

MINIMALER BEDARF AN LANGFRISTIGER FLEXIBILITÄT IM STROMSYSTEM BIS 2050 STUDIENERWEITERUNG



Berlin, 24. Februar 2016

Im Auftrag von Greenpeace Energy eG

Philipp Götz
Fabian Huneke
Thorsten Lenck
Carlos Perez Linkenheil

INHALTSVERZEICHNIS

1. Einleitung und Anknüpfung an die Vorgängerstudie.....	1
2. Ziel der Studienerweiterung	3
3. Methodik und Annahmen.....	4
4. Minimaler Bedarf an langfristiger Flexibilität und Kosten	6
5. Zusammenfassung der Ergebnisse und Fazit	9
Quellenverzeichnis.....	10
Kurzportrait Energy Brainpool.....	11

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Gegenüberstellung verschiedener Energie- bzw. Stromspeichersysteme anhand ihrer Kapazität und Entladedauer. Windgas (Power-to-Gas) ist eine der wenigen Optionen zur Langzeitspeicherung von Energie.....	2
Abbildung 2: Zur Aufnahme des Überschussstromes aus fluktuierenden Energien im Vergleich zur kumulierten Kapazität von Wind- und Solarenergie minimal (blaue Kurve) und maximal (grüne Kurve) benötigte Elektrolyseleistung von Windgas-Anlagen (nach ausgeglichener Import-/Exportbilanz): Ausbaupfad für Windgas von heute hin zu einer erneuerbaren Vollversorgung im Stromsystem mit und ohne Kurzzeit-Flexibilitätsoptionen.....	7
Abbildung 3: Kosten der Stromversorgung für den Ausgleich der schwankenden Einspeisung aus Windenergie- und PV-Anlagen bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien für ein Stromsystem ohne und mit Windgas-Anlagen sowie mit Windgas-Anlagen und Kurzzeit-Flexibilitätsoptionen. In den Balken sind die Kostendifferenzen jeweils zwischen den beiden Systemvarianten mit Windgas-Anlagen und der Variante ohne Windgas-Anlagen dargestellt. Selbst bei niedrigeren Strompreisen am Markt sind die Kosten des Strombezug der Windgas-Anlagen mit 35 €/MWh angesetzt. In dieser Abbildung sind nur die sich in den Szenarien unterscheidenden Kosten berücksichtigt.	8

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Mittelwerte wichtiger Parameter verschiedener Speichertechnologien (technologischer Stand 2015).....	1
Tabelle 2: Das aktuell untersuchte Szenario basiert auf den hier dargestellten Parametern der Umweltorganisation Greenpeace e.V. für eine Energieversorgung zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien samt der Annahmen zu installierter Leistung in GW, Bruttostromerzeugung in TWh und Volllaststunden (VLS) verschiedener regenerativer Energieerzeugungsanlagen in einer erneuerbaren Vollversorgung. Zum Vergleich zusätzlich gesicherte Angaben für das Jahr 2013. *) Inklusiv hier nicht aufgeführter sonstiger erneuerbarer Quellen wie z. B. Hausmüllverwertung (Differenz: 5,2 TWh). Quellen: 1) AG Energiebilanzen, 2) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2014).	4
Tabelle 3: Wirkungsgrade der Flexibilitätsoptionen und Gaskraftwerke	5

1. EINLEITUNG UND ANKNÜPFUNG AN DIE VORGÄNGERSTUDIE

Um die Ziele der Bundesregierung hinsichtlich der Energiewende erreichen zu können, werden in den nächsten Jahren in großem Umfang Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) zugebaut, vor allem Windenergie- und Photovoltaik-(PV-)Anlagen. Zukünftig werden die installierten Leistungen der EE-Anlagen – abhängig von der Ausbaugeschwindigkeit – die bundesweite Spitzennachfrage übertreffen. In Zeiten mit viel Wind und viel Sonne erzeugen die Anlagen dann mehr Strom, als zeitgleich vollständig verbraucht werden kann. Dies gilt unter der Annahme heutiger Flexibilität des Stromsystems. Wie die Vorgängerstudie von Sterner et. al. (2015) zeigt, summieren sich die Stromüberschüsse auf 154 TWh im Jahr 2050, was in etwa 20 Prozent der deutschen Bruttostromnachfrage des Jahres 2012 entspricht. Die Studie zeigt ferner die ökologischen und ökonomischen Vorteile auf, wenn diese Strommengen durch Wandlung in Windgas zur Rückverstromung in den Zeiten zur Verfügung stehen, in denen das Angebot an EE-Strom nicht ausreicht, die Nachfrage zu decken:

Speichertechnologie	Preis pro Kapazität in €/kWh	Max. Zyklen-zahl	Lebensdauer in Jahren	Wirkungsgrad in Prozent
Superkondensatoren (DSK)	10.860	1.000.000	10	94
Spulen (SMES)	44.617	1.000.000	30	92
Schwungradspeicher	1.636	1.000.000	20	87
Blei-Säure-Batterien	223	1.127	9	81
Nickel-Batterien	842	1.088	12	71
Lithium-Batterien	575	8000	15	90
Natrium-Batterien	456	4.900	17	77
Redox-Flow-Batterien	465	7.458	15	73
Pumpspeicherwerke	30	29.200	60	77
Druckluftspeicher, adiabatisch	120	12.860	40	48
Sensible Wärmespeicher	3	5.000	30	59
Latentwärmespeicher	31	5.000	30	83
Thermochemische Speicher	53	3.500	30	90
Windgas (Kavernenspeicher Wasserstoff, Alkal. Elektrolyse, Methanisierung, Rückverstromung KWK)	0,45	27.300	75	45

Tabelle 1: Mittelwerte wichtiger Parameter verschiedener Speichertechnologien (technologischer Stand 2015)¹

¹ Vgl. Sterner et. al. (2015), S. 93.

Durch Windgas als Flexibilitätsoption kann die Stromnachfrage ab dem Jahr 2035 mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien bei gleichzeitig niedrigeren Kosten gedeckt werden.

Als einzige Flexibilitätsoption wurde in der Vorgängerstudie Windgas betrachtet, um den direkten Einfluss dieser Technologie darzustellen. Real stehen dem Stromsystem jedoch bereits heute weitere sogenannte Flexibilitätsoptionen zur Verfügung wie Lastmanagement (Demand-Side-Management), Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke. Diese Flexibilitätsoptionen weisen unterschiedliche Eigenschaften hinsichtlich Speicherkapazität, Speicherdauer und Wirkungsgrad auf, die sie für bestimmte Einsatzmöglichkeiten qualifizieren. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Charakteristika und die Kosten von Speichertechnologien.

Bereitstellungsdauer bzw. Ausspeicherdauer der Flexibilitätsoptionen entscheiden besonders über die Speichereinsatzmöglichkeiten. Unterschieden werden Kurzzeit-Flexibilitätsoptionen (Batteriespeicher, Demand-Side-Management, thermische Speicher) und Langzeit-Flexibilitätsoptionen (Pumpspeicherkraftwerke und Power-to-Gas-Technologien).

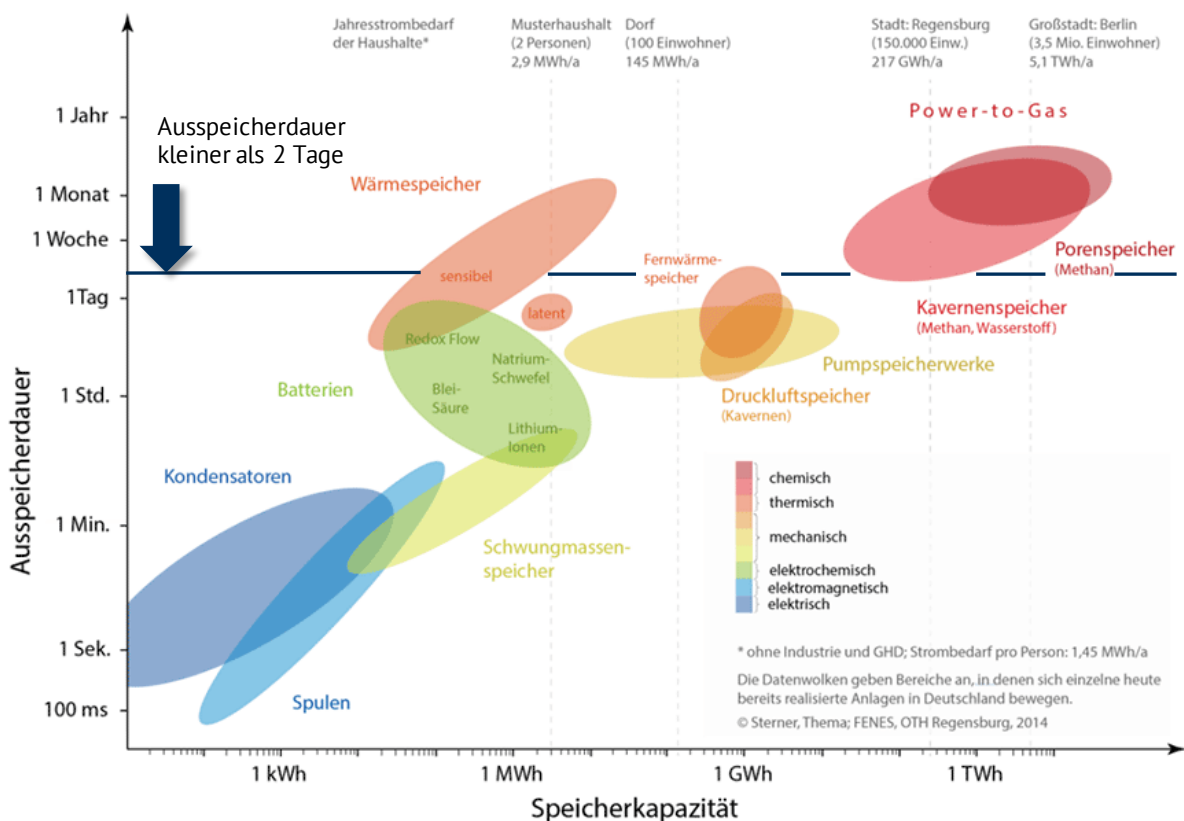


Abbildung 1: Gegenüberstellung verschiedener Energie- bzw. Stromspeichersysteme anhand ihrer Kapazität und Entladedauer. Windgas (Power-to-Gas) ist eine der wenigen Optionen zur Langzeitspeicherung von Energie²

² Aus Sterner et. al. (2015), S. 74, eigene Bearbeitung.

Kurzeit-Flexibilitätsoptionen zeichnen sich dadurch aus, innerhalb kürzester Zeit ein- bzw. aus-speichern zu können. Allerdings ist ihre Fähigkeit zum Ausgleich auf eine kurze Zeitdauer be-schränkt. Wie aus Abbildung 1 hervorgeht ist Power-to-Gas (Windgas) eine der wenigen Flexibi-litätsoptionen mit großer Speicherkapazität im Bereich oberhalb dreistelliger Gigawattstunden und mit einer Ausspeicherdauer von mehr als einem Tag.

2. ZIEL DER STUDIENERWEITERUNG

Da einige Kurzeit-Flexibilitätsoptionen bereits heute im Strommarkt etabliert sind oder sich wie z. B. kleine und große Batteriespeicher zunehmend etablieren, ist anzunehmen, dass sie auch zukünftig zur Flexibilisierung des Stromsystems beitragen werden. Bislang ist jedoch die indivi-duelle Mengenentwicklung der diversen Flexibilitätsoptionen schwer abschätzbar, da sie von vielen Faktoren abhängt, die deren Wirtschaftlichkeit beeinflussen. Solche Faktoren sind z. B. die rechtlichen Rahmenbedingungen, Kostendegressionen und die übrige Entwicklung des euro-päischen Energiebinnenmarktes.

In der Vorgängerstudie wurde ausschließlich Windgas als Flexibilitätsoption im Stromsystem betrachtet und damit ein maximaler Bedarf an langfristigen Flexibilitätsoptionen ermittelt. Das Ziel dieser Studie ist nunmehr die Abschätzung des minimalen Bedarfs an langfristigen Flexibi-litätsoptionen. Langfristige Flexibilitätsoptionen werden benötigt, um Schwankungen des Dar-gebots an Wind- und PV-Strom vor allem über längere Zeiträume auszugleichen. Wie die Vor-gängerstudie zeigt, können sie natürlich auch dazu genutzt werden, in kürzeren Zeiträumen ei-nen Ausgleich zu realisieren. Dadurch steigt jedoch der Bedarf zum Ausbau ihrer Kapazitäten. Erfolgt der kurzfristige Ausgleich zwischen Stromangebot und –nachfrage jedoch durch ent-sprechend kurzfristige Flexibilitätsoptionen, reduziert sich der Bedarf an langfristigen Flexibili-tätsoptionen.

Um den minimalen Bedarf an langfristigen Flexibilitätsoptionen abzuschätzen, wird daher im Folgenden angenommen, dass die kurzfristigen Flexibilitätsoptionen maximal ausgebaut wer-den. Maximal bezieht sich dabei auf einen Ausgleich von Überschüssen und Fehlmengen zur Deckung der Nachfrage innerhalb der maximalen Speicherdauer.

Treten also Stromüberschüsse auf, werden diese zunächst durch kurzfristige Flexibilitätsoptio-nen genutzt, um Fehlmengen auszugleichen. Erst wenn die kurzfristigen Flexibilitätsoptionen nicht mehr ausreichen, einen Ausgleich über längere Zeiträume herbeizuführen, soll als langfris-

tige Flexibilitätsoption Power-to-Gas in Form von Windgas zum Einsatz kommen. Die so berechnete Windgaskapazität drückt die zum Erreichen der Energiewendeziele minimal notwendige Kapazität langfristiger Flexibilitätsoptionen aus. Zusammen mit dem maximalen Ausbaupfad von Windgas-Anlagen, der in der Vorgängerstudie ermittelt wurde, ergibt sich eine Spannbreite für den Bedarf an langfristigen Flexibilitätsoptionen im untersuchten Stromsystem. Durch die Nutzung von Windgas in den Sektoren Wärme und Verkehr sowie durch die stoffliche Verwendung in der Industrie kann der berechnete Windgasbedarf deutlich ansteigen.

3. METHODIK UND ANNAHMEN

Inhaltlich knüpft diese Studie an die Vorgängerstudie von Sterner et. al. (2015) an und setzt methodisch auf ihrem Szenario (s. Tabelle 2) und ihren Annahmen auf, sofern hier nicht anders erwähnt.

	GW		Stromerzeugung in TWh		VLS
	Trend-Szenario 100 %	(2013)	Trend-Szenario 100 %	(2013)	Trend-Szenario 100 %
Wind Onshore	131	33,66 ²⁾	262	49,8 ¹⁾	2000
Wind Offshore	30	0,52 ²⁾	120		4000
Photovoltaik	135	35,9 ²⁾	135	28,3 ¹⁾	1000
Wasserkraft	5,6	5,6 ²⁾	22,4	21,2 ¹⁾	4000
Biomasse	8,1	8,1 ²⁾	48,5	42,6 ¹⁾	6000
Geothermie	3	0,031 ²⁾	18	0,04 ²⁾	6000
Summe EE-Erzeugung			606 TWh	147,1 ^{1)*}	
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch			100 %	23,4 % ¹⁾	
Bruttostromverbrauch bzw. Nachfrage			569 TWh	629 TWh ¹⁾	

Tabelle 2: Das aktuell untersuchte Szenario basiert auf den hier dargestellten Parametern der Umweltschutzorganisation Greenpeace e.V. für eine Energieversorgung zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien samt der Annahmen zu installierter Leistung in GW, Bruttostromerzeugung in TWh und Volllaststunden (VLS) verschiedener regenerativer Energieerzeugungsanlagen in einer erneuerbaren Vollversorgung. Zum Vergleich zusätzlich gesicherte Angaben für das Jahr 2013. *) Inklusive hier nicht aufgeführter sonstiger erneuerbarer Quellen wie z. B. Hausmüllverwertung (Differenz: 5,2 TWh). Quellen: 1) AG Energiebilanzen, 2) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2014).³

Aufgrund der Szenario-Annahmen und dem damit verbundenen Ausbaupfad der Technologien, ergeben sich in der Modellierung mit dem Fundamentalmodell Power2Sim Stromüberschüsse in

³ Vgl. Sterner et. al. (2015), S. 17.

nachfrageschwachen Zeiten mit einem hohen Dargebot an Wind- und PV-Strom sowie Fehlmen- gen in nachfragestarken Zeiten mit wenig Wind- und PV-Strom. Die Überschüsse werden nun zunächst durch kurzfristige Flexibilitätsoptionen, deren Einsatz durch ein einheitliches Spei- chermodell modelliert wird, auf Fehlmengen innerhalb der Speicherdauer verteilt. Hierzu opti- miert ein Speicheralgorithmus stündlich rollierend mittels *perfect foresight* über die jeweils nächsten 48 Stunden den Speichereinsatz. Der Betrieb des Kurzzeitspeichers ist modellseitig so optimiert, dass die Überschüsse in Zeiten hohen Überangebots vorrangig eingespeichert wer- den. Dadurch reduziert sich im Sinne einer konservativen Abschätzung auch modellseitig die be- nötigte Leistung an Windgas-Anlagen, mit denen die verbleibenden Überschussmengen in der jeweiligen Stunde gespeichert werden. Die Zuteilung auf die Fehlmengen erfolgt ebenfalls über einen Optimierungsalgorithmus, der vorrangig große Fehlmengen ausgleicht. Dadurch reduziert sich der benötigte Bedarf an Gaskraftwerken, die den Ausgleich – also die Stromproduktion aus den Speichergasen - gewährleisten, wenn keine Flexibilität mehr zur Verfügung steht. Durch diese Optimierungen ergibt sich in beiden Fällen eine konservative Abschätzung der benötigten Windgas-Anlagenkapazität. Nach diesem Schritt stehen die Anzahl und Größe an Überschüssen fest, die von Langzeit-Flexibilitätsoptionen eingespeichert werden müssen, um Fehlmengen auszugleichen.

Als weitere langfristige Flexibilitätsoption werden in allen untersuchten Szenarien die heutigen Pumpspeicher-Kraftwerke eingesetzt, welche den Bedarf an Windgas-Anlagen abermals reduzie- ren. Für den verbleibenden notwendigen Ausgleich wird nun zunächst Windgas eingesetzt, bis der für das jeweilige Jahr vorgesehene EE-Anteil an der Bruttostromnachfrage erreicht ist. Keine andere Technologie hat nach aktueller Forschungsmeinung das Potenzial die ermittelten Über- schüsse über große Zeiträume einzuspeichern (vgl. Abbildung 1). Verbleibende Fehlmengen werden dann – wie auch schon in der Vorgängerstudie – allein durch Erdgaskraftwerke ausge- glichen.

Technologie	Wirkungsgrad
Kurzzeit-Flexibilitätsoptionen	90 %
Windgas-Anlagen (Elektrolyse)	78 %
Gaskraftwerke (Rückverstromung)	40 %

Tabelle 3: Wirkungsgrade der Flexibilitätsoptionen und Gaskraftwerke

Als konservative Abschätzung wird für Kurzzeit-Flexibilitätsoptionen von einer Speicherdauer von maximal 2 Tagen ausgegangen (vgl. Abbildung 1, die nur einen Tag als Speicherdauer für

Kurzzeit-Flexibilitätsoptionen ausweist). Die für die Berechnung herangezogenen Wirkungsgrade gehen aus Tabelle 3 hervor.

Die Wirkungsgrade für die Windgas-Anlagen und die Gaskraftwerke entsprechen denen der Vorgängerstudie. Als Wirkungsgrad für die Kurzzeit-Flexibilitätsoptionen wird der Wirkungsgrad der heute weit verbreiteten Lithium-Ionen-Batterie verwendet. Der Wirkungsgrad orientiert sich sowohl am Mittelwert der Wirkungsgrade für Speichertechnologien, wie sie in der Vorgängerstudie aufgeführt sind,⁴ als auch am dort angegeben maximalen Wirkungsgrad. Somit ist eine konservative und gleichzeitig realistische Abschätzung des Windgas-Anlagenbedarfs gewährleistet. Denn bei hohen Wirkungsgraden der kurzfristigen Flexibilitätsoptionen verbleiben nach der Speicherung mehr Strommengen, die zum Ausgleich von Fehlmengen genutzt werden, als bei niedrigen Wirkungsgraden und der Ausgleichsbedarf durch langfristige Flexibilitätsoptionen sinkt. Die Preis- und Kostenannahmen entsprechen ebenfalls denen in Sterner et. al. (2015).

4. MINIMALER BEDARF AN LANGFRISTIGER FLEXIBILITÄT UND KOSTEN

Die Mengenberechnung zeigt, dass der Einsatz von Langzeitspeichertechnologien in dem angenommenen Szenario ab einem Anteil von 74 % (das entspricht dem Jahr 2035 im EE-Ausbauszenario) notwendig sind, da die Kurzzeit-Flexibilitätsoptionen nicht ausreichen, um den benötigten Anteil an Überschüssen innerhalb von 48 Stunden ein- bzw. auszuspeichern. Mit der steigenden installierten Leistung an EE-Anlagen, steigen gleichzeitig die Zeiträume und Mengen der Überschüsse an. Das hat zur Folge, dass die Kurzzeit-Flexibilitätsoptionen nicht genügen, um ausreichend Überschüsse einzuspeichern, die zu späteren Zeitpunkten zum Ausgleich benötigt werden. Denn diese Zeitpunkte liegen zeitlich hinter der maximalen Speicherdauer von Kurzzeit-Flexibilitätsoptionen.

Für den Ausgleich über längere Zeiträume müssen dann langfristige Flexibilitätsoptionen zum Einsatz kommen. Daraus ergibt sich ein minimaler Anteil an Power-to-Gas- oder Windgas-Anlagen, welcher notwendig ist, um die produzierten Überschüsse einspeichern zu können. Reichen auch die Stromüberschüsse nicht aus, den Ausgleich zu gewährleisten, kommen im Szenario Gaskraftwerke zum Einsatz, die mit konventionellem Erdgas betrieben werden und zu einem EE-Anteil kleiner als 100 Prozent führen.

⁴ Vgl. Sterner et. al. (2015), S. 93.

Abbildung 2 stellt die installierten Leistungen von Windenergie- und PV-Anlagen aus dem Szenario der Vorgängerstudie mit Windgas und ohne kurzfristige Flexibilität (grüne Kurve) dem Szenario mit Windgas und mit kurzfristiger Flexibilität (blaue Kurve) gegenüber.

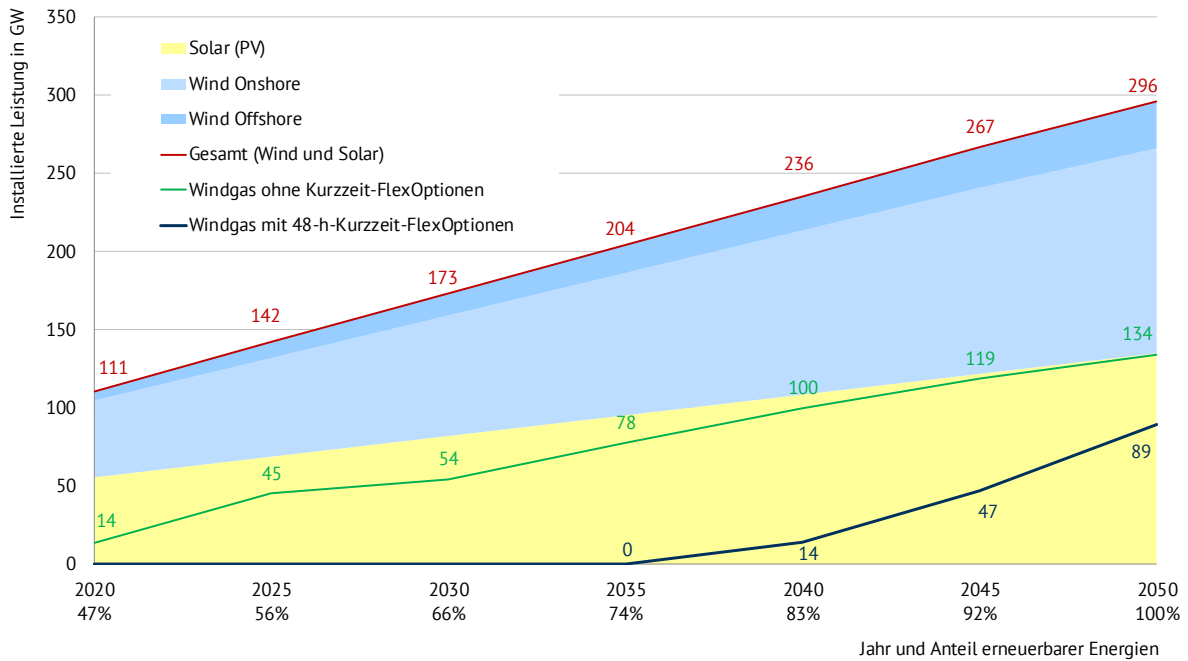


Abbildung 2: Zur Aufnahme des Überschussstromes aus fluktuierenden Energien im Vergleich zur kumulierten Kapazität von Wind- und Solarenergie minimal (blaue Kurve) und maximal (grüne Kurve) benötigte Elektrolyseleistung von Windgas-Anlagen (nach ausgeglichener Import-/Exportbilanz): Ausbaupfad für Windgas von heute hin zu einer erneuerbaren Vollversorgung im Stromsystem mit und ohne Kurzzeit-Flexibilitätsoptionen.

Deutlich ist zu erkennen, dass bis zu einem EE-Anteil von 74 % im Jahr 2035 der Ausgleich von Stromüberschüssen und Fehlmengen allein durch kurzfristige Flexibilität und Gaskraftwerke erfolgen kann. Spätestens mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien ab 74 % werden langfristige Flexibilitätsoptionen benötigt, um die immer größer werdenden Stromüberschüsse und Fehlmengen über längere Zeiträume hinweg ausgleichen zu können. Durch den Einsatz kurzfristiger Flexibilität kann der Bedarf an Windgas-Anlagen bei gleichhohen Anteilen erneuerbarer Energien insgesamt deutlich reduziert werden. Im Stromsystem des Jahres 2050, in dem die Stromnachfrage vollständig aus erneuerbaren Energien gedeckt wird, kann die installierte Leistung der Windgas-Anlagen durch die kurzfristigen Flexibilitätsoptionen um 45 Gigawatt bzw. mehr als ein Drittel reduziert werden.

Die geringere installierte Leistung an Windgas-Anlagen spiegelt sich auch in den Kosten wider, wie aus Abbildung 3 hervorgeht. Zu beachten gilt, dass in Abbildung 3 die Kosten für die kurzfristigen Flexibilitätsoptionen nicht einkalkuliert sind, um einen direkten Wirkungszusammenhang und Vergleich hinsichtlich der Windgas-Anlagen darstellen zu können.

Bereits in den früheren Jahren bei geringeren EE-Anteilen sinken durch den Einsatz kurzfristiger Flexibilitätsoptionen die Kosten gegenüber den Vergleichsszenarien um mehrere Milliarden Euro pro Jahr. Im Jahr 2050 liegen die Kosten im Szenario mit Windgas-Anlagen durch die kurzfristigen Flexibilitätsoptionen um knapp 6 Milliarden Euro niedriger als im Szenario ohne kurzfristige Flexibilität, was einer Absenkung um weitere 50 % entspricht.

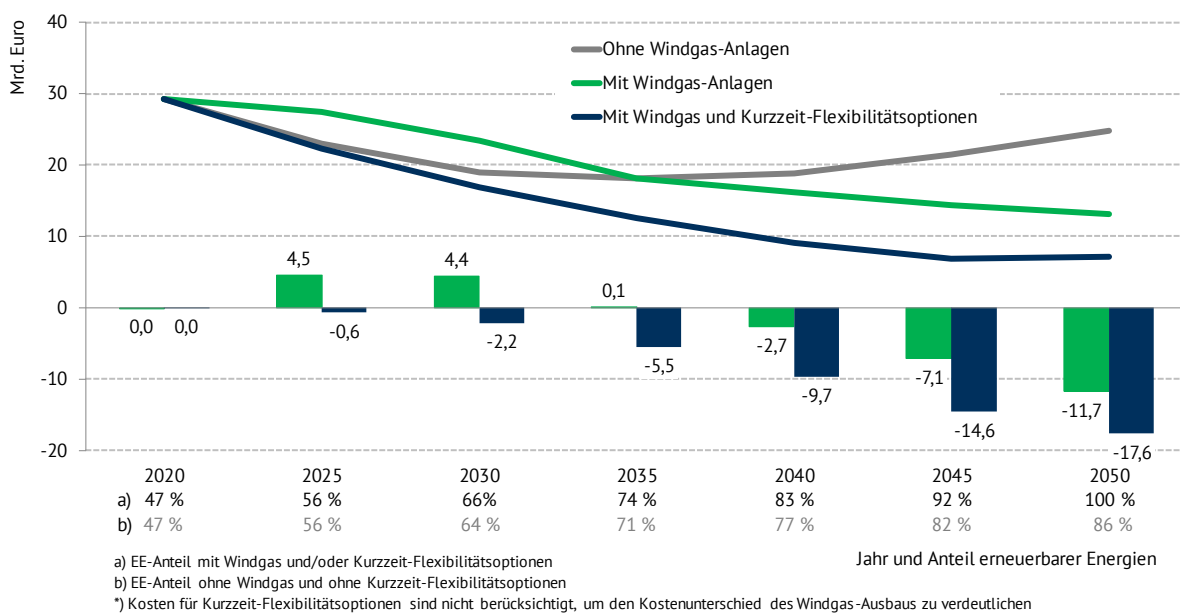


Abbildung 3: Kosten der Stromversorgung für den Ausgleich der schwankenden Einspeisung aus Windenergie- und PV-Anlagen bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien für ein Stromsystem ohne und mit Windgas-Anlagen sowie mit Windgas-Anlagen und Kurzzeit-Flexibilitätsoptionen. In den Balken sind die Kostendifferenzen jeweils zwischen den beiden Systemvarianten mit Windgas-Anlagen und der Variante ohne Windgas-Anlagen dargestellt. Selbst bei niedrigeren Strompreisen am Markt sind die Kosten des Strombezugs der Windgas-Anlagen mit 35 €/MWh angesetzt. In dieser Abbildung sind nur die sich in den Szenarien unterscheidenden Kosten berücksichtigt.

Die Mengen- und Kostensenkung ist im Wesentlichen auf drei Effekte zurückzuführen:

- Stromüberschüsse werden mit höherem Wirkungsgrad als bei Windgas zum Ausgleich der Fehlmengen genutzt. Die installierte Leistung der Windgas-Anlagen kann dadurch reduziert werden, wodurch die zugehörigen Kosten eingespart werden.
- Darüber hinaus verringern die kurzfristigen Flexibilitätsoptionen den Bedarf an Gaskraftwerken zur Rückverstromung, was zum einen Investitionskosten spart.

- Zum anderen sinken damit einhergehend der Erdgasverbrauch und die mit ihm verbundenen Kosten für Erdgas und CO₂-Emissionsberechtigungen.

Die Kosten der kurzfristigen Flexibilitätsoptionen selbst sind nicht eingepreist. Sie müssen sich durch den Kostenunterschied finanzieren.

5. ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE UND FAZIT

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass mit dem konsequenten Einsatz kurzfristiger Flexibilitätsoptionen erst bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien ab 74 % ein langfristiger Ausgleichsbedarf des Wind- und PV-Stroms entsteht. Dann sind die Windgas-Anlagen jedoch unter den gegebenen Szenario-Annahmen notwendig, um die vorgegebenen Anteile erneuerbarer Energien zu erreichen. Andernfalls müssten weitere EE-Anlagen zugebaut werden. Die benötigte installierte Leistung an Windgas-Anlagen steigt ab diesem Zeitpunkt bis zum Jahr 2050 auf 89 Gigawatt an. Gleichzeitig weisen die vorliegenden Analysen einen kostensenkenden Effekt durch kurzfristige Flexibilitätsoptionen von 6 Milliarden Euro im Jahr 2050 aus. Dieser minimale Ausbaupfad an Windgas-Anlagen bildet gemeinsam mit dem maximalen Ausbaupfad, der bereits in der Vorgängerstudie ermittelt wurde, eine Bandbreite für den Bedarf an langfristigen Flexibilitätsoptionen im untersuchten Stromsystem.

Weitere Detailanalysen zeigen eine starke Abhängigkeit der Ergebnisse von der Erzeugungseigenschaft des Wind- und PV-Stroms sowie von Kalendereffekten. Entscheidend ist dabei, ob Windspitzen in nachfrageschwachen Zeiten auftreten, was in späteren Jahren zu erheblichen Stromüberschüssen führen kann oder ob sogenannte Dunkelflauten in nachfragestarke Zeiten fallen, was dann einen höheren Ausgleichsbedarf nach sich zieht. Durch Sensitivitätsanalysen können hier Bandbreiten aufgezeigt werden. Weiterführende Analysen sind ebenfalls durchzuführen, um die Wirtschaftlichkeit der kurzfristigen Flexibilitätsoptionen beurteilen zu können. Schließlich ist die Frage nach einem volkswirtschaftlich optimalen Zielwert für die Kapazität langfristiger Flexibilitätsoptionen wie Windgas mit dieser Studie durch eine Bandbreite eingegrenzt.

Durch Windgas kann zudem der Stromsektor mit weiteren Sektoren gekoppelt werden. Durch die Nutzung von Windgas in den Sektoren Wärme und Verkehr sowie durch die stoffliche Verwendung in der Industrie wird sich der Windgasbedarf über die dargestellten Ausbaupfade hinaus vergrößern. Die genaue Lage des Zielwertes hingegen bleibt über eine volkswirtschaftliche Optimierung zu untersuchen.

QUELLENVERZEICHNIS

Energy Brainpool (2016): Fundamentales Energiemarktmodell Power2Sim, <http://www.energybrainpool.com/analyse/fundamentalmodell-power2sim.html>.

Sterner, M.; Thema, M.; Eckert, F.; Lenck, T.; Götz, P. (2015): *Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland*, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Energy Brainpool, Studie im Auftrag von Greenpeace Energy, Regensburg/Hamburg/Berlin, http://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/2015_08_EBP_GPE_Windgas-Studie.pdf, 23.10.2015.

KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

Energy Brainpool ist der unabhängige Marktspezialist für die Energiebranche mit Fokus auf den Strom- und Energiehandel in Europa. Unsere Expertise umfasst die **Analyse**, Prognose und Modellierung der Energiemärkte und -preise, wissenschaftliche und praxisnahe Studien, **individuelle Beratungsangebote** sowie **Training** und Experten-Schulungen für die Energiebranche.

Seit mehr als zehn Jahren verbinden wir Wissen und Kompetenz mit Praxiserfahrung im Bereich der regelbaren und fluktuierenden Energien.

UNSERE PHILOSOPHIE

Neutralität und Verlässlichkeit sowie unser tiefes Verständnis der Energiebranche und Energiemärkte bilden die Grundlage für die Lösung Ihrer Herausforderungen. Als kompetenter Partner vereinen wir Dienstleistungen für alle Themen des Strom- und Energiehandels aus einer Hand. Unser Ziel ist es, gemeinsam mit Ihnen die Weichen für Ihre Zukunft zu stellen. Unsere Dienstleistungen sind individuell auf Ihre Bedürfnisse abgestimmt und unterstützen Sie bei der

- Effizienzsteigerung durch die Optimierung bestehender und die Erschließung neuer Geschäftsmodelle,
- Planungssicherheit zur Durchführung Ihrer Projekte,
- Erlössteigerung und Reduzierung von Risiken sowie bei
- Eintritt und Positionierung in einem sich wandelnden Marktumfeld.

INDIVIDUELLE PRODUKTE UND DIENSTLEISTUNGEN

Unsere Vorgehensweise, Modelle und Tools haben sich während unserer langjährigen Tätigkeit am Markt etabliert.

Im Bereich der **Analyse** bieten wir mit unserem fundamentalen Energiemarktmodell Power2Sim langfristige Strompreisprognosen und -szenarien bis 2050. Unsere Spotpreisprognose dient zur Kurzfristprognose des Spotmarkts für die Kraftwerkseinsatzplanung. Stetige Marktbeobachtung sowie wirtschaftliches und politisches Know-how helfen uns, unsere Analysemodelle zu optimieren und dabei stets aktuelle Trends abzubilden.

Als Marktspezialisten liefern wir strategische und operative **Beratung** mit klarem Fokus auf die Energiebranche. Unsere Stärken liegen in Themen der Markttransformation mit steigendem Ausbau der erneuerbaren Energien und der individuellen Entwicklung Ihres optimalen Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagements. Mit unserer langjährigen Fach- und Methodenkompetenz begleiten wir Sie sicher beim Wandel des Energiemarktes. Eine unabhängige Herangehensweise bildet dabei die Grundlage für unser Arbeiten, denn so können wir die für Sie besten Lösungen finden, um sich langfristig am Markt zu etablieren.

Als Experten der Energiebranche geben wir unser Wissen durch **Trainings- und Schulungsangebote** an Sie weiter. Mit individuell abgestimmten Seminaren, Trainings, praxisnahen Planspielen und Veranstaltungen unterstützen wir das Management, Experten, Neu- und Quereinsteiger der Branche.

IMPRESSUM

Autoren:

Philipp Götz

Fabian Huneke

Thorsten Lenck

Carlos Perez Linkenheil

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

Februar 2016

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die auf Grund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.