des Speicherkraftwerk Jänschwalde im Szenario 3

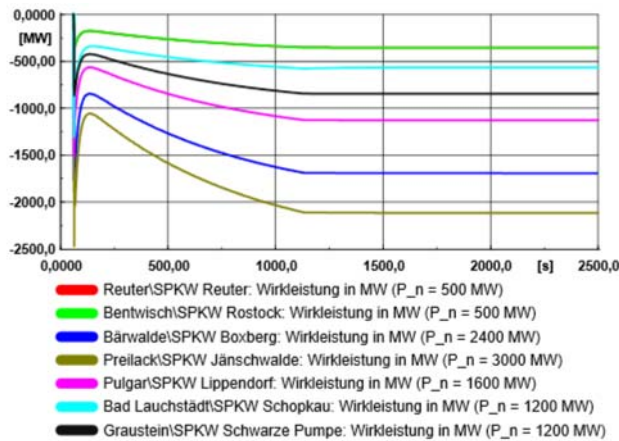


Abbildung 10 Wirkleistung der Speicherkraftwerke im Szenario 3

3.3 Fortgeschrittener Ausbau

Dieses Szenario repräsentiert eine fortgeschrittene Ausbaustufe. In den bisherigen Szenarien war die 50 Hertz Regelzone mit dem europäischen Verbundnetz verbunden. Über die Kuppelleitungen konnte so auf die Schwungmassen und konventionellen Kraftwerke in den anderen Regelzonen zugegriffen werden. Bei einer angestrebten Vollversorgung durch regenerative Energien ist dies nicht mehr möglich. Deshalb wurde im Folgenden exemplarisch die Abtrennung des 50 Hertz Netzes vom restlichen Verbundnetz simuliert. Dies geschieht schrittweise innerhalb von 3 Sekunden, da auch ein real auftretender Zerfall des Verbundnetzes nicht auf einmal erfolgen würde. Dadurch entsteht in der Regelzone ein Leistungsüberschuss von über 6 GW. Gerade in Verbindung mit einem hohen Anteil an Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen stellt eine solche Netzauftrennung eine große Herausforderung dar[6]. Die aufgetretene Störung soll nun allein durch die Speicherkraftwerke und die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion der Windenergieanlagen kompensiert werden. Weiterhin müssen im Falle einer regenerativen Vollversorgung Zeiten ohne Wind- und Solar-

einspeisung zum großen Teil durch Speicher, in diesem Fall H2-Speicherkraftwerke, überbrückt werden. Insgesamt wird für dieses Szenario daher eine installierte Speicherleistung von 10,4 GW angenommen. Das entspricht der Verbraucherleistung zuzüglich einer Reserve von 10 Prozent. Weiterhin wurde angenommen, dass aus Kostengründen das Prinzip großer, zentraler Speichereinheiten Vorrang gegenüber dem Prinzip kleiner verteilter Einheiten erhält. Angenommen wurden installierte Leistungsklassen von 500 MW bis 3000 MW. In Bild 9 ist für diesen Fall der Netztrennung beispielhaft das Verhalten eines H2-Speicherkraftwerks in Jänschwalde dargestellt. Im Moment der Netzauftrennung ist es in der Lage ca. 75 Prozent seiner Nennwirkleistung als Momentanreserve zu liefern. Diese Energie wird v.a. im Super Capacitor gespeichert. Auf Grund des hohen Eingangssignals ist jedoch auch die Reaktion von Batterie und Wasserstoffspeicher vergleichsweise schnell. Die Wirkleistungseinspeisung aller installierten Speicherkraftwerke ist in Bild 10 dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass alle einen hohen Anteil an Momentanreserve liefern. Dies trägt dazu bei, den anfänglichen Frequenzgradienten zu begrenzen. Somit bleibt der Primärregelung mehr Zeit um Leistungsreserven freizusetzen und die Frequenzabweichung auf 50,75 Hz (vgl. Bild 11) zu begrenzen. Das trifft auch auf die Windparks zu, welchen nun mehr Zeit bleibt ihre Leistung herunter zu regeln. In Bild 11 ist beispielhaft das Verhalten des Windparks Lüdershagen dargestellt.

