




Synchronisierung von EE- und Netzausbau in Brandenburg

Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg

Bonn, 15.12.2017



Synchronisierung von EE- und Netzausbau in Brandenburg

MATTHIAS WESSELS (E-BRIDGE)

DR.-ING. HENNING SCHUSTER (E-BRIDGE)

RONALD HALBAUER (MITNETZ STROM)

TIM SCHNELLE (MITNETZ STROM)

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten.

Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftliche Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des Original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Dokumentes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Dokumentes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

MANAGEMENT SUMMARY

Brandenburg ist ein Energieland – Strom ist eines der wichtigsten Exportgüter des Landes.

Sowohl aus konventionellen als auch erneuerbaren Energien werden in Brandenburg insgesamt mehr als 55 TWh Strom pro Jahr erzeugt und damit fast dreimal so viel Strom, wie verbraucht wird (circa 19 TWh pro Jahr).

Der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung am Stromverbrauch in Brandenburg beträgt bereits mehr als 75 % – das ist weit mehr als der Bundesdurchschnitt (circa 30 %).

Ziel des Landes ist ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien. In 2030 soll in Brandenburg mehr als 30 Prozent des Primärenergieverbrauchs aller Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr) durch erneuerbare Energien (EE) gedeckt werden. Neben dem weiteren Zubau von Windkraft- und PV-Anlagen soll dieses Ziel auch durch eine Steigerung der Energieeffizienz erreicht werden.

In Brandenburg zahlen Stromkunden bundesweit die höchsten Netznutzungsentgelte.

Weil Brandenburg beim Ausbau der erneuerbaren Energien sehr weit vorangekommen ist, werden auch die Auswirkungen einer dezentralen Energieversorgung für die Bürgerinnen und Bürger immer stärker spürbar.

In Brandenburg zahlen Stromkunden mit einem Verbrauch von 5.000 kWh p. a. in 2017 deutschlandweit die höchsten Netznutzungsentgelte (614 Euro pro Jahr) – fast doppelt so viel wie im bundesweiten Durchschnitt (415 Euro pro Jahr).

Die hohen Netznutzungsentgelte haben direkte Folgen für Unternehmen und auch das spüren die Brandenburgerinnen und Brandenburger in ihrem Geldbeutel.

Es gibt insbesondere zwei Gründe für die hohen Netznutzungsentgelte in Brandenburg: Einerseits sind zur Integration von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, insbesondere von Windkraftanlagen, hohe **Netzinvestitionen notwendig** und andererseits fallen, so lange die Netzinfrastruktur noch nicht ausgebaut ist, **Kosten für Einspeisemanagement** der EE-Anlagen an. Denn die Erzeugung von EE Anlagen wird auch vergütet, wenn Sie aufgrund von Netzsicherheitsmaßnahmen abgeregelt wird.

EE-Anlagen berücksichtigen den Netzzustand weder bei der Standortwahl noch beim Zeitpunkt der Inbetriebnahme – das erzeugt hohe Kosten für die Stromkunden.

Würden EE-Anlagen den Netzzustand bei der Standortentscheidung und auch beim Zeitpunkt der Inbetriebnahme berücksichtigen, könnten Netzinvestitionen und Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagementmaßnahmen vermieden werden und damit die Netznutzungsentgelte für Brandenburgerinnen und Brandenburger geringer ausfallen. Die örtliche und zeitliche Synchronisierung ist Gegenstand der Studie.

Ein weiteres Mittel zur Reduzierung der Netznutzungsentgelte ist die Nutzung der Flexibilität neuer Verbraucher wie E-PKW, elektrische Heizlösungen oder Kleinspeicher zur Netzentlastung. Diese Maßnahme wird ebenfalls im Rahmen der Studie evaluiert.

Zentrale Fragestellung der Studie

Wie können Netznutzungsentgelte in Brandenburg durch eine Synchronisierung von EE- und Netzausbau oder durch die Nutzung von Flexibilitäten reduziert werden?

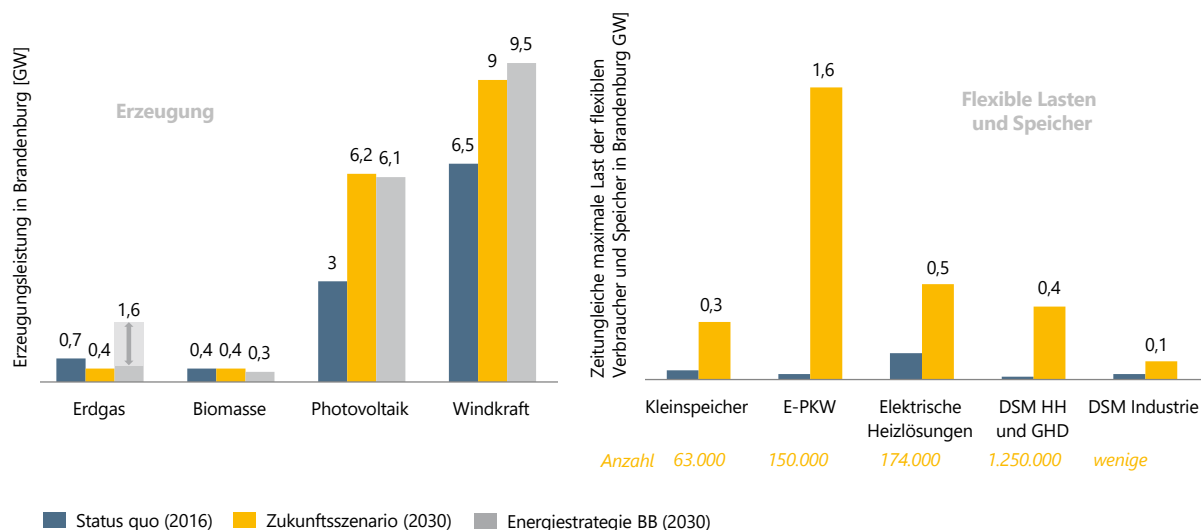


Abbildung 1: Zukunftsszenario „Energiewelt in Brandenburg 2030“

Die Energiewelt in Brandenburg wird sich im Verteilnetz bis 2030 durch Zubau an EE-Anlagen sowie durch flexible Verbraucher und Speicher weiter stark wandeln.

Der Betrachtungsbereich der Studie ist das Verteilnetz, denn hier sind die EE-Anlagen angeschlossen und hier wird die größte Veränderung der Energiewelt stattfinden.

Im Verteilnetz in Brandenburg wird bis 2030 ein weiterer Ausbau der EE-Leistung erwartet. Die Leistung an Windkraft- und Photovoltaikanlagen wird bis 2030 um circa 60 % auf mehr als 15 GW steigen.

Parallel wird sich auch die Stromverbrauchsseite wandeln: Insbesondere E-PKW und elektrische Wärmepumpen erhöhen den Stromverbrauch, sind jedoch zukünftig intelligent steuerbar und ermöglichen gemeinsam mit Kleinspeichern zusätzliche Flexibilität, die auch für netzdienliche Zwecke eingesetzt werden kann.

Bis 2030 werden in Brandenburg 150.000 E-PKW erwartet – das entspricht einer Durchdringung von 10 % der PKW in Brandenburg.

Gemessen an heutigen Proportionen würde dies einer deutschlandweiten Zahl von circa 5 Mio. Elektrofahrzeugen entsprechen. Heute

ist der Anteil der E-PKW in Brandenburg an der gesamten Anzahl an E-PKW in Deutschland mit circa 1,5 % unterproportional – bis 2030 wird ein Anteil von 3 % erwartet.

Methodisches Vorgehen

Im Rahmen der Studie wurde ein „Verteilnetzmodell Brandenburg“ entwickelt, um alternative Ansätze zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau sowie den Nutzen von Flexibilitäten zu evaluieren.

Um die Auswirkung beispielsweise von Veränderungen des Ordnungsrahmens zu evaluieren war es notwendig, ein Modell des Verteilnetzes in Brandenburg zu erstellen. Dieses umfasst sowohl die technischen Parameter als auch regulatorische Größen (Netzkosten, Erlösbergrenze).

Für Brandenburg wurden Netzsimulationen der Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsebene durchgeführt.

Um die Auswirkungen in der Hochspannungsebene zu bewerten, wurde das brandenburgische Hochspannungsnetz der MITNETZ simuliert und die Ergebnisse auf ganz Brandenburg hochgerechnet. In der Mittel- und Niederspannungsebene wurden vier repräsentative Modellregionen ausge-

wählt, simuliert und die Ergebnisse entsprechend der realen Netzstrukturen in Brandenburg gewichtet:

- Region „Land“ (38 %)
- Region „Kleinstadt“ (32 %)
- Region „Speckgürtel“ (20 %)
- Region „Stadt“ (10 %)

Mithilfe des Modells können für Brandenburg allgemeine Entwicklungen abgeschätzt werden. Für einen einzelnen Verteilnetzbetreiber können die tatsächlichen Investitionen deutlich abweichen.

Die Veränderung der Energielandschaft führt zu Netzausbaubedarf im Verteilnetz.

Vor allem der Zubau an Windkraftanlagen bis 2030 führt zu zusätzlichen Lastflüssen und Netzausbau in der Hochspannungsebene in Brandenburg. Bis 2030 müssen circa 1.600 km zusätzliche Hochspannungsleitungen gebaut werden. Das entspricht circa 35 % der bestehenden Netzlänge. Die Simulationen im Rahmen der Studie bestätigen die Berechnungen des Netzausbauplans der

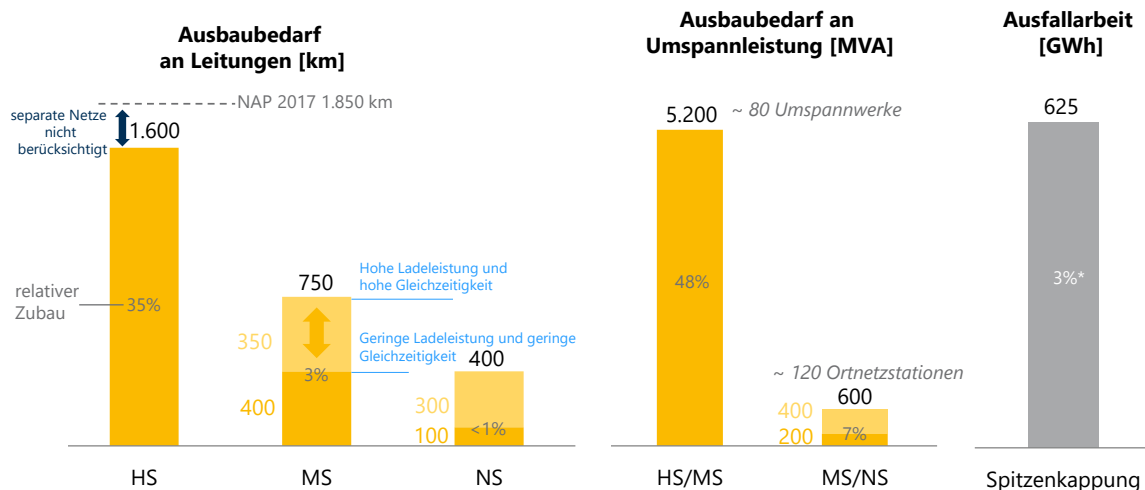
Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen 110-kV-Flächennetzbetreiber 2017.

Im Rahmen der Simulationen wurde das Prinzip der Spitzenkappung (§ 11 EnWG) angewendet und damit eine Abregelung von 3 % der Jahresenergie von EE-Anlagen in der Netzplanung berücksichtigt – daraus resultieren bis zu 625 GWh Ausfallarbeit in 2030.

Der Ausbaubedarf in der Mittel- und Niederspannungsebene in Brandenburg ist dagegen relativ gering. Je nach Ladeleistung und Gleichzeitigkeit der E-PKW beträgt der Ausbaubedarf bis 2030 circa 3 % der Mittel- und 1 % der Niederspannungsebene.

Bis 2030 ist der Netzausbau in Brandenburg einspeisegetrieben und insbesondere in hohen Spannungsebenen notwendig.

Signifikant höherer Netzausbaubedarf in der Mittel- und Niederspannungsebene wird nach 2030 erwartet, wenn beispielsweise die Elektromobilität einen kritischen Durchdringungsgrad erreicht.



*Obergrenze: 3% der Einspeisemenge (Worst-Case-Abschätzung)

Abbildung 2: Netzausbaubedarf bis 2030 in Brandenburg

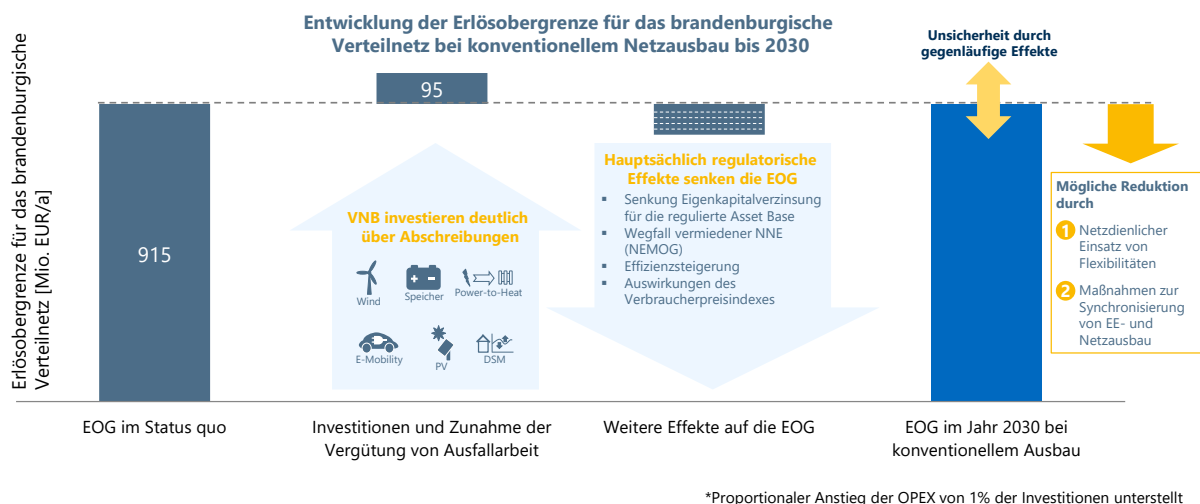


Abbildung 3: Entwicklung der Erlösobergrenze in Brandenburg

Trotz der hohen Investitionen von Verteilnetzbetreibern wird sich die Erlösobergrenze 2030 voraussichtlich auf einem ähnlichen Niveau bewegen wie heute.

Verteilnetzbetreiber in Brandenburg müssen in den kommenden Jahren deutlich mehr investieren als beschrieben wird – das führt zu einem Anstieg der Erlösobergrenze und damit zu höheren Netzentgelten. Die steigende Vergütung von Ausfallarbeit führt ebenfalls zu einem Anstieg, sodass in Summe die Erlösobergrenze in Brandenburg um circa 10 % ansteigt.

Parallel wirken jedoch auch regulatorische Effekte, die zu einer Reduktion der Erlösobergrenze führen. Das sind insbesondere die sinkende Eigenkapitalverzinsung für Strom und Gas ab der dritten Regulierungsperiode und der Wegfall der vermiedenen Netznutzungsentgelte für volatile Einspeiser im Rahmen des NEMOG.

In Summe wird erwartet, dass sich steigende und senkende Effekte ungefähr ausgleichen und damit Erlösobergrenze und durchschnittliche Netzentgelte sich in Brandenburg auf dem heutigen Niveau bewegen. Individuell können sich die Netzentgelte zwischen Netzbetreibern jedoch deutlich unterscheiden. Allgemein steigen die Ausgaben der

Netzbetreiber zukünftig – bei gleichbleibenden Erlösen.

Als mögliche Maßnahmen zur Reduktion der durchschnittlichen Netzentgelte in Brandenburg wurden im Rahmen der Studie zwei Ansätze evaluiert: Ein netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten im Verteilnetz und Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau.

Neue Anlagen im Verteilnetz sind intelligent steuerbar und flexibel.

E-PKW, elektrische Heizlösungen, Kleinspeicher, Haushaltslasten und Industrielasten sind jeweils im begrenzten Umfang flexibel.

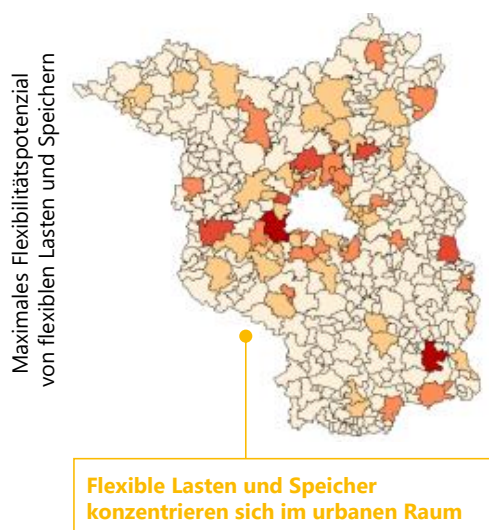


Abbildung 4: Regionale Allokation der Flexibilität von Lasten und Speichern in Brandenburg 2030

Flexible Lasten und Speicher sind vornehmlich in urbanen Gebieten angeschlossen (Abbildung 4). Dort jedoch können sie einspeisetriebene Überlastungen nicht kompensieren, denn EE-Anlagen sind überwiegend in ländlichen Regionen angeschlossen.

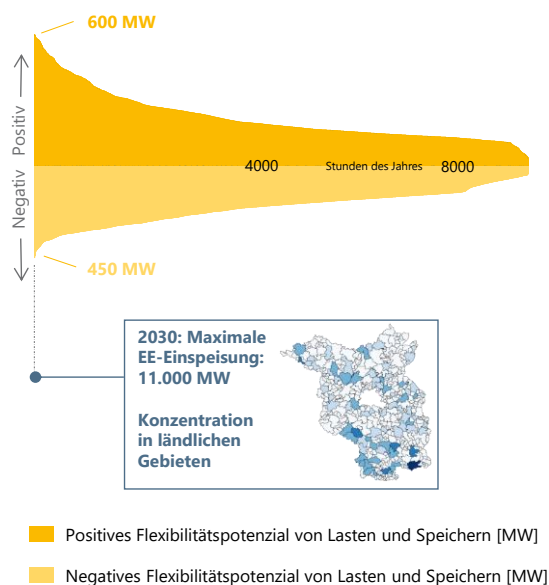


Abbildung 5: Quantifizierung des Flexibilitätspotenzials in Brandenburg 2030

Das maximale zeitgleiche Potenzial für positive Flexibilität (Lastreduktion) beträgt mit 600 MW weniger als ein Zwanzigstel der maximalen Einspeisung aus EE-Anlagen,

Flexible Lasten und Speicher können den Netzausbaubedarf in Brandenburg bis 2030 nicht nennenswert reduzieren.

Sowohl die Höhe des Flexibilitätspotenzials als auch die fehlende räumliche Kongruenz mit den EE-Anlagen führen dazu, dass flexible Lasten und Speicher EE-Einspeisungen nur bedingt ausgleichen können und damit auch den Netzausbaubedarf bis 2030 nicht nennenswert reduzieren können (Abbildung 6).

Stattdessen könnte ein marktdienlicher Einsatz der Flexibilität den Netzausbaubedarf in niedrigen Spannungsebenen sogar erhöhen (+70 Mio. Investitionsbedarf bis 2030).

Ein deutlich höheres Potenzial zur Senkung des Investitionsbedarfs haben Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau (circa 20 %).

Bewertet wurde eine beispielhafte alternative Allokation des Zubaus von EE-Anlagen in Brandenburg, die zur gleichen EE-Einspeisemenge führt, jedoch deutlich netzverträglicher ist und damit, im Vergleich zur nach heutigem Ordnungsrahmen prognostizierten Allokation von EE-Anlagen, den Investitionsbedarf in die Hochspannungsnetze bis 2030 um 120 Mio. Euro reduziert.

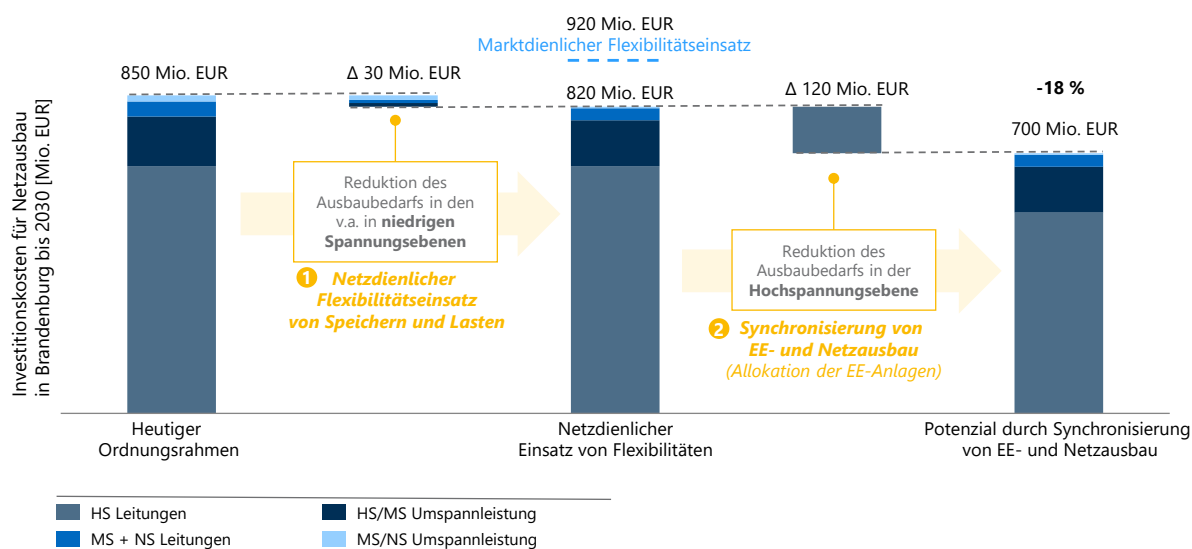


Abbildung 6: Einsparpotenzial von Netzausbaukosten



Abbildung 7: Maßnahmen zur Reduzierung der Kosten für Brandenburgerinnen und Brandenburger

Drei alternative Ansätze zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau in Brandenburg wurden im Rahmen der Studie betrachtet:

BKZ für Einspeiser

Netzbetreiber sind verpflichtet, Erzeugungsanlagen auf Basis von regenerativen Energien oder mit Kraft-Wärme-Kopplung an das Netz anzuschließen und den erzeugten Strom abzunehmen. Der Netzbetreiber ist darüber hinaus verpflichtet, die technische Aufnahmefähigkeit seines Netzes durch Netzausbau herzustellen. Einspeiser tragen keine Netzkosten, sodass bei der Standortwahl die Auswirkung auf das Stromnetz nicht berücksichtigt wird. Eine Internalisierung der Netzkosten bei der Standortentscheidung könnte durch eine ortsabhängige Netzanschlussgebühr (analog zum BKZ für Lasten) erreicht werden.

Reduzierung der Vergütung von Ausfallarbeit

Die Akzeptanz der hohen Vergütung des von EE-Anlagen nicht eingespeisten Stroms ist dramatisch gesunken. Deutschlandweit wird in den Medien im Oktober 2017 von „643 Mio. Euro für Phantomstrom“ berichtet. Stattdessen sollte ein Anreiz zum „Nutzen statt Abregeln“ gegeben werden, beispielsweise durch die Nutzung von Speichern.

Würde der wegen Netzengpässen nicht eingespeiste Strom von EE-Anlagen (beispielsweise bis zu 3 % der Jahresenergie) nicht vergütet werden, würde das die örtliche und zeitliche Synchronisierung von EE- und Netzausbau fördern. Gleichzeitig würde die Belastung der brandenburgischen Netzkunden reduziert.

EEG-Ausschreibungen mit Verteilernetzkomponente

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) schreibt 2018-2020 in einem Pilotvorhaben Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (>750 kW) gemeinsam aus (in Summe 400 MW pro Jahr). Dabei wird auch eine „Verteilernetzkomponente“ berücksichtigt, aus der ein Gebotsaufschlag für Anlagen in allen Landkreisen resultiert, deren maximale Rückspeisung die Höchstlast übersteigt. Die tatsächliche Netzsituation wird in dem Verfahren nicht berücksichtigt. Gebote für Anlagen in Brandenburg würden mit einem Aufschlag versehen, obwohl die Netze durch schon erfolgten Ausbau hier bereits sehr stark sind. Die aktuelle Ausgestaltung reizt daher keine effektive Synchronisierung von EE- und Netzausbau an und führt dazu, dass der EE-Ausbau in Brandenburg abgebremst wird.

Darüber hinaus existieren weitere Maßnahmen, die in Brandenburg anfallende Kosten reduzieren können, allerdings keine allozierende Wirkung besitzen, da sie nicht auf die Standortentscheidung des EE-Zubaus wirken:

Markt für Flexibilitäten

Aktuell wird einspeisebedingtes Engpassmanagement im Verteilnetz nach dem „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement“ der BNetzA durchgeführt. Dabei wird eine Abschaltreihenfolge vorgegeben (§ 13 Abs. 1 und 2 EnWG sowie § 8 Abs. 3 und § 11 Abs. 1 EEG), die unter Umständen zu ineffizienten Kosten für Engpassmanagement führt. Auf einem „Markt für Flexibilitäten“ können EE-Anlagen dem Netzbetreiber netzdienliche Flexibilität freiwillig anbieten (hier: Reduzierung Einspeiseleistung). Damit könnten sich marktorientierte Preise für Engpassmanagement einstellen und die Kosten der Ausfallarbeit reduziert werden.

Deutschlandweite Verteilung der Kosten für Ausfallarbeit

Die Kosten dieser Netzsicherheitsmaßnahmen werden zum größten Teil lokal durch die Netzentgelte der Verteilnetzbetreiber getragen – Brandenburg ist nach Schleswig-Holstein das Bundesland mit den höchsten Entschädigungszahlungen. Analog zur Förderung der EEG-Anlagen könnten auch die Kosten für Ausfallarbeit deutschlandweit verteilt werden, um somit eine übermäßige Belastung der Bürgerinnen und Bürger in Netzausbauregionen zu reduzieren.

Die Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau wurden in den Dimensionen Umsetzbarkeit, Erreichung der EE-Ziele in Brandenburg, Reduzierung der Netzausbaukosten in Brandenburg und Reduzierung der Kosten für Ausfallarbeit in Brandenburg bewertet (Abbildung 8).

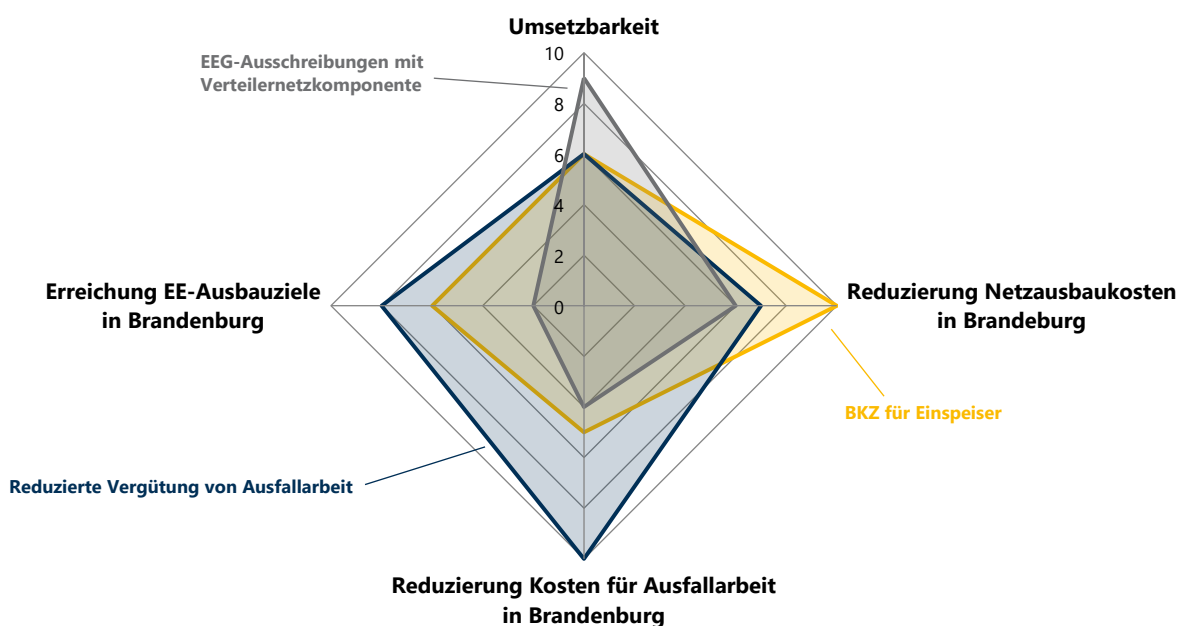


Abbildung 8: Bewertung alternativer Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau

In Bezug auf die **Umsetzbarkeit**, die sowohl den Anpassungsbedarf bei Gesetzen und Verordnungen als auch Transformationsaufwand berücksichtigt, wurde eine EEG-Ausschreibung mit Netzkomponente am besten bewertet – hier sind bereits Pilotvor-

haben in Planung. Sowohl bei einem BKZ für Einspeiser als auch bei einer reduzierten Vergütung der Ausfallarbeit werden deutliche Hürden in der ordnungspolitischen Umsetzung erwartet.

Den höchsten Effekt in Bezug auf die **Reduzierung der Netzausbaukosten in Brandenburg** hat ein BKZ für Einspeiser, denn dieser generiert nicht nur einen effektiven Allokationsanreiz, sondern beteiligt auch Einspeiser an den Netzkosten. Auch eine reduzierte Vergütung der Ausfallarbeit setzt allokativen Anreize hin zu Standorten, an denen keine Netzsicherheitsmaßnahmen zu erwarten sind. Durch EEG-Ausschreibemodelle mit Verteilernetzkomponente wird in der jetzigen Ausgestaltung kein effektives Allokationssignal gesetzt, da die Netzinfrastruktur keine Berücksichtigung findet. Reduziert wird der Netzausbau in Brandenburg nur aufgrund des geringeren EE-Zubaus (siehe: Kategorie „Erreichung EE-Ausbauziele in Brandenburg“).

Die **Kosten für Ausfallarbeit in Brandenburg** werden durch eine reduzierte Vergütung der Ausfallarbeit am effektivsten reduziert. Ein BKZ für Einspeiser wirkt indirekt auf die Ausfallkosten, da er einen Allokationsanreiz zu netzvertraglichen Standorten setzt. Ebenfalls indirekt wirkt eine EEG-Ausschreibung mit

Verteilernetzkomponente, da weniger EE-Zubau in Brandenburg stattfindet.

Die **Erreichung der EE-Ausbauziele** ist durch ein EEG-Ausschreibungsmodell mit Verteilernetzkomponente in der jetzigen Ausgestaltung gefährdet, denn Standorte in Brandenburg werden trotz möglicherweise freier Netzkapazitäten benachteiligt, da die tatsächliche Netzsituation nicht berücksichtigt wird. Eine verbesserte Ausgestaltung könnte diese Benachteiligung aufheben. Ein BKZ für Einspeiser wirkt ebenfalls aufgrund der durch die Kostenbeteiligung der Anlagenbetreiber etwas geringeren Wirtschaftlichkeit, bedingt förderlich auf den EE-Ausbau in Brandenburg. Auch in dieser Kategorie schneidet eine Reduzierung der Vergütung von Ausfallarbeit am besten ab. Denn die Netzsituation am Einspeisestandort wird dem Anlagenbetreiber zwar durch eine geringere vergütete Einspeisemenge gespiegelt, aber die nicht vergütete Ausfallarbeit kann lokal, zum Beispiel durch Speicher, genutzt werden und fällt nur an, bis das Netz verstärkt wurde.

Schlussfolgerungen für Brandenburg

1

Netzausbau in Brandenburg ist bis 2030 einspeisegetrieben und insbesondere in den hohen Spannungsebenen notwendig. Der Netzausbaubedarf durch die „Energiewende 2.0“ (E-Mobility, DSM, etc.) ist geringer als der einspeisegetriebene Ausbaubedarf.

2

Trotz hohen Investitionen der Verteilnetzbetreiber (Investitionen > Abschreibungen) wird die Erlösbergrenze im Jahr 2030 sich auf Grund regulatorischer Effekte (NEMOG, EK-Zinssenkung etc.) auf einem ähnlichen Niveau bewegen wie heute.

3

Eine Synchronisierung von EE- und Netzausbau bietet ein hohes Einsparpotenzial beim Netzausbaubedarf in Brandenburg (mindestens 20 %) – bei gleicher eingespeister Energiemenge.

4

In Brandenburg kann der Netzausbaubedarf bis 2030 durch den netzdienlichen Einsatz von flexiblen Lasten und Speichern auf Grund fehlender räumlichen und zeitlichen Kongruenz sowie deutlichem Leistungsunterschied zu den EE-Erzeugungsanlagen nicht nennenswert reduziert werden.

5

Die Reduzierung der Vergütung von Ausfallarbeit (bis zu 3 % der Einspeisemenge ohne Vergütung) fördert die zeitliche und örtliche Synchronisierung von EE- und Netzausbau, reizt „Nutzen statt Abregeln“ an und hat damit eine starke kostensenkende Wirkung für die Brandenburger/innen.

KOMPETENZ
IN ENERGIE



E-Bridge
Kompetenz in Energie