4 Diskussion und Zusammenfassung

Anhand von Simulationen wurde der mögliche Einsatz von H2-Speicherkraftwerken in der 50 Hertz Regelzone untersucht. Es wurde gezeigt, dass diese Speichereinheiten mit Verwendung einer spannungseinprägenden Wechselrichterregelung in der Lage sind die Systemdienstleistung Frequenzhaltung vollumfänglich zu erbringen. Das heißt sie sind in der Lage Momentanreserve, Primärregelleistung und Sekundärregelleistung zu liefern. Voraussetzung dafür ist, dass sie mit einem entsprechend großen Energiespeicher ausgerüstet sind. Dann können diese H2-Speicherkraftwerke die fluktuierende Einspeisung durch erneuerbare Energie kompensieren und bei Netzfehlern einen Beitrag zur Frequenzstabilität liefern. In zukünftigen Szenarien können diese Speicherkraftwerke im Verbund mit konventionellen Kraftwerken operieren oder im Falle einer regenerativen Vollversorgung den sicheren Netzbetrieb auch ohne thermische Kraftwerke gewährleisten.

5 Disclaimer

Dieses Dokument beruht auf Arbeiten, die mit Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des SINTEG-Programms „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ im Schaufenster WindNODE erstellt wurden. Die hier enthaltenen Ansichten der Verfasser spiegeln nicht

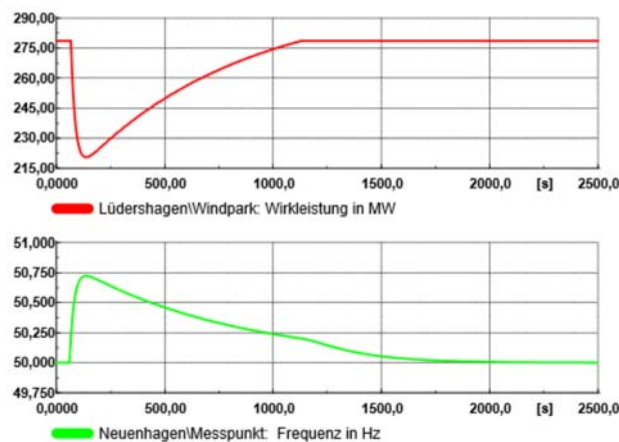


Abbildung 11 Wirkleistung des Windpark Lüdershagen und Netzfrequenz im Szenario 3

notwendigerweise die Ansichten des BMWi oder der übrigen WindNODE-Partner wieder.

6 Literature

- [1] J. Lehner: Anforderungen an das Frequenzverhalten bei Netzauftrennungen, 12. ETG/GMA-Fachtagung „Netzregelung und Systemführung“, 26. – 27.09.2017 in Berlin
- [2] H. Weber: Von der Frequenzregelung mit Schwungmassen (netzstützende Maßnahmen) zur Winkelregelung mit Umrichtern (netzbildende Maßnahmen), 12. ETG/GMA-Fachtagung „Netzregelung und Systemführung“, 26. – 27.09.2017 in Berlin.
- [3] B. Engel et al.: Synthetische Schwungmasse, 12. ETG/GMA-Fachtagung „Netzregelung und Systemführung“, 26. – 27.09.2017 in Berlin
- [4] H. Weber, N. Ahmed, P. Baskar: Power Re-Dispatch Reduction with Nodal Voltage Angle Control in Electrical Energy Supply Systems, 2018 Control of Power and Energy Systems (IFAC), 4. - 6.9.2018. Tokyo, Japan
- [5] ENTSO-E: Interconnected network of ENTSO-E Map 1:4.000.000, verfügbar: <https://www.entsoe.eu/data/map/downloads>, letzter Zugriff: 30.07.2019
- [6] EE, Terna, TransnetBW, 50Hertz Transmission, RTE, Swissgrid and Energinet.dk.: Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe, verfügbar: <https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC>