



Synchronisierung von EE- und Netzausbau in Brandenburg

Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg

Bonn, 09.02.2018

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 schriftlicher 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.

INHALTSVERZEICHNIS

Management-Summary

1	Hintergrund und Zielstellung der Studie	1
2	Energielandschaft in Brandenburg 2030	3
2.1	Übersicht	3
2.2	Entwicklung der Stromerzeugung in Brandenburg	5
2.3	Entwicklung des Stromverbrauchs in Brandenburg	8
2.4	Entwicklung von flexiblen Lasten und Speichern in Brandenburg	10
2.5	Regionalisierung des Zukunftsszenarios	15
2.6	Rahmenbedingungen der Energielandschaft	16
3	Netzausbau und Entwicklung von Netzentgelten in Brandenburg	20
3.1	Methodischer Ansatz	20
3.2	Netzausbaubedarf im brandenburgischen Verteilnetz bis 2030	21
3.3	Entwicklung der Erlösobergrenze und Netzentgelte in Brandenburg	24
3.4	Zwischenfazit	26
4	Auswirkungen von flexiblen Lasten und Speichern	27
4.1	Flexibilitätpotenziale in Brandenburg im Jahr 2030	27
4.2	Netzausbaubedarf und Auswirkungen auf die Netznutzungsentgelte in Brandenburg bei Berücksichtigung von Flexibilitäten	33
4.3	Zwischenfazit	34
5	Synchronisierung von EE- und Netzausbau	36
5.1	Übersicht	36
5.2	Ortsabhängige Netzanschlussgebühr (BKZ für Einspeisungen)	39
5.2.1	Hintergrund und Wirkung	39
5.2.2	Mögliche Ausgestaltung	40
5.2.3	Konsequenzen für Brandenburg	44
5.3	Reduzierte Vergütung von Ausfallsarbeit	44
5.3.1	Hintergrund und Wirkung	44
5.3.2	Mögliche Ausgestaltung	46
5.3.3	Konsequenzen für Brandenburg	46
5.4	EE-Ausschreibung mit Verteilernetzkomponente	47
5.4.1	Hintergrund und Wirkung	47
5.4.2	Mögliche Ausgestaltung	49
5.4.3	Konsequenzen für Brandenburg	49
5.5	Weitere Maßnahmen zur Reduzierung der Kosten in Brandenburg	50
5.5.1	Markt für Flexibilitäten	50
5.5.2	Deutschlandweite Verteilung der Kosten für Ausfallsarbeit	51
5.6	Bewertung	53
6	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	56

ANHANG	58
A. Simulationsmodelle	59
B. Abbildungsverzeichnis	75
C. Tabellenverzeichnis	77

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 sollen in Brandenburg mehr als 30 % des Primärenergieverbrauchs aller Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr) durch erneuerbare Energien 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: Zur Integration von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE), insbesondere von Windkraftanlagen, sind hohe **Netzinvestitionen notwendig** und so lange die Netzinfrastruktur noch nicht ausgebaut ist, fallen **Kosten für Einspeisemanagement** der EE-Anlagen an. Denn die Erzeugung von EE-Anlagen wird auch vergütet, wenn sie aufgrund von Netzsicherheitsmaßnahmen abgeregelt wird.

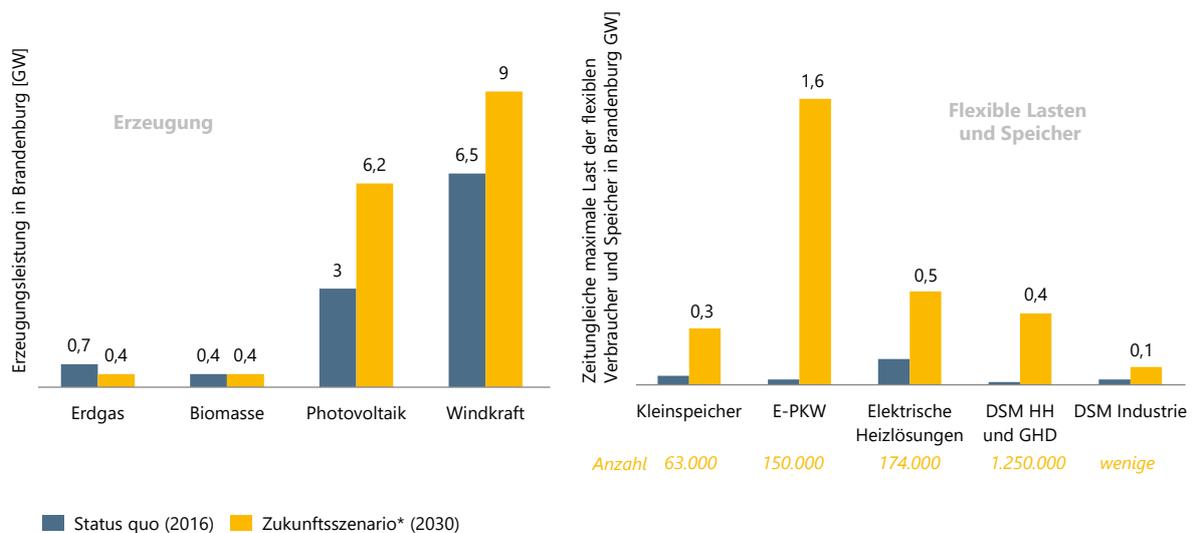
EE-Anlagen berücksichtigen den Netzzustand weder bei der Standortwahl noch beim Zeitpunkt der Inbetriebnahme – das erzeugt hohe Kosten für die Stromkunden.

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 die 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?



*Basierend auf dem Entwurf der aktualisierten Energiestrategie Brandenburg 2030

Abbildung 1: Zukunftsszenario Energielandschaft in Brandenburg 2030

Die Energielandschaft in Brandenburg wird sich im Verteilnetz bis 2030 durch Zubau an EE-Anlagen sowie flexibler 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 Änderung der Energielandschaft 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.

Im Gegenzug 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 regulatorische Größen (Erlösbergrenze).

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

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

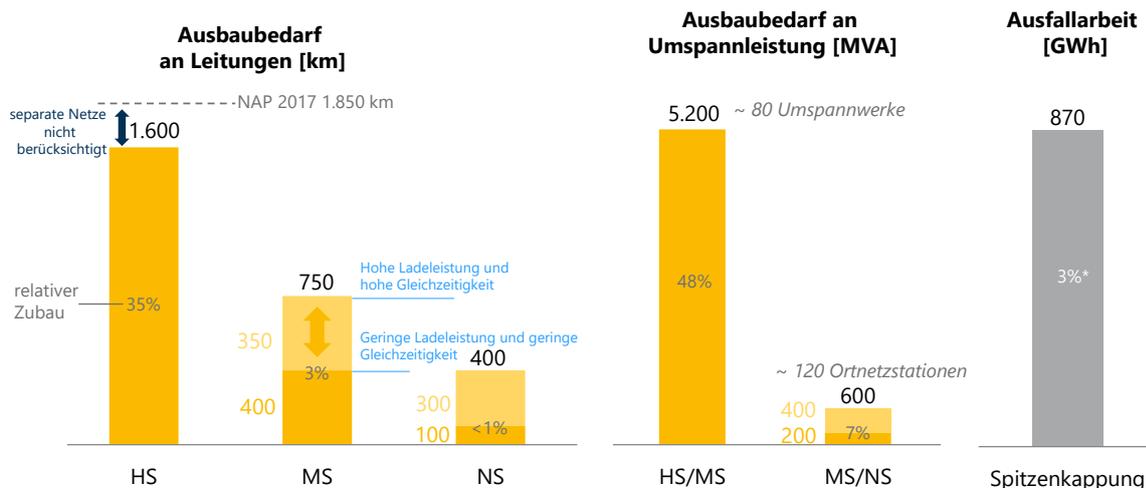
Simulationen im Rahmen der Studie bestätigen die Berechnungen des Netzausbauplans der Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen 110-kV-Flächennetzbetreiber 2017.

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 870 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.

Deutlich signifikanter Netzausbau in der Mittel- und Niederspannungsebene wird nach 2030 erwartet, wenn beispielsweise E-Mobility einen kritischen Durchdringungsgrad erreicht.



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

Abbildung 2: Netzausbaubedarf bis 2030 in Brandenburg

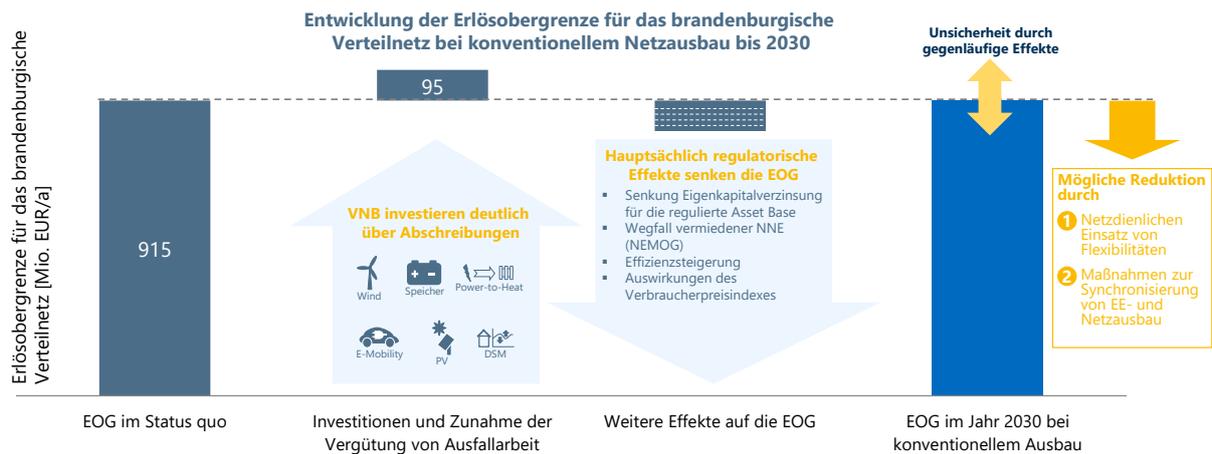


Abbildung 3: Entwicklung der Erlösobergrenze in Brandenburg

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 gibt es 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 sich damit Erlösobergrenze und durchschnittliche Netzentgelte in Brandenburg auf dem heutigen Niveau bewegen. Individuell können sich die Netzentgelte zwischen Netzbetreibern jedoch deutlich unterscheiden. Die Ausgaben der Netzbetreiber steigen also – 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 in begrenztem Umfang flexibel.

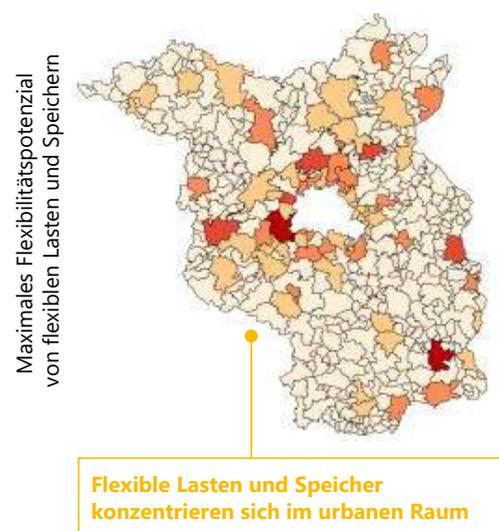


Abbildung 4: Regionale Allokation der Flexibilität von Lasten und Speichern in Brandenburg 2030

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

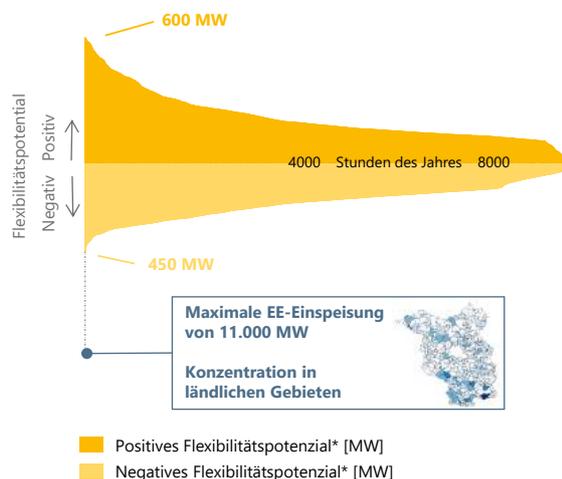


Abbildung 5: Quantifizierung des Flexibilitätspotenzials in Brandenburg 2030

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.

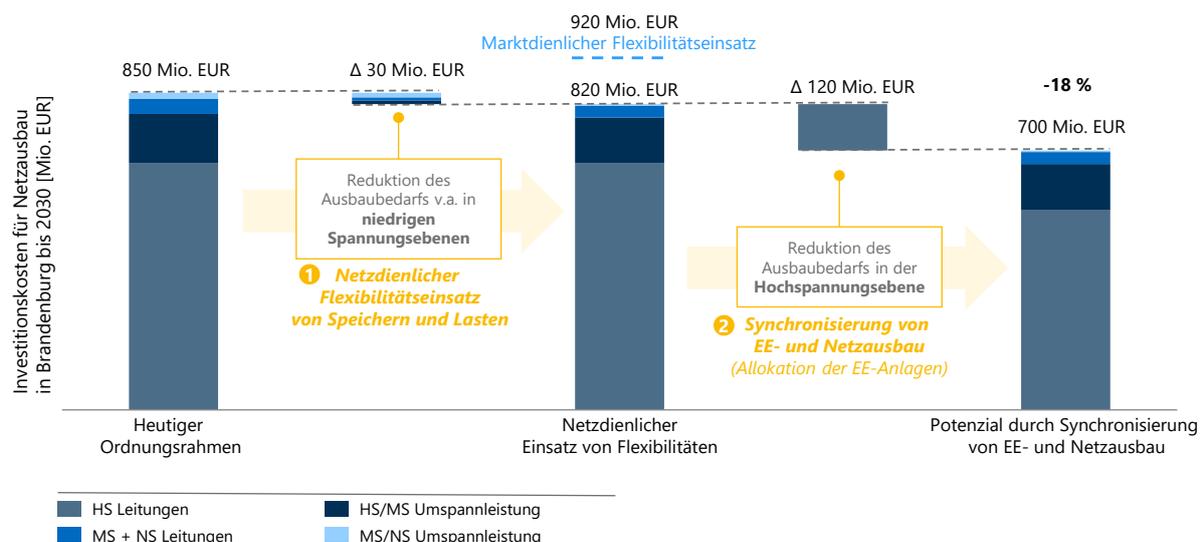


Abbildung 6: Einsparpotenzial von Netzausbaukosten

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 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. Investitionen bis 2030).

Ein deutlich höheres Potenzial zur Senkung des Investitionsbedarfs besitzen 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 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, Anlagen zur Erzeugung 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 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 Bundesnetzagentur (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 freiwillig netzdienliche Flexibilität 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. Das NEMOG sieht diese Regelung bereits für Übertragungsnetzentgelte vor.

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).

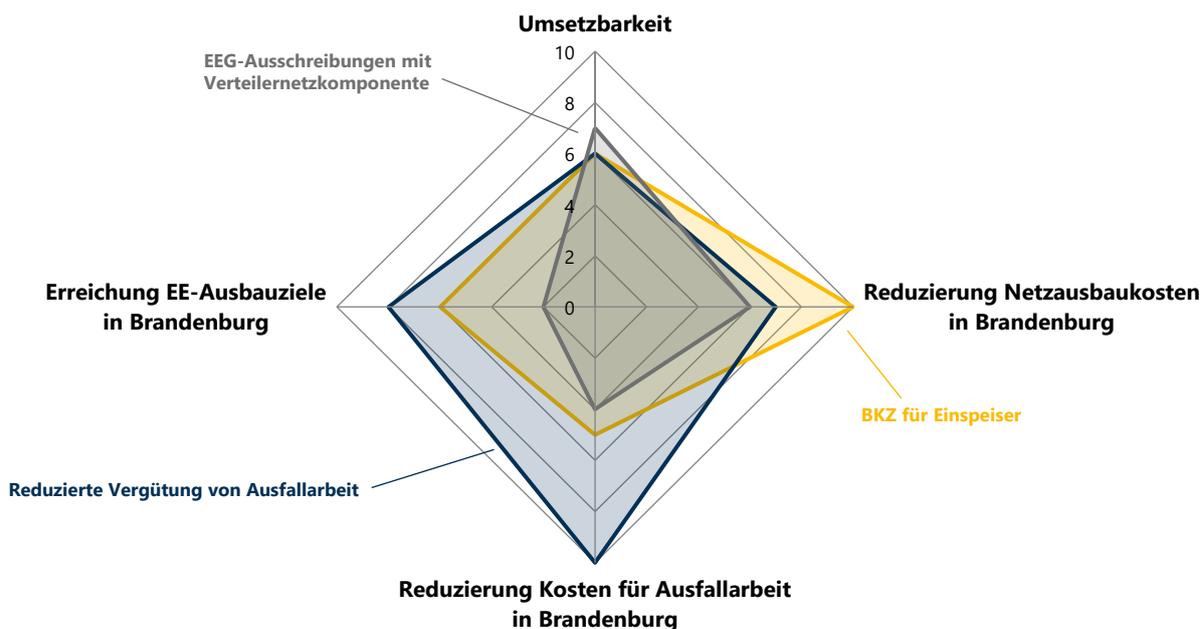


Abbildung 8: Bewertung alternativer Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau

In Bezug auf die **Umsetzbarkeit**, die sowohl den Anpassungsbedarf bei Gesetzen und Verordnungen als auch den Transformationsaufwand berücksichtigt, wurde eine EEG-Ausschreibung mit Netzkomponente am besten bewertet – hier sind bereits Pilotvorhaben 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-Ausschreibungsmodelle 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 netzverträglichen 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, Lastmanagement, etc.) ist geringer als der einspeisegetriebene Ausbaubedarf.

2

Trotz hoher Investitionen der Verteilnetzbetreiber (Investitionen > Abschreibungen) wird die Erlösbergrenze im Jahr 2030 sich aufgrund 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 aufgrund fehlender räumlicher und zeitlicher Kongruenz sowie deutlichem Leistungsunterschied zu den EE-Erzeugungsanlagen nicht nennenswert reduziert werden – auch zukünftig ist die Flexibilität von Einspeisungen für einen sicheren Netzbetrieb notwendig, mit der Folge von Ausfallarbeit.

5

Ein Markt für Flexibilitäten, auf dem auch EE-Erzeugungsanlagen eine Anpassung ihrer Einspeisung anbieten können, hat das Potenzial die Kosten für Ausfallarbeit in Deutschland und insbesondere in Brandenburg zu reduzieren.

6

Die Reduzierung der Vergütung von Ausfallarbeit fördert die zeitliche und örtliche Synchronisierung von EE- und Netzausbau, reizt „Nutzen statt Abregeln“ an und hat damit eine kostensenkende Wirkung für die Brandenburger/innen.

1 Hintergrund und Zielstellung der Studie

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

Sowohl aus konventionellen als auch erneuerbaren Energien werden insgesamt mehr als 55 TWh Strom pro Jahr erzeugt und damit fast dreimal so viel Strom verbraucht (circa 19 TWh pro Jahr¹). 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 % des Primärenergieverbrauchs aller Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr) durch erneuerbare Energien 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) – 20 Prozent mehr als 2016. 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:

- Zur Integration der EE-Anlagen, insbesondere der Windkraftanlagen, sind hohe Netzinvestitionen notwendig und
- so lange die Netzinfrastruktur noch nicht ausgebaut ist, fallen Kosten für Einspeisemanagement der EE-Anlagen an. 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 unnötige 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. Diese örtliche und zeitliche Synchronisierung ist Gegenstand der Studie.

Ein weiteres Mittel zur Reduzierung der Netznutzungsentgelte wäre auch die Nutzung der Flexibilität neuer Verbraucher wie E-PKW, elektrischer Heizlösungen oder Kleinspeicher. Die Evaluierung dieser Flexibilität wird ebenfalls im Rahmen der Studie durchgeführt.

¹ <http://www.energymap.info>

Fragestellung der Studie

- Wie entwickelt sich die Energielandschaft in Brandenburg? (Kapitel 2)
- Wie viel Netzausbau ist in Brandenburg bis 2030 im heutigen Ordnungsrahmen notwendig und welche durchschnittliche Entwicklung der Netzentgelte ist zu erwarten? (Kapitel 3)
- In welchem Umfang kann durch die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten Netzausbau eingespart werden? (Kapitel 4)
- Können Netznutzungsentgelte in Brandenburg durch eine Synchronisierung von EE- und Netzausbau reduziert werden und wenn ja, welche Maßnahme ist besonders geeignet? (Kapitel 5)
- Welche weiteren Maßnahmen zur Reduzierung von Kosten für Brandenburgerinnen und Brandenburger existieren? (Kapitel 5)

Die vorliegende Studie wurde zwischen März und Dezember 2017 von E-Bridge Consulting gemeinsam mit MITNETZ STROM und der BTU Cottbus im Auftrag des Landesministeriums für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg erstellt.

2 Energielandschaft in Brandenburg 2030

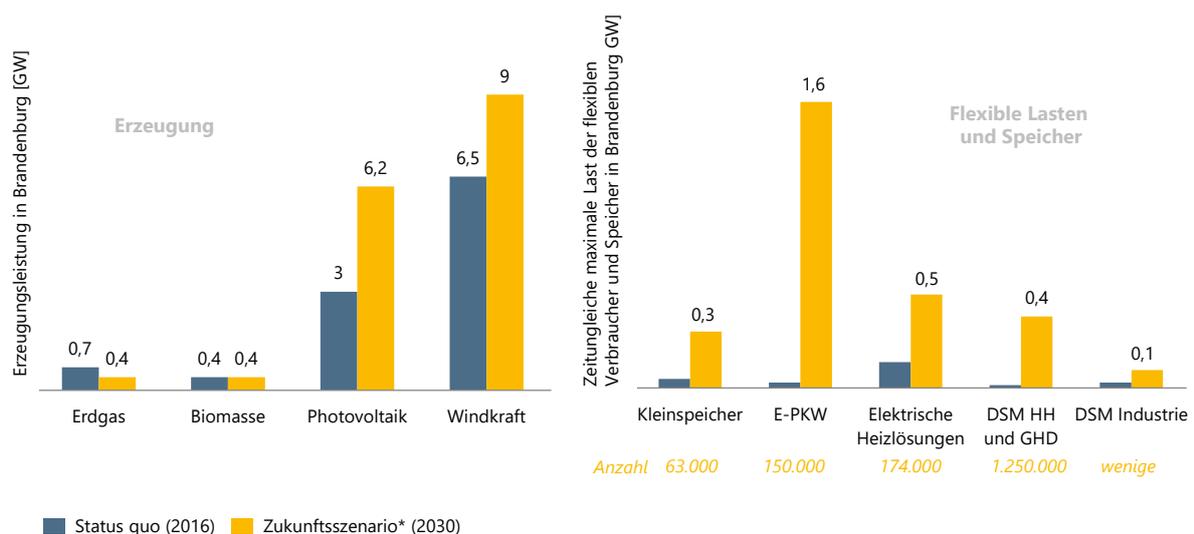
2.1 Übersicht

Als Basis für die Untersuchungen verschiedener Effekte und Maßnahmen wird ein Zukunftsszenario im Jahr 2030 für Brandenburg entwickelt, das den allgemeinen Erwartungshorizont widerspiegelt.

Die Energielandschaft befindet sich weltweit in einem starken Wandel. Die Gründung der europaweiten „Energy Union“ und die deutsche Energiewende sind Spiegelbild der grundlegenden Veränderungen. Auch in Brandenburg hat in den letzten Jahren eine sehr dynamische Entwicklung stattgefunden und setzt sich auch zukünftig fort.

Um zukünftige Möglichkeiten, wie zum Beispiel flexible Lasten und Speicher, zu berücksichtigen und die Wirkungsweise von Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau zu untersuchen, ist es erforderlich, die zukünftige Entwicklung zu antizipieren.

Zu diesem Zweck wird das betrachtete Zukunftsbild in Form des Zukunftsszenarios „Energielandschaft in Brandenburg 2030“ konkretisiert.



*Basierend auf dem Entwurf der aktualisierten Energiestrategie Brandenburg 2030

Abbildung 9: Einordnung des Zukunftsszenarios "Energielandschaft in Brandenburg 2030"

Ausführliche Szenarioanalysen stehen aus diversen Studien zur Verfügung, denen sich diese Studie bedient. Im Rahmen der Untersuchungen wird ein Zukunftsszenario für Brandenburg betrachtet, das den allgemeinen Erwartungshorizont widerspiegelt. Es fließen der gemeinsame Netzausbauplan der Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen 110-kV-Flächennetzbetreiber 2017 und die E-Bridge Studiendatenbank mit über 100 aktuellen Studien in die Prognose ein. Das entwickelte Zukunftsszenario ist kongruent mit der Energiestrategie Brandenburg. Die Ausprägungen im ausgestalteten Zukunftsszenario werden in ähnlicher Form in vielen, anerkannten Studien als mögliche Entwicklung beschrieben. Extrempunkte im Spektrum der verfügbaren Prognosen werden hier nicht abgebildet. Der Betrachtungsbereich beschränkt sich dabei auf das brandenburgische Verteilnetz und die hier angeschlossenen Netznutzer.

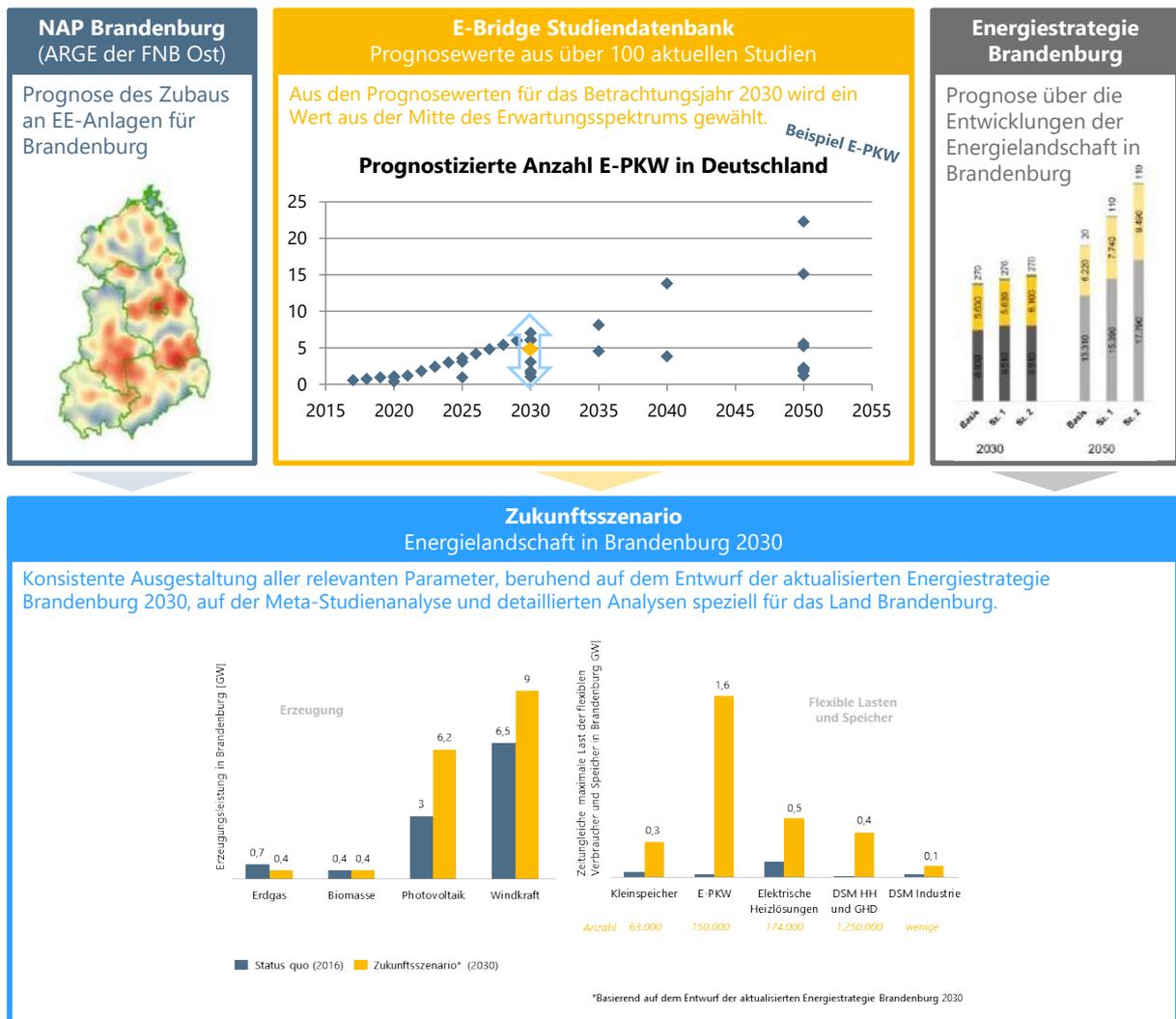


Abbildung 10: Übersicht der verwendeten Voranalysen bei der Erstellung des Zukunftsszenarios

Der weiterhin intensive Zubau erneuerbarer Energien führt zu noch stärkerer Dominanz volatiler Einspeiser am Erzeugungsmix. Wind macht mehr als 50 % der installierten Erzeugungslleistung aus.

Im Zuge der Energiewende hat die installierte Leistung von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien bereits heute im brandenburgischen Erzeugungsmix den größten Anteil erreicht. Die politischen Bestrebungen aber auch die Eignung der brandenburgischen Standorte, insbesondere für Windenergie, treiben den weiteren Ausbau von EE-Anlagen in Brandenburg voran. Die heute bereits sehr hohe Leistung an Windenergieanlagen wächst nochmal um 50 % an. Die Leistung an Solaranlagen verdoppelt sich sogar. Insgesamt verfügt Brandenburg im Jahr 2030 über 15 GW Erzeugungslleistung aus volatilen Anlagen und über circa 1 GW an steuerbarer Erzeugungslleistung. Damit wird Brandenburg in Deutschland weiterhin Energieexportland bleiben.

Die Anzahl flexibler Lasten und Speicher steigt in Brandenburg deutlich an. Ihre Durchdringung beträgt im Jahr 2030 zwischen 5 % und 15 % der Haushalte.

Die „Energiewende 2.0“ findet auf der Lastseite statt. Im Zuge der Elektrifizierung von Wärme- und Verkehrssektor kommen mit E-PKW und elektrischen Heizlösungen neue Lasten mit vergleichsweise hoher Bezugsleistung ins Stromsystem. Diese Lasten haben das Potenzial, ihren Verbrauch zeitlich variabel zu gestalten. Darüber hinaus werden konventionelle Lasten vom

Haushaltsbereich bis zur Industrie flexibilisiert und Batteriekleinspeicher in nennenswerter Zahl installiert. Deutschlandweit werden hier große Stückzahlen erwartet. Auch in Brandenburg findet eine deutliche Steigerung gegenüber dem Status quo statt. Aufgrund der geringen Bevölkerungsdichte und der Zentrierung dieser Entwicklungen in urbanen Regionen ist die Entwicklung in Brandenburg unterdurchschnittlich stark ausgeprägt.

EE-Anlagen prägen die Energielandschaft in Brandenburg auch zukünftig. Ihre installierte Leistung übersteigt die maximale, zeitungleiche Leistung aller flexiblen Lasten und Speicher deutlich.

Der deutliche Unterschied in der maximalen Leistung zwischen Erzeugungsanlagen und Bezugsanlagen zeigt bereits deutlich auf, dass das Energiesystem in Brandenburg durch Erzeugungsseite und hier insbesondere durch die volatilen Erzeugungsanlagen geprägt sein wird. Das immanente, volatile Verhalten von Wind- und Solarenergieanlagen bestimmt somit in der zeitlichen Dimension wesentlich die Vorgänge im brandenburgischen Energiesystem. Und die Standorte dieser Anlagen sind in der örtlichen Dimension maßgeblich für die Ausprägung des Energiesystems, das heißt insbesondere auch für die Anforderungen an das Stromnetz, verantwortlich.

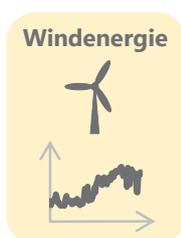
2.2 Entwicklung der Stromerzeugung in Brandenburg

Die Quantifizierung des speziell für Brandenburg erwarteten Zubaus an EE-Anlagen beruht im Wesentlichen auf dem Netzausbauplan der ostdeutschen Verteilnetzbetreiber.

Alle Prognosen aus wissenschaftlichen Studien und politischen Papieren gehen von einem weiteren Zubau von EE-Anlagen in Deutschland aus. Subventionen, wie beispielsweise durch das EEG, und marktliche Entwicklungen, wie der Rückgang der Preise für PV-Module, sind Treiber dieser Entwicklungen. Entsprechend nimmt auch das Zukunftsszenario dieser Studie einen starken Zubau an EE-Anlagen in Brandenburg an.

Bei Prognosen über den Zubau an Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien wird häufig Deutschland als Ganzes betrachtet. Im Netzausbauplan der Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen 110-kV-Flächennetzbetreiber 2017 haben sich die betroffenen Verteilnetzbetreiber intensiv mit der regional spezifizierten Zubauleistung in Ostdeutschland beschäftigt. Die hier ermittelten Werte sind mit der Energiestrategie des Landes Brandenburg kongruent. Auf diese ausführlichen Analysen setzt das Zukunftsszenario „Energielandschaft in Brandenburg 2030“ auf. Im Folgenden sind die Rahmenbedingungen zur installierten Leistung und weiteren Konkretisierungen im Zukunftsszenario der einzelnen Erzeugungstechnologien erläutert. Da der Fokus auf dem Verteilnetz liegt, sind hier auch konventionelle Gaskraftwerke mit Anschluss im Verteilnetz berücksichtigt.

Windenergie an Land: Die überwiegend zu erwartenden, großen Anlagen und Windparks werden in hohen Spannungsebenen angeschlossen.



Brandenburg ist Energieland, das heißt Energieexporteur. Hier werden jährlich 55 TWh Strom erzeugt. Neben den konventionellen Erzeugungseinheiten wird besonders viel Energie aus Windkraft erzeugt, da Brandenburg durch seine Küstennähe für Windenergieanlagen ein großes wirtschaftliches Potenzial bietet.

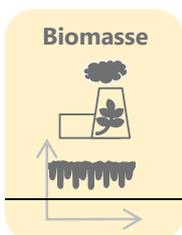
Knapp 10 TWh kamen bereits im Jahr 2015 aus Windenergieanlagen² und die erzeugte Energiemenge steigt mit dem weiteren Zubau. Die installierte Leistung an Windenergieanlagen in Brandenburg erhöht sich bis 2030 von heute 6,5 GW auf 9 GW³. Damit steigt die installierte Leistung etwa um 50 % an und über die Hälfte der im brandenburgischen Verteilnetz angeschlossenen Erzeugungsleistung besteht aus Windenergieanlagen an Land. Diese werden üblicherweise in der Mittelspannung angeschlossen. Große Windparks erhalten einen Hochspannungsanschluss. In 2016 hat sich die installierte Leistung auf gut 3.600 Windenergieanlagen verteilt. Die durchschnittliche Leistung je Windenergieanlage lag in dem Jahr bei 1,8 MW⁴. Die installierte Leistung je Anlage steigt aufgrund der technologischen Entwicklung stetig an. Auch die Anzahl der gemeinsam als Windpark angeschlossenen Windenergieanlagen ist in den letzten Jahren gestiegen. Die Folge ist, dass Windenergieanlagen immer häufiger in den oberen Spannungsebenen angeschlossen werden. Der schnelle Zubau führt zu einem starken Netzausbaubedarf und – weil dieser mit dem Zubau von EE-Anlagen nicht mithalten kann – zu hohen Kosten für Ausfallarbeit. Verantwortlich hierfür sind maßgeblich Windenergieanlagen. Deutschlandweit wurden 87 % der Ausfallarbeit durch Windenergie verursacht⁵. In Brandenburg wurden im Rahmen des Einspeisemanagements im Jahr 2016 über 330 GWh EE-Einspeisungen abgeregelt⁶ – der Großteil bei Windenergieanlagen.

Photovoltaik: In Brandenburg sind sowohl heute als auch im Zukunftsszenario über 70 % der Leistung als Freiflächenanlage ausgeführt.



Photovoltaik Photovoltaik ist, neben der Windenergie, der wichtigste Energieträger in Brandenburg. In Vergleich der Bundesländer liegt Brandenburg mit der installierten Leistung aktuell auf Platz vier⁷. Der Zubau von 3,2 GW bis zum Jahr 2030 bedeutet mehr als eine Verdopplung der installierten Leistung im Vergleich zum Status quo, von 3 GW auf 6,2 GW. Dabei sind gut 30 % des Zubaus Gebäudeanlagen und über zwei Drittel Freiflächenanlagen. Ein ähnliches Verhältnis im Status quo führt dazu, dass im Jahr 2030 4,5 GW als Freiflächenanlagen und 1,7 GW als Gebäudeanlagen ausgeführt sind. Brandenburg bietet aufgrund seiner großen Flächen mit geringer Besiedlung ein großes Potenzial für PV-Freiflächenanlagen. In den ersten fünf EEG-Ausschreibungsrunden ist Brandenburg das Bundesland mit den meisten Zuschlägen, 42 an der Zahl. Die zugeschlagene Leistung von 250 MW ist ebenfalls die größte deutschlandweit – in Bayern wurden nur knapp 150 MW zugeschlagen. Freiflächenanlagen werden typischerweise in der Mittelspannung angeschlossen, wohingegen Gebäudeanlagen in der Niederspannung angeschlossen werden.

Biomasse: Die installierte Leistung an Biomasse bleibt in Brandenburg auf dem heutigen Niveau.



Biomasse Auch in der Biomasse liegt Brandenburg mit der Menge der installierten Leistung im Vergleich der Bundesländer im oberen Quantil. Gut 400 MW sind insgesamt in Brandenburg installiert. Da die derzeitigen förderrechtlichen

² <https://www.foederal-erneuerbar.de>

³ Netzausbauplan der Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen 110-kV-Flächennetzbetreiber 2017

⁴ <https://www.fachagentur-windenergie.de>

⁵ Monitoringbericht 2016 der BNetzA

⁶ <https://www.foederal-erneuerbar.de>

⁷ Monitoringbericht 2016 BNetzA

Rahmenbedingungen, insbesondere das EEG, nicht auf einen Ausbau von Bioenergie ausgerichtet sind und hinzukommt, dass die Nutzung von Biomasse in der Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion und Futteranpflanzung steht, ist kein signifikanter Anstieg der Biomasseleistung zu erwarten⁸. Brandenburg unterstützt durch kostenlose Beratungen die Modernisierung von Biomassebestandsanlagen. Biomasseanlagen werden üblicherweise in der Mittelspannung angeschlossen. Sie werden aktuell zur Bandlastbereitstellung genutzt. Zukünftig werden sie vermutlich stärker ihre technische Flexibilität vermarkten können.

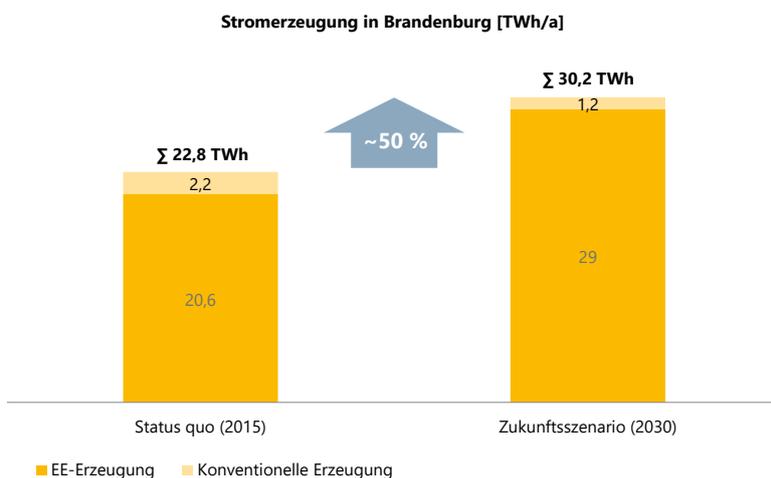
Erdgas: Die installierte Leistung wird sich um knapp die Hälfte reduzieren.



Im brandenburgischen Verteilnetz sind neben EE-Anlagen auch Gaskraftwerke angeschlossen. Hier wird bis 2030 ein Rückbau um knapp die Hälfte der installierten Leistung erwartet, sodass im Jahr 2030 noch etwa 0,4 GW Leistung an Gaskraftwerken installiert ist⁹. Die wirtschaftlichen Bedingungen für Gaskraftwerke werden mit der steigenden Anzahl von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien schwieriger. Ein vollständiger Rückbau ist dennoch unwahrscheinlich, da die Bundesregierung im Sinne der Dekarbonisierung den vornehmlichen Einsatz von Gaskraftwerken fordert, soweit konventionelle Erzeugung notwendig ist. Anschlussebene für Gaskraftwerke ist üblicherweise die Hochspannungsebene.

Die erzeugte Energiemenge im brandenburgischen Verteilnetz steigt bis 2030 um 50 % an. Zukünftig stammt über 95 % davon aus erneuerbaren Energiequellen.

Die Zunahme der installierten Leistung an Wind- und Sonnenenergie führt dazu, dass die bis 2030 erzeugte Energiemenge signifikant ansteigt. Die Reduzierung der Gasleistung wirkt dem entgegen, wird aber deutlich überkompensiert. Resultierend ergibt sich eine Steigerung der erzeugten Energiemenge von ca. 50 %. Der Anteil von konventionell erzeugter Energie sinkt dabei von circa 10 % auf unter 5 %.



⁸ Netzentwicklungsplan 2030 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

⁹ Netzentwicklungsplan 2030 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 11: In das brandenburgische Verteilnetz eingespeiste Energiemenge im Status quo und im Jahr 2030¹⁰

Der Erzeugungsmix im brandenburgischen Verteilnetz wird zukünftig noch stärker von volatiler Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen dominiert als heute.

Bereits im Jahr 2015 wurden in Brandenburg 40 % der elektrischen Energie im Verteilnetz erzeugt. Davon wurde über die Hälfte der Energie aus volatilen Energieträgern erzeugt. Im Jahr 2030 wird der Anteil an volatiler Einspeisung auf über 70 % ansteigen und damit das Energiesystem vor noch größere Herausforderungen stellen.

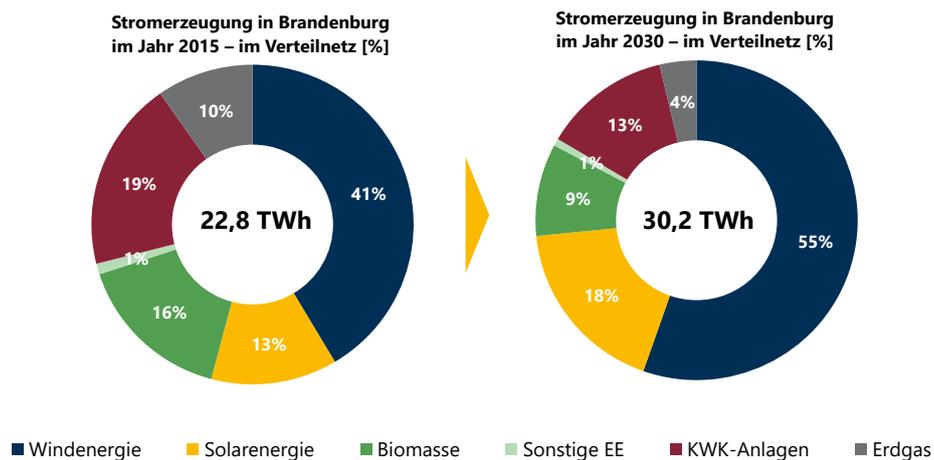


Abbildung 12: Energieerzeugung im brandenburgischen Verteilnetz¹¹

2.3 Entwicklung des Stromverbrauchs in Brandenburg

Der Stromverbrauch ist im Wesentlichen von vier Faktoren abhängig:

- Bevölkerungsgröße (Anzahl Bürger)
- Wirtschaftsleistung (Bruttowertschöpfung und Erwerbstätigkeit)
- Energieeffizienz
- Grad der Elektrifizierung (Sektorenkopplung)

Bevölkerungsrückgang und Entwicklungen in der Wirtschaftsleistung reduzieren den Stromverbrauch in Brandenburg leicht.

Private Haushalte verwenden Elektrogeräte. Somit beeinflusst die Bevölkerungszahl den Energieverbrauch. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen nutzen ebenfalls Geräte (zum Beispiel PC), die Energie verbrauchen. Typischerweise wird davon ausgegangen, dass sich der Energiebedarf dieses Sektors proportional zur Erwerbstätigkeit verhält. Der Energiebedarf im verarbeitenden Gewerbe (Industrie) hingegen ist vor allem von der Produktion abhängig. Der verwendete Indikator ist die Bruttowertschöpfung. Aus den Untersuchungen der Energiestrategie Brandenburg geht hervor, dass aufgrund der demografischen Entwicklung in Brandenburg bis

¹⁰ Agentur für Erneuerbare Energien (Jahr 2015); Entwurf der aktualisierten Energiestrategie Brandenburg 2030 (Jahr 2030)

¹¹ Agentur für Erneuerbare Energien (Jahr 2015); Simulationsmodell (Jahr 2030)

2030 mit einem leichten Bevölkerungsrückgang von -0,4 % zu rechnen ist. Bei der Erwerbstätigkeit wird ebenfalls mit einem Rückgang gerechnet, hier -0,8 %. Die Bruttowertschöpfung steigt hingegen in der Prognose um 0,7 %¹². Die beiden Faktoren Bevölkerungsgröße und Wirtschaftsleistung lassen insgesamt eine leichte Reduzierung des Stromverbrauchs erwarten.

Die Effizienzsteigerung klassischer Stromanwendungen reduziert ebenfalls den Stromverbrauch in Brandenburg.

Neben den Treibern des Energieverbrauchs ist die Entwicklung der Energieeffizienz ein entscheidender Einflussfaktor der künftigen Entwicklung. Ohne eine signifikante Steigerung der Energieeffizienz wird die Energiewende, insbesondere das Ziel der Treibhausgasneutralität, zu einem teuren Unterfangen. Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, den Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 um 50 % zu reduzieren. Hierbei kommt der Erhöhung der Energieeffizienz eine Schlüsselrolle zu. Als größter Hebel wird die Effizienzsteigerung beim Wärmebedarf von Gebäuden eingeschätzt. Verschiedene Förderprogramme und eine Anpassung der Wärmedämmstandards sind hier Mittel zur Steigerung der Energieeffizienz. Möglicherweise kann das erwünschte und erforderliche Tempo aufgrund der Wirtschaftsleistung in Brandenburg nicht die gleiche Intensität erreichen wie im Durchschnitt aller Bundesländer. Es wird eine moderate Steigerung der Effizienz generell und auch beim Verbrauch elektrischer Energie angenommen, die zu einem leicht niedrigeren Energiebedarf führt.¹³

Durch die Elektrifizierung von Wärme und Verkehr kommen viele neue Stromverbraucher hinzu. Dadurch wird der Stromverbrauch in Brandenburg in die Höhe getrieben.

Die Elektrifizierung von Wärme- und Verkehrssektor trägt insgesamt zu einer Reduzierung des Energiebedarfes bei, denn insbesondere der Wirkungsgrad von Verbrennungsmotoren ist sehr viel geringer als der von Elektromotoren. Für den Stromverbrauch bedeutet die Elektrifizierung allerdings einen Anstieg. Mit Strom werden andere Energieträger wie Öl und Benzin substituiert. Der Jahresstromverbrauch von E-PKW und Wärmepumpen ist abhängig von der Nutzsituation. Durchschnittlich lässt sich aber sagen, dass der Verbrauch in Summe in etwa dem Jahresstromverbrauch für die konventionellen Haushaltslasten entspricht. Bei 150.000 E-PKW und 150.000 zusätzlichen Wärmepumpen erhöht sich der Strombedarf bis 2030 um circa eine Terawattstunde.

Insgesamt erhöht sich der Stromverbrauch in Brandenburg, da der Anstieg des Strombedarfs durch die Sektorenkopplung die Effekte der Effizienzsteigerung und sozioökonomischer Entwicklungen überkompensiert.

Der Anstieg des Stromverbrauchs um eine Terawattstunde bedeutet für Brandenburg einen Anstieg um über 5 % des gesamten Stromverbrauches. Die sozioökonomischen Effekte verursachen Veränderungen im Bereich unter einem Prozent und sind teilweise gegenläufig, zum Beispiel Bruttowertschöpfung und Erwerbstätigkeit. Da die Effizienzsteigerung die wesentlichen Energieeinsparungen im Wärmebereich erzielt, ist die resultierende Verringerung des Stromverbrauchs nur gering. Insgesamt erhöht sich dadurch der Stromverbrauch in Brandenburg.

¹² Energiestrategie Brandenburg

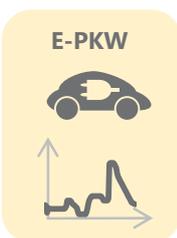
¹³ Energiestrategie Brandenburg

2.4 Entwicklung von flexiblen Lasten und Speichern in Brandenburg

Eine steigende Durchdringung von flexiblen Lasten und Speichern wird erwartet, wobei nur ein kleiner Anteil der deutschlandweit erwarteten Zunahme in Brandenburg stattfindet.

Gemeinhin wird von einer steigenden Durchdringung von flexiblen Lasten und Speichern ausgegangen. Das bestätigen die Verkaufszahlen von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Batteriekleinspeichern in jüngster Zeit. Politische Ziele und Anreize, Entwicklungen in der Automobilindustrie und in anderen Branchen treiben diese Entwicklung zukünftig stark voran. Auch eine Vielzahl von wissenschaftlichen Studien bestätigt diesen Trend. Die Ausprägung der einzelnen Technologien unterscheidet sich in den aktuellen Studien deutlich. Ziel für die Konzeptionierung des Zukunftsszenarios „Energiewirtschaft in Brandenburg 2030“ ist es, die allgemeinen Erwartungen an die zukünftigen Entwicklungen widerzuspiegeln. Daher wird mithilfe der E-Bridge Studiendatenbank eine Metaanalyse der Prognosen zur Entwicklung der verschiedenen Technologien vorgenommen. Das Spektrum der prognostizierten Entwicklung wird aufgezeigt und ein Punkt in der Mitte des Spektrums ausgewählt, der in seiner Größenordnung durch eine Mehrzahl an Studien gestützt wird. Diese Werte werden für das Zukunftsszenario unterstellt. Da die meisten Prognosen nicht bundeslandscharf sind, wird eine Analyse für Deutschland durchgeführt und entsprechend einer geeigneten Größe für jede Technologie auf Brandenburg skaliert.

Elektromobilität: Bei deutschlandweit 5 Mio. E-PKW entfallen auf Brandenburg 150.000 Stück. Damit fahren 10 % der brandenburgischen PKW elektrisch.



Heute sind in Brandenburg erst wenige Elektrofahrzeuge unterwegs. Anfang 2016 registrierte das Kraftfahrtbundesamt 426 Stück, was einer Quote von unter einem Promille der zugelassenen PKW entspricht¹⁴. Seitdem steigt die Anzahl stetig, aber bisher verhalten. Nach einer Studie des renommierten Rainer-Lemoine-Institutes haben die Flughafengemeinde Schönefeld und die Landeshauptstadt Potsdam aktuell die besten Voraussetzungen, um Vorreiter für Elektromobilität im Land zu werden. In Potsdam etwa gibt es bisher 36 Ladepunkte. Das ist die größte Dichte im Land. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass „eine kurzfristige Förderung der Elektromobilität [...] im Berliner Umland und den regionalen Wachstumskernen am sinnvollsten [erscheint]“¹⁵. Ein Befund, der für die Elektromobilität typisch ist: Die Nutzung findet verstärkt im urbanen Raum statt, da hier im Durchschnitt kürzere Strecken zurückgelegt werden und die Einwohnerdichte höher ist, also eine potenziell höhere Auslastung von öffentlichen Ladepunkten gegeben ist. Für die Zukunft wird aber mit einer deutlich steigenden Durchdringung von E-PKW gerechnet – nicht zuletzt, da es mittlerweile viele Initiativen zur Förderung der Elektromobilität gibt, beispielsweise das Zukunftsforum „E-MOBILES BRANDENBURG“. In einer Meta-Studienanalyse, durchgeführt auf Basis der E-Bridge Studiendatenbank, wird eine Vielzahl aktueller Studien ausgewertet. Für das Jahr 2030 liegen die Prognosen in Deutschland zwischen 1 Mio. und 7 Mio. E-PKW. Der Mittelwert der Prognosewerte liegt genau in der Trendlinie: 5 Mio. E-PKW in Deutschland im Jahr 2030. Dieser Wert wird im betrachteten Zukunftsszenario für Deutschland angesetzt. Anhand des Bevölkerungsanteils von 3 % wird die Anzahl auf Brandenburg skaliert. Dabei wird angenommen, dass der überdurchschnittliche Anteil von PKW-Besitzern im ländlichen Gebiet durch den

¹⁴ <http://www.maz-online.d>

¹⁵ <http://www.tagesspiegel.de>

unterdurchschnittlichen Anteil von Elektro-PKW-Nutzern (aufgrund großer Fahrweiten in ländlichen Gebieten) kompensiert wird. Für Brandenburg bedeutet das 150.000 E-PKW im Jahr 2030. Bei – Stand heute – anderthalb Millionen PKW im Bundesland, entspricht das einer Durchdringung von 10 %.

E-PKW werden normalerweise in der Niederspannung geladen. Nur Schnellladesäulen mit bis zu mehreren hundert Kilowatt Ladeleistung werden direkt in der Mittelspannung oder an Umspannwerkssammelschienen (Tankstellen, Rasthöfe) angeschlossen. Es wird davon ausgegangen, dass die Autos im Alltag zu Hause (11 kW) geladen werden.

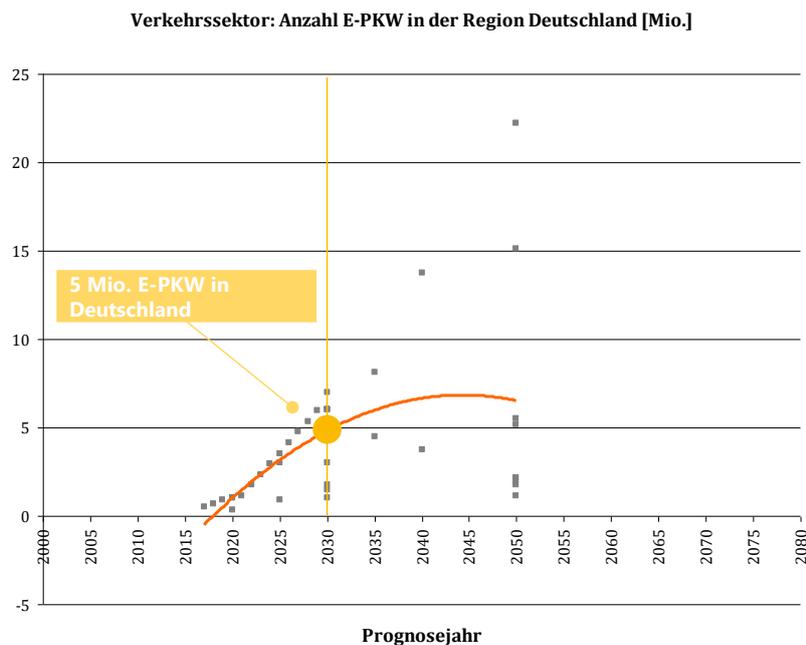


Abbildung 13: E-Bridge Studiendatenbank: Auswertung zur Anzahl von E-PKW in Deutschland

Elektrische Heizlösungen: Der Zubau moderner Wärmepumpen und bestehender Nachtspeicherheizungen führt zu einer Durchdringung von 15 % elektrischer Heizlösungen.



Heizung und Warmwasserbereitung sind die großen Energieverbraucher im privaten Haushalt. Auch in Verwaltungsgebäuden und vielen Dienstleistungsunternehmen verursachen das Heizen und die Warmwasserbereitung erhebliche Kosten. Durch steigende Preise für fossile Energieträger sind die Betriebskosten für konventionelle Heizungsanlagen in den vergangenen Jahren stark angestiegen. Bauherren und Unternehmer suchen daher – aber auch vor dem Hintergrund des Klimawandels – zunehmend nach Alternativen, nach Möglichkeiten einer nachhaltigen Energieversorgung¹⁶. Neben Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, zum Beispiel durch eine gute Wärmedämmung, ist der Umstieg auf elektrisches Heizen eine häufig ergriffene Maßnahme. Ein unterstützendes Förderprogramm gibt es dafür unter anderem vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle¹⁷. Das treibt auch in Brandenburg die Entwicklung voran, zusätzlich zu den bereits in Betrieb stehenden konventionellen Nachtspeicheröfen immer mehr moderne Wärmepumpen, vor allem für das häusliche Heizen, zu

¹⁶ <http://www.eti-brandenburg.de>

¹⁷ <https://fms.bafa.de>

installieren. Die Meta-Studienanalyse ergibt 5 Mio. Wärmepumpen für Deutschland im Jahr 2030. Für das Jahr 2030 liegen die Prognosen aus der E-Bridge Studiendatenbank zwischen 1,1 Mio. und 8,1 Mio. Wärmepumpen bundesweit. Aufgrund politischer Ambitionen und bereits heutiger Förderungen im Bereich der Modernisierung von Wohnhäusern wird ein etwas progressiverer Wert als der Trend angenommen. Zusätzlich sind heute 1,6 Mio. Nachtspeicheröfen in Deutschland aktiv. Es wird angenommen, dass die Hälfte davon bis 2030 im Einsatz bleibt. Die Skalierung auf Brandenburg orientiert sich am Bevölkerungsanteil von 3 %. Dies entspricht auch dem Anteil Brandenburgs am deutschen Energieverbrauch. Im Ergebnis werden 174.000 elektrische Heizlösungen im Jahr 2030 für Brandenburg im Zukunftsszenario angenommen. Damit heizen knapp 15 % der brandenburgischen Haushalte elektrisch. Elektrische Wärmelösungen für den Haushalts- und den GHD-Sektor werden in der Niederspannung angeschlossen.

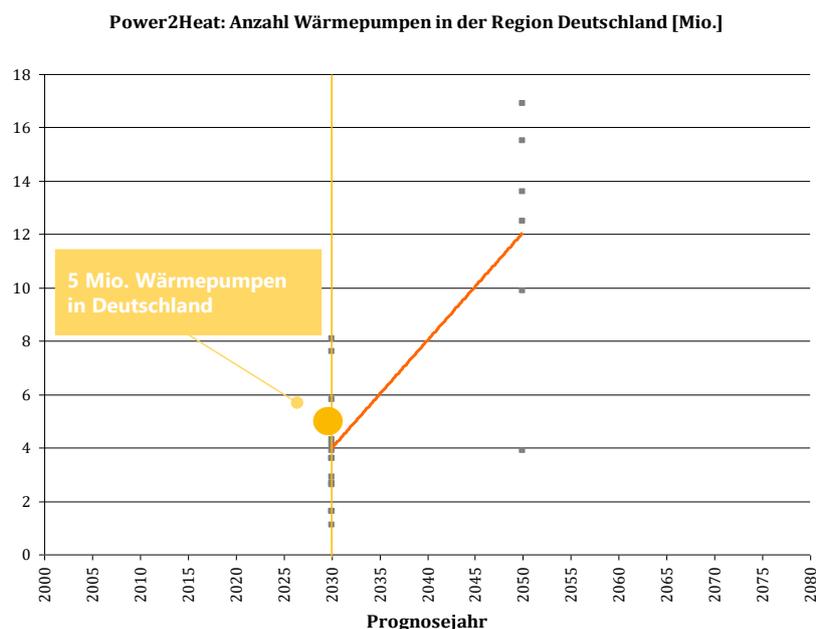


Abbildung 14: E-Bridge Studiendatenbank: Auswertung zur Anzahl von Wärmepumpen in Deutschland

Lastmanagement in Haushalten und Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungssektor: Das maximale Potenzial zur Lastanpassung beträgt in Brandenburg 400 MW – in einer Stunde des Jahres.

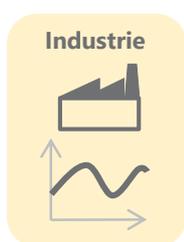


Unter Lastmanagement wird die Flexibilisierung konventioneller Last verstanden, also die Fähigkeit zur gezielten Veränderung des bedarfsgeführten Leistungsbezuges zu einem bestimmten Zeitpunkt. Im Zuge des Paradigmenwandels im elektrischen Energiesystem von „Steuerbare Erzeugung folgt Verbrauch“ hin zu „Volatile Einspeisung bestimmt das Energiedargebot“, begann man sich von der Idee der starren Verbrauchslast zu lösen. Einige elektrische Verbraucher können eine Lastverschiebung durchführen, ohne in ihrer Funktion eingeschränkt zu sein. Beispielsweise läuft das Kühlaggregat einer Gefriertruhe nicht durchgängig, sondern in regelmäßigen Abständen. Der Wärmespeicher (beziehungsweise Kältespeicher) ermöglicht hier eine gewisse zeitliche Flexibilität im Bezug der elektrischen Energie zum Kühlen. Derartige Prozesse gibt es auch im Gewerbe, zum Beispiel in Form von Kühlhäusern. Ein Teil der konventionellen Last ist also theoretisch flexibilisierbar und bietet dementsprechend Flexibilitätspotenzial für das Energiesystem. Die in der Studie angegebene Leistung beschreibt nur den – unter den getroffenen Annahmen – veränderlichen Teil der konventionellen Last.

Lastmanagement kann auf allen Spannungsebenen betrieben werden. Das Potenzial der Haushalte und des GHD-Sektors liegt überwiegend in der Niederspannung. Heute ist erst ein sehr geringer Teil des Potenzials gehoben. Der Smart-Meter-Rollout ist ein wesentliches Element zur Erschließung des Potenzials bis 2030. Aber auch über andere Wege, wie Smart-Home-Anwendungen, wird mehr und mehr Potenzial erschlossen werden. Es wird angenommen, dass jeder Anschluss in der Niederspannung sowie Gewerbe in der Mittelspannung ihren Lastgang zu jedem Zeitpunkt um 15 % erhöhen und reduzieren können (Zeitpunkt Betrachtung – zeitintegrale Bedingungen zur Lastnachholung sind hier noch nicht berücksichtigt).

Die Abschätzung des Lastmanagementpotenzials in Brandenburg ergibt sich aus dem Produkt der Anzahl der Hausanschlüsse (circa 1,25 Mio.) mit der durchschnittlichen, gleichzeitigen Leistung je Haushalt (2 kW) und dem flexiblen Anteil von 15 %. In Summe ergeben sich zum Zeitpunkt des höchsten Lastbezuges – also in einer Stunde im Jahr – knapp 400 MW für ganz Brandenburg.

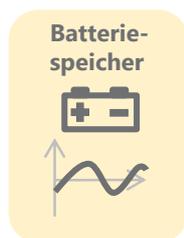
Lastmanagement in der Industrie: Die flexibilisierbare industrielle Last in Brandenburg beläuft sich auf 100 MW, die sich auf wenige Standorte im Hochspannungsnetz verteilen.



Unter Flexibilisierung konventioneller Last – also Lastmanagement – ist auch die industrielle Last zu fassen. Um in Zukunft auf die schwankende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien reagieren zu können, ist eine Flexibilisierung der Stromnachfrage notwendig. Dazu können insbesondere Unternehmen beitragen, indem sie ihren Stromverbrauch flexibel gestalten. Sie können durch die überbetriebliche Vermarktung flexibler Lasten auch Geld verdienen. Im Rahmen der neuen Abschaltverordnung können stromintensive Unternehmen Lasten ab

50 MW vermarkten. Aber auch kleinere flexible Lasten von 500 kW können je nach Verfügbarkeit und Schalthäufigkeit bis zu 40.000 Euro pro Jahr auf dem Regelenergiemarkt erzielen, berichtet die Brandenburgische Energie Technologie Initiative. Die theoretischen Potenziale sind groß – die realisierbaren Potenziale relativ gering, da insbesondere in der Industrie meist sehr komplexe Prozesse mit elektrischer Energie versorgt werden. Die Anpassung dieser Prozesse ist häufig so aufwendig, dass auch die bestehenden finanziellen Anreize nicht als Incentivierung ausreichen. Für einige Unternehmen ist die Flexibilisierung eines Teils ihres Bezugs möglich und offenbar bei den gegebenen Konditionen auch wirtschaftlich. Das zeigt sich darin, dass beispielsweise im Rahmen der Verordnung über abschaltbare Lasten einige Unternehmen Flexibilität zur Verfügung stellen. Mit der Novellierung 2016 der Verordnung wurde die Mindestleistung auf 5 MW gesenkt und auch Kunden der Mittelspannung dürfen seitdem partizipieren. Dadurch wurde der Markt vergrößert – dennoch bleibt das realisierbare Potenzial relativ gering. Für die Betrachtung des Flexibilitätspotenzials in der Studie wird auch hier der veränderliche Teil der Bezugsleistung angegeben. Zur Quantifizierung wird das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2030 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber herangezogen. Hier wird von 4 GW Leistung für Lastmanagement im Industrie- und GHD-Sektor ausgegangen. Da der GHD-Sektor bereits gemeinsam mit den Haushalten betrachtet wird, wird das Industrierpotenzial zu 3 GW angenommen. Skaliert auf Brandenburg wird diese Leistung mit dem Anteil der in Brandenburg ansässigen Unternehmen (3 %). Das Potenzial des Industriesektors liegt in Brandenburg somit bei circa 100 MW und ist hauptsächlich in der Hochspannungsebene angeschlossen. Da sich das Potenzial auf wenige Standorte beschränkt, ist die räumliche Auswirkung im Verteilnetz begrenzt.

Batteriekleinspeicher: In Brandenburg besitzt 2030 jeder fünfte Haushalt einen Speicher.



Kleinspeicher sind Batterien, die für die Installation in Privathaushalten oder in kleineren Gewerben konzipiert sind. Der häufigste Zweck für die Anschaffung ist die Maximierung des Eigenverbrauches durch die Kombination eines Kleinspeichers mit einer PV-Dachanlage. Laut Presseberichten kann dadurch der Eigenverbrauch auf 80 % erhöht werden¹⁸. Das kann sich finanziell lohnen. Häufig ist aber auch das Bestreben nach Autarkie Motivation für die Anschaffung eines Speichers. Der Trend, sich einen Kleinspeicher als Ergänzung zur PV-Anlage zuzulegen, steigt. Das spiegelt sich auch am Markt: Neben dem Pionier Tesla mit seiner Powerwall bieten mittlerweile auch renommierte Unternehmen wie Mercedes Energiespeicher an. Auch eine Ende 2015 veröffentlichte Umfrage unterstreicht die Entwicklung: „Mehr als jeder Dritte (37 Prozent) hält es für wahrscheinlich, dass im Jahr 2030 in der Immobilie, in der er wohnt, ein Teil des benötigten Stromes selbst erzeugt wird. Fast genauso viele (31 %) glauben, dass der vor Ort erzeugte Strom dann in einer Batterie gespeichert wird.“¹⁹. Auch die bisherige und prognostizierte Preisentwicklung für Batteriespeicher spricht für eine steigende Durchdringung.

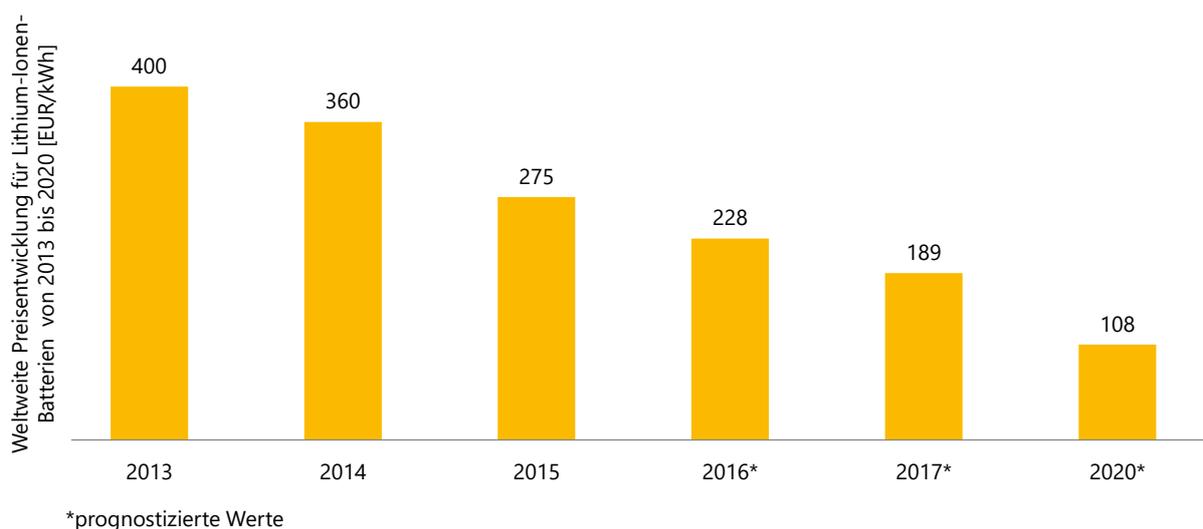


Abbildung 15: Preisentwicklung für Batteriespeicher²⁰

Die in der Studie für das Jahr 2030 berücksichtigten Kleinspeicher werden mit einer heute relativ großen – zukünftig aber typischen – Speicherkapazität von 7 kWh und einer Ein- und Ausspeicherleistung von 5 kW zugrunde gelegt. Sie sind in Haushalten oder Gewerbegebäuden installiert. Angeschlossen werden sie in der Niederspannung und – wie oben begründet – meistens kombiniert mit einer PV-Anlage betrieben. Da die Anzahl von Batteriespeichern in nur wenigen Studien thematisiert wird, ist die vorhandene Stichprobe zu gering, um ein belastbares Ergebnis aus der Meta-Studienanalyse für die Quantifizierung abzuleiten. Stattdessen wird die Angabe aus dem Netzentwicklungsplan 2030 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber herangezogen. Hier wird im Szenario B 2030 von einer installierten Leistung von 4,5 GW an PV-Batteriespeichern in

¹⁸ <https://www.welt.de>

¹⁹ <https://www.lichtblick.de>

²⁰ <https://de.statista.com>

Deutschland ausgegangen. Bei einer Leistung von 5 kW je Speicher entspricht das 900.000 Speichern in Deutschland. Anhand der installierten PV-Leistung auf Brandenburg runter skaliert bedeutet das 63.000 Kleinspeicher (NEP B 2030: 66 GW PV in Deutschland, Brandenburg: 9,5 % der PV-Leistung – wegen überdurchschnittlichem Anteil an Freiflächenanlagen an der brandenburgischen PV-Leistung Reduzierung des Skalierungsanteils auf 7 %).

2.5 Regionalisierung des Zukunftsszenarios

In der Entwicklung des Zukunftsszenarios gibt es zwei Stufen der Regionalisierung:

1. Diejenigen Parameter, für die Kenngrößen nur als deutschlandweite Angabe vorliegen, werden für Brandenburg regionalisiert.
2. Alle Parameter werden für die Netzsimulation der Mittel- und Niederspannungsebene für die vier betrachteten Modellregionen regionalisiert.

Das Vorgehen der ersten Stufe wird bei der Beschreibung der einzelnen Technologien im Kapitel 2.3 beschrieben. Für die Regionalisierung der brandenburgischen Ausprägungen aller Parameter auf die einzelnen Modellregionen wird für jeden Parameter eine geeignete Skalierungsgröße gewählt. Anhand dieser wird die Ausprägung der Parameter in den vier Modellregionen berechnet.

- Die für Brandenburg im Jahr 2030 prognostizierte Anzahl an Kleinspeichern von 63.000 Stück wird entsprechend des Anteils der Haushalte der Modellregion an den Haushalten in Brandenburg verteilt. In der Modellregion „Kleinstadt“ gibt es 7.300 Haushalte. Das entspricht 0,5 % der 1,25 Haushalte in Brandenburg. Dementsprechend werden auch 0,5 % der prognostizierten Kleinspeicher in der Modellregion Kleinstadt angeschlossen, das heißt 368 Stück.
- Der auf die einzelnen Modellregionen entfallende Anteil an der für Brandenburg im Jahr 2030 angesetzten Anzahl von E-PKW wird ebenfalls anhand der Haushalte auf die Modellregionen heruntergebrochen.
- Ebenso dient die Anzahl an Haushalten zur Schlüsselung der elektrischen Heizlösungen auf die einzelnen Modellregionen.
- Die zukünftig installierte Windleistung in den Modellregionen wird anhand der heute in der Modellregion installierten Windleistung skaliert. Der Anteil der Region an der heutigen, landesweit installierten Leistung von 6,5 GW wird auch von den im Jahr 2030 installierten 9 GW veranschlagt.
- Der Brandenburg weite Zubau von gut 2 GW an PV-Freiflächenanlagen wird auf die ländlichen Regionen verteilt, da postuliert wird, dass nur hier genügend Fläche zur Verfügung steht.
- Der Zubau von PV-Dachanlagen wird anhand des Anteils, der in der Modellregion befindlichen Haushalte an der Anzahl in ganz Brandenburg bestehenden Haushalte, verteilt.
- Der Zubau an Biomasseleistung wird entsprechend des Anteils von Biomasse in der ländlichen Modellregion an der heute Brandenburg weiten installierten Leistung in der ländlichen Modellregion veranschlagt. In keiner anderen Modellregion gibt es heute Biomasse. Daher wird der Bestand 2030 auch nur in ländlichen Regionen postuliert.

2.6 Rahmenbedingungen der Energielandschaft

Die Energielandschaft bis zum Jahr 2030 wird sich sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Verbrauchsseite deutlich wandeln. Von einer Weiterentwicklung des Rechts- und Ordnungsrahmens, die diesem Wandel Rechnung trägt, ist auszugehen.

Aktuell gibt es viele Rahmenbedingungen, durch die die Integration von erneuerbarer Energie in das Energiesystem gesteuert wird.

In Brandenburg spielt heute wie in Zukunft die Windenergie die bedeutendste Rolle im Wandel der Energielandschaft, was die Zahlen der erwarteten Leistungsveränderung zeigen. Der Zubau für Windenergieanlagen wird heute maßgeblich durch Regionalpläne und Windeignungsgebiete gesteuert.

Das Land Brandenburg hat zur Umsetzung eines rahmenrechtlichen Auftrages aus dem Raumordnungsgesetz (ROG) die Institutionalisierung der Regionalplanung vorgenommen. Mit dem Gesetz zur Einführung der Regionalplanung und der Braunkohlen- und Sanierungsplanung (RegBkPIG) vom 18. Mai 1993 (Neufassung vom 08.02.2012) wurden fünf Regionale Planungsgemeinschaften (RPG) im Land Brandenburg gebildet.



Abbildung 16: Überblick der Regionalen Planungsgemeinschaften in Brandenburg²¹

Die Regionalplanung ist Teil der übergeordneten und zusammenfassenden Landesplanung im Gebiet einer Region. Sie soll gegenüber der Landesplanung räumlich konkretere überörtliche und überfachliche Festlegungen treffen, ohne jedoch in die rein örtlich begründeten Entscheidungskompetenzen der Gemeinden einzugreifen. Pflichtaufgabe der Regionalen Planungsgemeinschaften ist es, die Regionalpläne aufzustellen, sie fortzuschreiben, zu ändern und zu ergänzen. Die sogenannten integrierten Regionalpläne umfassen alle regionalplanerisch steuerbaren Inhalte; dazu gehören Regelungen zur Siedlungs-, Freiraum- und Infrastruktur. Um

²¹ Gemeinsame Landesplanung Berlin-Brandenburg (<https://gl.berlin-brandenburg.de>)

auf jeweils aktuelle regelungsbedürftige raumstrukturelle Entwicklungen schnell zu reagieren, wurde in den zurückliegenden Jahren in den meisten Regionen die Aufstellung der integrierten Regionalpläne zugunsten von Teilplänen zurückgestellt. Neben den Themen „Zentrale Orte der Nahbereichsstufe“ und „Oberflächennahe Rohstoffe“ ist ein Themengebiet die Windenergie.

Brandenburg verfügt grundsätzlich über günstige Voraussetzungen zur Nutzung von Windenergie. Aufgrund zahlreicher windhöffiger Gebiete mit relativ geringen Einwohnerdichten hat sich das Land zu einem bedeutenden Windenergiestandort in Deutschland entwickelt. Bundesrechtliche Rahmenbedingungen, insbesondere die baurechtlich privilegierte Zulässigkeit im Außenbereich und die Einspeisevergütung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sind entscheidende Gründe für den Boom der Windenergienutzung.

Trotz des hohen umweltpolitischen Nutzens der Windenergie bedarf es einer räumlichen Steuerung, um Konflikte mit anderen Nutzungen und Belangen, insbesondere dem Schutz von Natur und Landschaft, zu minimieren. Umwelt- und raumordnungspolitisches Ziel ist die räumliche Konzentration der Windenergieanlagen auf geeignete, möglichst konfliktarme Bereiche. Die überörtliche und rahmensetzende Steuerung von Windenergieanlagen erfolgt durch die Ausweisung von Eignungsgebieten für die Windnutzung (Windeignungsgebiete) in den Regionalplänen. Außerhalb dieser Gebiete ist die Errichtung raumbedeutsamer Windenergieanlagen ausgeschlossen.²²

In den fünf Regionen Brandenburgs liegen wirksame Ziele zur raumordnerischen Steuerung der Windenergienutzung vor.

Region	Inkrafttreten	Fläche der Windeignungsgebiete
Uckermark-Barnim	18.10.2016	rd. 9.450 ha
Prignitz-Oberhavel	11.09.2003	rd. 11.480 ha
Oderland-Spree	22.04.2004	rd. 4.040 ha
Havelland-Fläming	30.10.2015	rd. 15.240 ha
Lausitz-Spreewald	16.06.2016	rd. 13.380 ha

Tabelle 1: Fläche der Windeignungsgebiete in den Regionalen Planungsgemeinschaften Brandenburgs²²

Die ausgewiesenen Flächen umfassen fast 2 % der Landesfläche und entsprechen damit dem vom Land Brandenburg gesetzten Ziel. Im Amtsblatt vom 16.06.2016 schrieb das Ministerium für Infrastruktur und Landesplanung: „Neben den Mengenvorgaben für die Erzeugung aus erneuerbaren Energien strebt das Land Brandenburg mit der Energiestrategie 2030 ein Flächenziel für Windeignungsgebiete von 2 % der Landesfläche an. Der vorliegende sachliche Teilregionalplan 'Windenergienutzung' nähert sich mit einer Eignungsgebietsflächenausweisung von 1,85 % der Regionsfläche dieser Größe an.“

Die aktuellen Rahmenbedingungen würden der Energielandschaft in Zukunft kaum Spielraum für eine freie Ausgestaltung durch die Akteure lassen.

²² Gemeinsame Landesplanung Berlin-Brandenburg (<https://gl.berlin-brandenburg.de>)

Die nach aktuellen Rahmenbedingungen vorgesehenen 2 % der Landesfläche für die Errichtung von Windenergieanlagen (Windeignungsgebiete) entsprechen circa 600 km². Für die installierte Leistung an Windenergieanlagen von 9 GW, die in den vorliegenden Untersuchungen konsistent zum Basisszenario des Entwurfs der aktualisierten Energiestrategie Brandenburg 2030 angenommen werden, besteht ein Flächenbedarf von knapp 600 km².

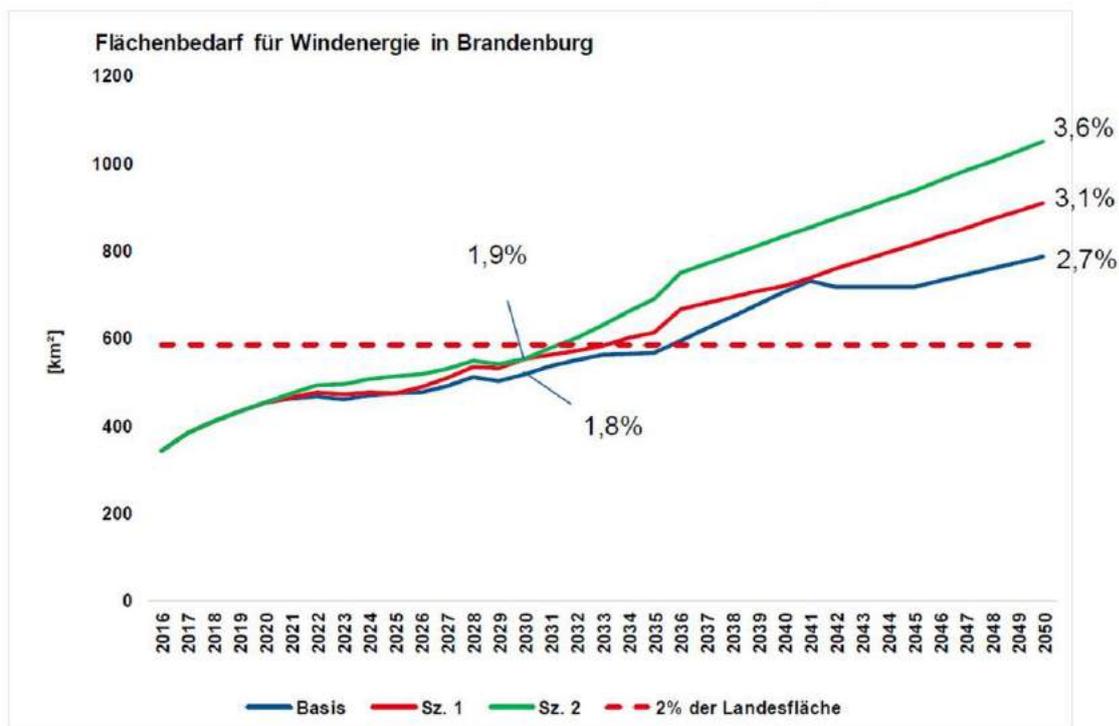


Abbildung 17: Flächenbedarf von Windenergieanlagen im Land Brandenburg²³

Somit entspricht die benötigte Fläche zur Erreichung der politischen Ziele ziemlich genau der gesamten Fläche aller vorgesehenen Windeignungsgebiete in Brandenburg. Damit besteht nahezu kein Freiraum mehr für die Akteure im Energiesektor, insbesondere die Errichter und Betreiber von EE-Anlagen, die Entwicklung aktiv zu gestalten.

Darüber hinaus ist mit dem Wunsch nach einem Zubau von Windenergieanlagen auch über das Jahr 2030 hinaus zu rechnen – aus dem Markt heraus und auch politisch. Die Bundesregierung plant bis zum Jahr 2050 80 % des erzeugten Stroms in Deutschland auf Basis erneuerbarer Energien zu generieren.

Innerhalb der aktuellen Rahmenbedingungen besteht also kaum Handlungsspielraum bis 2030 und darüber hinaus ist fraglich, ob sie nicht den politischen Bestrebungen entgegenstehen.

Um den Lösungsraum vollständig zu betrachten, setzt die Maßnahmenentwicklung in dieser Studie frei von dem engen Spielraum des aktuellen Rechts- und Ordnungsrahmens an.

In der vorliegenden Studie sollen Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau und weitere Maßnahmen entwickelt werden, die die Kosten für Brandenburgerinnen und Brandenburger reduzieren.

²³ Entwurf der aktualisierten Energiestrategie Brandenburg 2030

Aufgrund des sehr engen Spielraums der bestehenden Rahmenbedingungen, die durch den aktuellen Rechts- und Ordnungsrahmen vorgegeben sind, werden die Überlegungen hierzu losgelöst von heutigen Rahmenbedingungen angestellt.

Es liegt das Verständnis zugrunde, dass auch der Rechts- und Ordnungsrahmen zukünftig weiterentwickelt wird, um den sich wandelnden Anforderungen gerecht zu werden. Empfehlungen für eine zielführende Anpassung können nur abgeleitet werden, wenn die heutigen Rahmenbedingungen nicht als Prämissen unterstellt werden.

Bei dem Ansatz ist es dem Auftragnehmer bewusst, dass das gesetzte Ziel, 2 % der Landesfläche zu Windeignungsgebieten zu machen, Akzeptanzprobleme bereitet und eine gegebenenfalls eine weitere Öffnung von Flächen diese verschärfen könnte. Allerdings haben ebenso wie Neubauten von Windenergieanlagen auch Netzausbauvorhaben mit Akzeptanzproblemen zu kämpfen. Da die Netzsituation bei der Festlegung der Windeignungsgebiete nicht hinreichend berücksichtigt wird, ist ein hoher Netzausbaubedarf eine zu erwartende Folge. (Das mögliche Reduktionspotenzial wird indikativ in den Analysen untersucht.) Es lässt sich grundsätzlich festhalten, dass eine sehr strikte Beschränkung der Windeignungsflächen (ohne Berücksichtigung der Netzsituation bei der Festlegung) insgesamt eine höhere Akzeptanz findet als eine alternative Lösung.

Da der aktuelle Rechts- und Ordnungsrahmen natürlich – trotz der davon losgelösten Betrachtung – eine wichtige Rolle spielt, wird er bei der Bewertung der im Rahmen der Studie entwickelten Maßnahmen unter dem Kriterium „Umsetzbarkeit vor dem Hintergrund des aktuellen Rechts- und Ordnungsrahmens“ mit einbezogen.

3 Netzausbau und Entwicklung von Netzentgelten in Brandenburg

3.1 Methodischer Ansatz

Um die zentrale Fragestellung der Studie „Wie können Netznutzungsentgelte in Brandenburg durch eine Synchronisierung von EE- und Netzausbau oder durch die Nutzung von Flexibilitäten reduziert werden?“ zu beantworten, wird ein modellgestützter methodischer Ansatz angewendet.

Mithilfe einer modellgestützten Methodik lassen sich allgemeine Effekte auf Brandenburg im Jahr 2030 in ihrer durchschnittlichen Wirkung untersuchen.

Basis für die Untersuchungen bildet ein Zukunftsszenario für Brandenburg im Jahr 2030 (beschrieben in Kapitel 2), das zusätzlich für vier Modellregionen konkretisiert wird.

Abhängig von der zu untersuchenden „Gestaltungsoption“ – also unter Berücksichtigung des aktuellen Ordnungsrahmens (Referenzbetrachtung), unter Berücksichtigung von flexiblen Lasten und Speichern oder unter Berücksichtigung von Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau – werden die Rahmenbedingungen festgelegt.

Die Netzsimulation verknüpft zwei Modelle: Mithilfe eines „Verteilnetzmodell Brandenburg“ wird die vollständige Asset-Struktur Brandenburgs erfasst und berücksichtigt. Mit dem Netzmodell werden Lastflussberechnungen auf der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene durchgeführt. Die Berechnungen werden für Modellregionen durchgeführt und der resultierende Netzausbaubedarf mithilfe des Verteilnetzmodells Brandenburg auf das ganze Land hochgerechnet. Detailliert sind die Modelle im Anhang beschrieben.

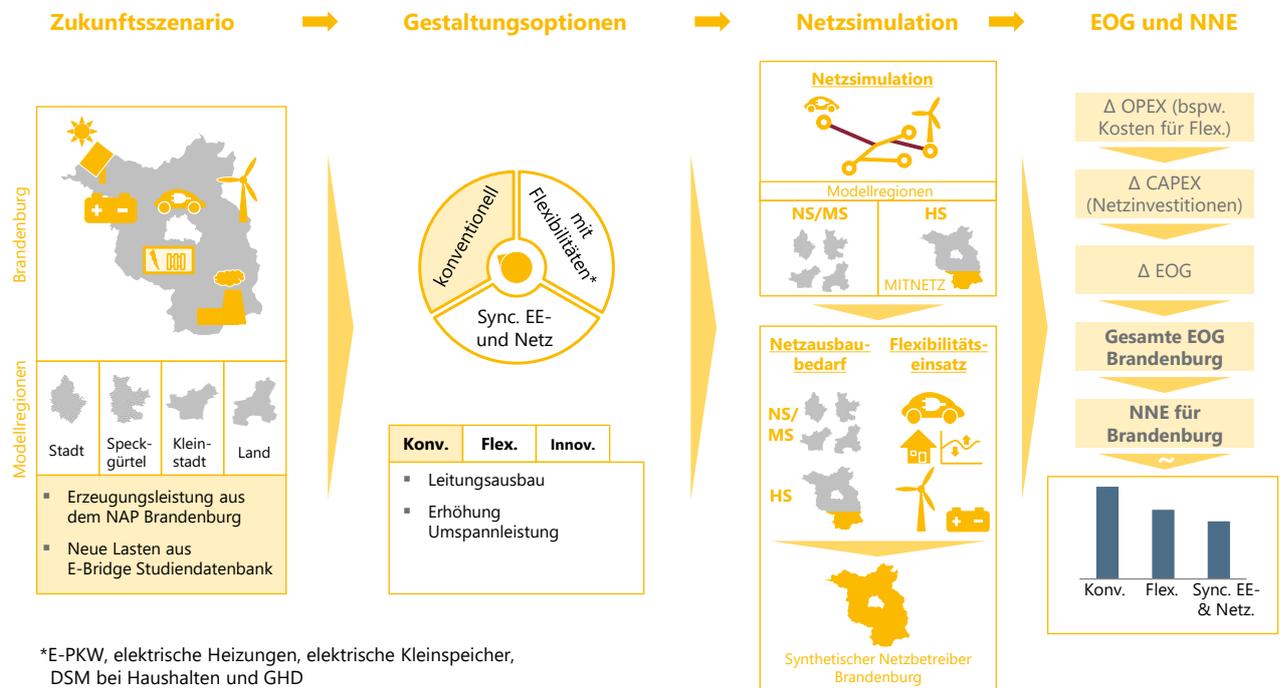


Abbildung 18: Methodischer Ansatz zur Untersuchung unterschiedlicher Einflüsse auf den Netzausbaubedarf und die Netznutzungsentgelte in Brandenburg

Das Verteilnetzmodell Brandenburg enthält ebenfalls die für Brandenburg aggregierte Erlösobergrenze (EOG) der relevanten Verteilnetzbetreiber im Status quo. Aus den Ergebnissen

der Netzsimulation wird die Veränderung an Investitions- und Betriebskosten ermittelt. Die Summe ergibt die erwartete Erlösobergrenze für das Land Brandenburg. Hierzu proportional sind die Netznutzungsentgelte. Auch zu diesem Modell ist im Anhang eine detaillierte Beschreibung enthalten.

Durch eine Veränderung der „Gestaltungsoptionen“ lassen sich die Auswirkungen von verschiedenen Maßnahmen auf Brandenburg untersuchen. Der Ansatz eignet sich, um allgemeine Effekte in ihrer durchschnittlichen Wirkung zu identifizieren. Für einzelne Verteilnetzbetreiber in Brandenburg kann der individuelle Netzausbaubedarf genau wie die Effekte auf die Erlösobergrenze deutlich von den resultierenden Durchschnittswerten abweichen.

3.2 Netzausbaubedarf im brandenburgischen Verteilnetz bis 2030

Das Zukunftsszenario beschreibt den Wandel in der Energielandschaft Brandenburgs. Auf der Erzeugungsseite nimmt die installierte Leistung volatiler Einspeisungen weiter stark zu. Auf der Verbrauchsseite kommen ebenfalls neue Lasten im Zuge der Sektorenkopplung hinzu. Auch Speicher sind Bestandteil der Energielandschaft in Brandenburg 2030.

Aus den veränderten Anforderungen an das elektrische Netz und bei Zugrunde legen des heutigen Rechts- und Ordnungsrahmen ergibt die Netzsimulationen den Ausbaubedarf für Brandenburg bis zum Jahr 2030.

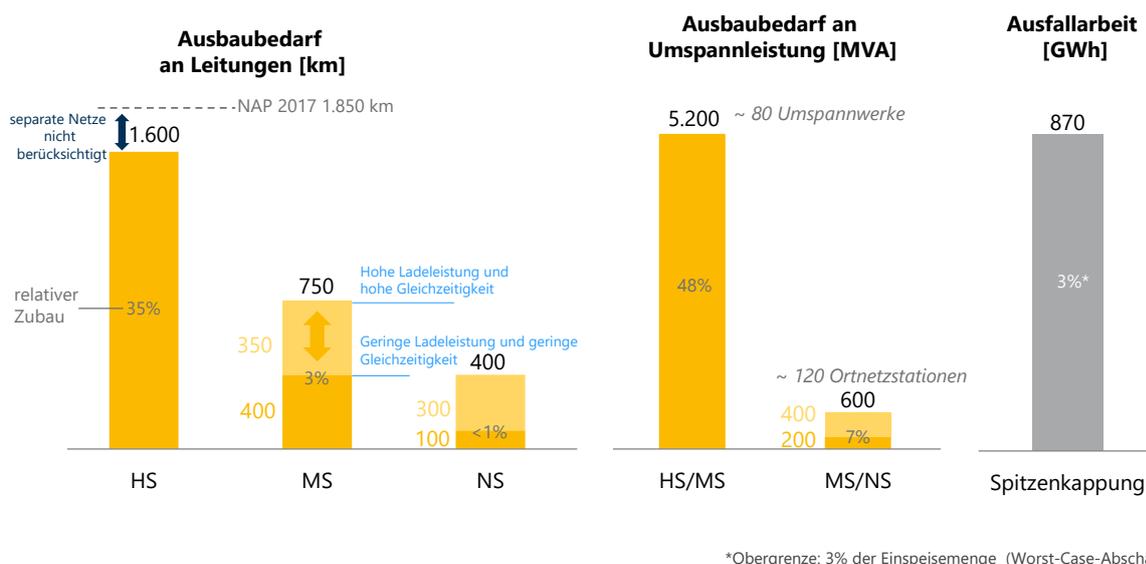


Abbildung 19: Netzausbaubedarf in Brandenburg bis zum Jahr 2030 bei heutigem Rechts- und Ordnungsrahmen

Die Veränderung der Energielandschaft führt zu Netzausbaubedarf im Verteilnetz.

Vor allem der Zubau an Windkraftanlagen bis 2030 führt zu zusätzlichen Lastflüssen und Netzausbaubedarf in der Hochspannungsnetzebene 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.

Der Ausbaubedarf in der Mittel- und Niederspannungsebene in Brandenburg ist dagegen deutlich geringer als erwartet. Je nach Ladeleistung und Gleichzeitigkeit der E-PKW beträgt der Ausbaubedarf in Brandenburg bis 2030 circa 3 % der Mittelspannungsebene und 1 % der Niederspannungsebene.

Im Rahmen der Simulationen wurde das Prinzip der Spitzenkappung (§ 12 EnWG) für alle Spannungsebenen angewendet und damit eine Abregelung von 3 % der Jahresenergie von EE-Anlagen in der Netzplanung berücksichtigt – dies führt zu maximal 870 GWh Ausfallarbeit in 2030.

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

Der enorme Zubau an Wind- und Solaranlagen wird hauptsächlich in Form von Großanlagen realisiert. Diese werden direkt in der Mittelspannung oder in höheren Netzebenen angeschlossen. Die Konsequenz ist, dass sowohl die heute bereits stark ausgelasteten Umspannwerke „überlaufen“, also ihre maximale Übertragungsleistung nicht mehr ausreicht, und zusätzliche Hochspannungsleitungen für den Abtransport der steigenden Rückspeisungen erforderlich werden. Denn die Zunahme an Verbrauchern kompensiert die zusätzliche Einspeisemenge bei weitem nicht. Der intensive EE-Ausbau verursacht somit den starken Ausbaubedarf in den oberen Spannungsebenen.

Die Höhe der Einspeisespitzen von EE-Anlagen hat direkte Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf.

Die Spitzenkappung ist ein bereits heute im Ordnungsrahmen verankertes Instrument zur Begrenzung des Netzausbaus, indem die seltenen Einspeisespitzen von EE-Anlagen reduziert werden. Im aktuellen Ordnungsrahmen wird einer Kappung von bis zu 3 % der Jahresenergiemenge für die netzplanerische Berücksichtigung zugestanden.

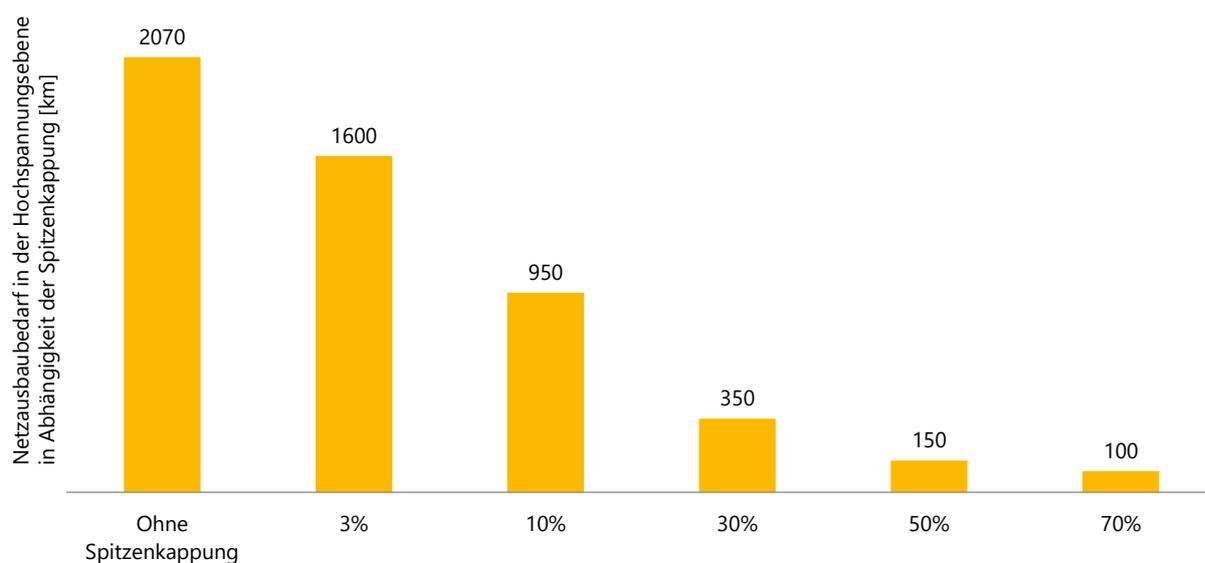


Abbildung 20: Netzausbaubedarf in der Hochspannung bei verschiedenen Ansätzen der Spitzenkappung

Im Vergleich zur vollständigen Einsparung werden dadurch in Brandenburg bereits mehrere hundert Kilometer Netzausbau in der Hochspannungsebene eingespart. Für die Erhöhung der

maximal abregelbaren Energiemenge zeigen Netzsimulationen – erwartungsgemäß – einen deutlichen Rückgang des erforderlichen Netzausbaubedarfs. So könnten durch die Abregelung von bis zu 10 % der Jahresenergiemenge nochmal einige hundert Kilometer Netzausbau gespart werden. Ein gewisser Ausbaubedarf ist recht robust gegenüber der Reduzierung von Einspeisungen, da die Netze heute stellenweise bereits nah an ihren Grenzen sind. Jede weitere Einspeisung führt dort zu Netzausbaubedarf.

Die Auswertung zeigt die große Sensitivität des Netzausbaubedarfs auf die Einspeisespitzen von EE-Anlagen. Sie sind die Treiber für den weiteren Netzausbau in Brandenburg bis 2030.

Die Netzinvestitionen würden bei höherer Spitzenkappung sinken – die 3 %-Grenze wurde aber als gesamtwirtschaftliches Optimum festgelegt.

Die Investitionen in den Netzausbau der Hochspannungsebene würden folglich ebenfalls mit der Erhöhung der maximal abregelbaren Energiemenge sinken. Bei der Ausgestaltung der Regelung zur Spitzenkappung im § 11 EnWG wurde der Trade-off zwischen Netzausbaukosten und Stromgestehungskosten berücksichtigt. Auch die politischen Ziele zur Steigerung des EE-Ausbaus fanden hier Berücksichtigung. Gesamtwirtschaftliche Untersuchungen zur Variation der maximal abregelbaren Energie wurden in dieser Studie nicht durchgeführt. Die Untersuchung hat den Zweck die Sensitivität der EE-Anlagen auf die Höhe des Netzausbaubedarfs zu demonstrieren.

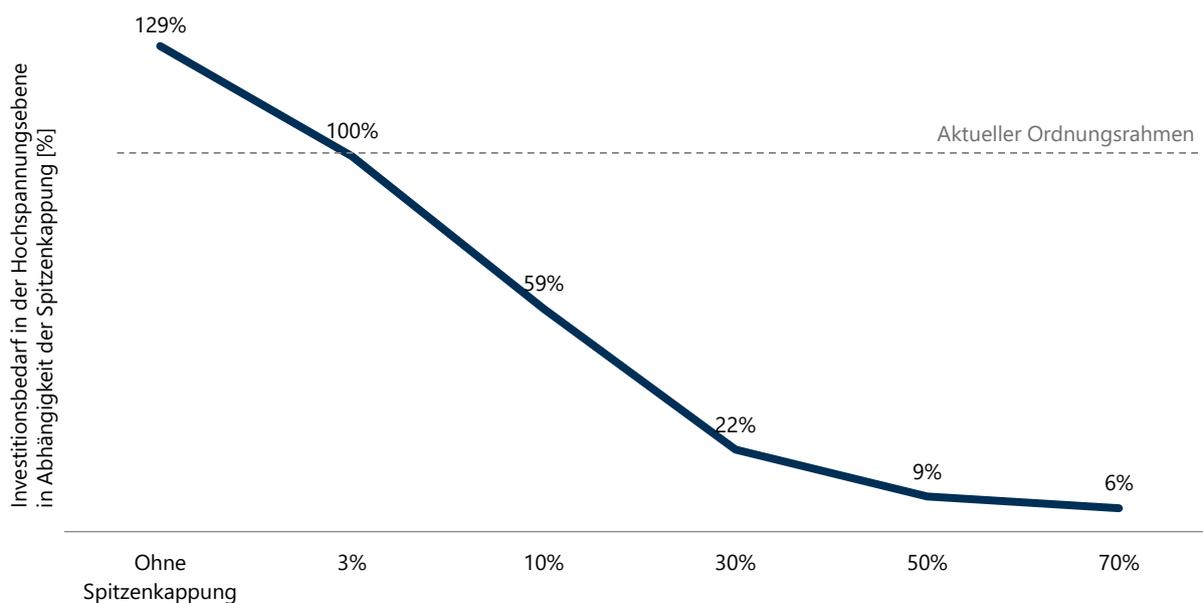


Abbildung 21: Investitionsbedarf in der Hochspannung bei verschiedenen Ansätzen der Spitzenkappung

Der vollständige Netzausbau in Brandenburg erfordert 850 Mio. Euro Investitionsvolumen.

Entsprechend des hohen Netzausbaubedarfs in den oberen Spannungsebenen machen diese auch 90 % der bis 2030 erforderlichen Investitionen in den Netzausbau aus. Insgesamt müssen 850 Mio. EUR in das brandenburgische Verteilnetz investiert werden, um es entsprechend dem heutigen Ordnungsrahmen vollständig auszubauen.

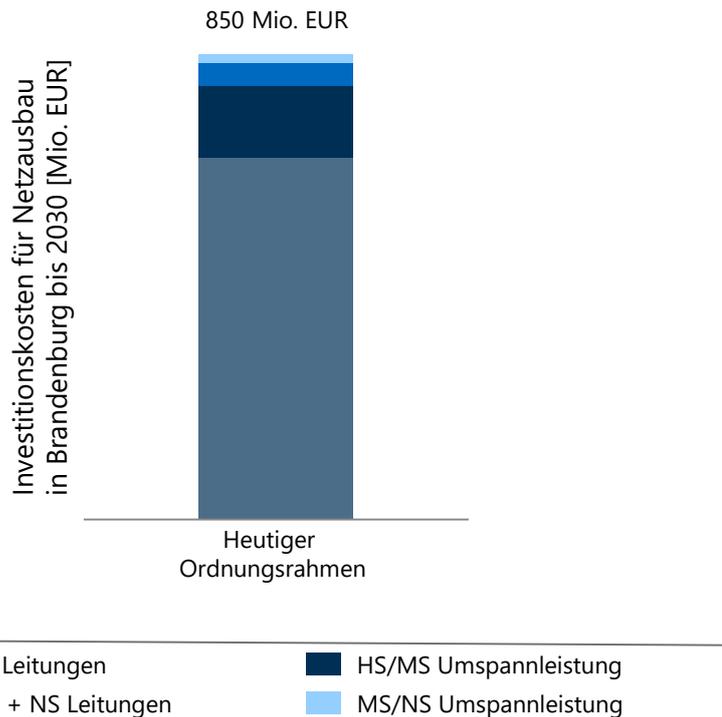


Abbildung 22: Investitionsbedarf für Netzausbau bei heutigem Rechts- und Ordnungsrahmen

Weiterer Netzausbaubedarf in der Mittel- und Niederspannung wird nach 2030 erwartet.

Deutlich signifikanter Netzausbau in der Mittel- und Niederspannungsebene wird nach 2030 erwartet, wenn beispielsweise E-Mobility einen kritischen Durchdringungsgrad übersteigt. Ein Indiz hierfür gibt bereits die Variation von Ladeleistung und Gleichzeitigkeit bei gleichbleibender Durchdringung von 10 % der Elektromobilität und dem hierdurch in den unteren Spannungsebenen signifikant ansteigenden Netzausbaubedarf.

3.3 Entwicklung der Erlösobergrenze und Netzentgelte in Brandenburg

Die Investitionen in den Netzausbau wirken sich auf die Erlösobergrenze für das brandenburgische Verteilnetz aus. Eine regulatorisch anerkannte Steigerung des operativen Aufwands von 1 % der Investitionskosten wird ebenfalls angesetzt (vgl. § 23 ARegV Abs. 1 S. 4) und erhöht ebenfalls die Erlösobergrenze. Darüber hinaus beeinflussen Kosten für Ausfallarbeit und regulatorische Effekte die Höhe der Erlösobergrenze in Brandenburg im Jahr 2030.

Die Untersuchung bezieht sich auf das Betrachtungsjahr 2030. Alle relevanten Effekte werden auf ihre Wirkung in diesem Stützjahr hin analysiert, zum Beispiel wird der Netzausbaubedarf für ein Zielnetz bestimmt, das den Anforderungen der Netznutzer im Jahr 2030 genügt. Im Zeitverlauf bis zum Jahr 2030 können die einzelnen Effekte unterschiedliche Wirkungen haben und somit die Höhe der Erlösobergrenze und der Netzentgelte anders ausfallen als in den Analyseergebnissen für das Jahr 2030. Beispielsweise findet die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte durch das NEMOG in mehreren Stufen statt.

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 Netznutzungsentgelten. Gleichzeitig steigen auch die Vergütungszahlungen für Ausfallarbeit, sodass in Summe die Erlösobergrenze in Brandenburg um circa 10 % ansteigt.

Parallel gibt es jedoch auch regulatorische Effekte, die zu einer Reduktion der Erlösobergrenze führen. So sinkt die Eigenkapitalverzinsung ab der dritten Regulierungsperiode für Strom- und Gasnetze. Im Rahmen des NEMOG werden vermiedene Netznutzungsentgelte für volatile Einspeiser bis 2030 vollständig abgeschafft. Zusätzlich führen allgemeine Effizienzvorgaben in der Anreizregulierung zu einer Reduktion der Erlösobergrenze, wobei die hieraus resultierenden Minderungen in etwa durch den Anstieg des Verbraucherpreisindexes kompensiert werden.

Die Abschreibungen vorhandener Betriebsmittel aufgrund des Auslaufens aus der regulatorischen Nutzungsdauer beeinflussen ebenfalls die Höhe der Erlösobergrenze. In der Studie sollen die Auswirkungen von unterschiedlichen Maßnahmen zur Reduzierung der Netznutzungsentgelte bewertet werden. Auf die zu untersuchenden Effekte wirkt sich die Höhe der altersbedingten Abschreibungen nicht aus. Zudem kann die Altersstruktur von Netzbetreiber zu Netzbetreiber äußerst unterschiedlich sein, sodass bei den Untersuchungen davon ausgegangen wird, dass das Auslaufen von Betriebsmitteln aus der regulatorischen Nutzungsdauer und gegebenenfalls anfallende Ersatzinvestitionen sich nicht auf die Höhe der Erlösobergrenze auswirken.

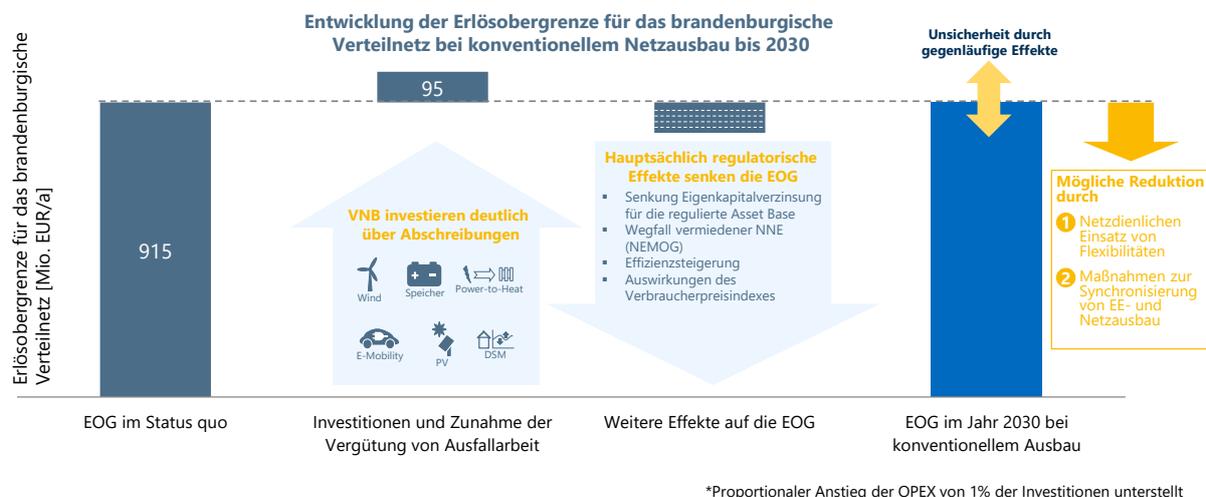


Abbildung 23: Entwicklung der Erlösobergrenze in Brandenburg

In Summe wird erwartet, dass sich steigernde und senkende Effekte ungefähr ausgleichen und sich damit die Erlösobergrenze und die durchschnittlichen Netznutzungsentgelte in Brandenburg auf dem heutigen Niveau bewegen. Individuell können sich die Netzentgelte zwischen Netzbetreibern jedoch deutlich unterscheiden.

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

3.4 Zwischenfazit

Mithilfe einer modellgestützten Methodik werden allgemeine Effekte auf das brandenburgische Verteilnetz im Jahr 2030 in ihrer durchschnittlichen Wirkung untersucht. Basis bildet das Zukunftsszenario „Energielandschaft in Brandenburg 2030“. Die hier konkretisierte Veränderung der Energielandschaft führt zu Netzausbaubedarf im Verteilnetz. Der Netzausbau in Brandenburg ist einspeisegetrieben und insbesondere in hohen Spannungsebenen notwendig. Der vollständige Netzausbau in Brandenburg bis 2030 erfordert 850 Mio. Euro Investitionsvolumen. Weiterer Netzausbaubedarf in der Mittel- und Niederspannung wird nach 2030 erwartet. Trotz der hohen Investitionen von Verteilnetzbetreibern in den Netzausbau und der hohen Ausgaben für die Vergütung von Ausfallarbeit wird sich die Erlösobergrenze 2030 – und damit auch die durchschnittlichen Netznutzungsentgelte in Brandenburg – voraussichtlich auf einem ähnlichen Niveau wie heute bewegen, da regulatorische Effekte parallel reduzierend auf die Erlösobergrenze wirken.

4 Auswirkungen von flexiblen Lasten und Speichern

4.1 Flexibilitätspotenziale in Brandenburg im Jahr 2030

Flexible Lasten und Speicher sind in der Lage, ihren Strombezug zeitlich flexibel zu gestalten. Dadurch bringen sie Flexibilitätspotenzial in das Energieversorgungssystem Brandenburgs.

Nachdem bereits ein starker Wandel der Erzeugungsstruktur stattgefunden hat und weiter voran schreitet, sind bis 2030 auch deutliche Veränderungen auf der Lastseite zu erwarten. Im Zuge der Elektrifizierung von Wärme- und Verkehrssektor kommen mit E-PKW und elektrischen Heizlösungen neue Lasten mit vergleichsweise hoher Bezugsleistung in das Stromsystem. Diese Lasten haben das Potenzial, ihren Verbrauch zeitliche variabel zu gestalten. Außerdem werden konventionelle Lasten vom Haushaltsbereich bis zur Industrie flexibilisiert und Batteriekleinspeicher in nennenswerter Zahl installiert. Deutschlandweit werden hier große Stückzahlen erwartet. Auch in Brandenburg findet eine deutliche Steigerung gegenüber dem Status quo statt. Aufgrund der geringen Bevölkerungsdichte und der Zentrierung dieser Entwicklungen in urbanen Regionen ist die Entwicklung in Brandenburg unterdurchschnittlich stark ausgeprägt. Die nachfolgende Abbildung stellt die Flexibilitätsquellen dar.



Abbildung 24: Flexible Lasten und Speicher als Flexibilitätsquellen

Das Flexibilitätspotenzial der einzelnen Flexibilitätsquellen unterscheidet sich. Randbedingung ist stets, dass die Anlage ihren originären Zweck weiterhin erfüllt.

Die beschriebenen Lasten und Speicher bieten Flexibilität beim Leistungsbezug. Die zeitliche Verschiebung ihres Energiebezuges kann Auswirkungen auf die Netzbelastung haben. Zur

Untersuchung der Ausmaße des Einflusses wird das Flexibilitätspotenzial der verschiedenen Netznutzer untersucht und im Netzmodell berücksichtigt.

Die Möglichkeit zur Veränderung des Bezugsverhaltens in der zeitlichen Dimension (Lastverschiebung) – im Vergleich zum bedarfsgeführten Einsatz – wird als Flexibilität bezeichnet. E-PKW und elektrische Heizlösungen bieten Flexibilitätspotenzial, da sie durch den immanenten Batterie- beziehungsweise Wärmespeicher die Energienutzung von der Energieaufnahme zeitlich entkoppeln können. Konventionelle Lasten können teilweise flexibilisiert werden, indem auch hier immanente Energiespeicher (zum Beispiel Kühlhaus) genutzt werden oder die Nutzung verschoben wird (Produktionsverschiebung). Batteriespeicher bieten die Möglichkeit zum zeitlich veränderten Einsatz, besonders wenn sie gerade nicht für ihren originären Zweck, meist Eigenverbrauchssteigerung, eingesetzt werden.

Elektroautos: Eine Verschiebung des Ladevorgangs um bis zu sieben Stunden ist möglich.

E-PKW bieten Flexibilitätspotenzial durch das zeitliche Verschieben des Ladevorgangs. Der unterstellte durchschnittliche Ladevorgang wird mit 11 kW durchgeführt. Abhängig vom Wochentag und Jahreszeit werden zwischen 8 kWh und 12 kWh aufgenommen, was einer Fahrleistung von 40 km bis 60 km entspricht. Der deutschlandweite Tagesdurchschnitt liegt bei 40 km. Da Brandenburg eher ländlich geprägt ist, werden überdurchschnittlich lange Strecken zugrunde gelegt. Die Flexibilität ergibt sich aus der Möglichkeit, den Ladevorgang zu verschieben. Da als typischer Fall eine nächtliche Ladung zu Hause unterstellt wird, ist eine maximale Verschiebedauer des Ladevorgangs von 7 Stunden realistisch, um den Nutzer nicht einzuschränken. Die Abweichung von der bedarfsgeführten („unbeeinflussten“) Ladung ist das Flexibilitätspotenzial.

Flexibilitätsquelle: E-PKW

- betrachtet wird das Flexibilitätspotenzial für die private Ladeinfrastruktur
- öffentliche Schnellladestationen bieten kein großes Potenzial, da ähnlich wie beim konventionellen Tankvorgang das Elektrofahrzeug schnellstmöglich innerhalb von kurzer Zeit aufgeladen und der Platz für weitere Elektrofahrzeuge wieder freigegeben werden soll

bedarfsgeführte Modellierung

- zur Modellierung des Strombezugs von E-PKW wurde eine typische Zeitreihe verwendet
- durchschnittliche maximale Ladeleistung: 11 kW
- installierte Leistung für 2030 in BB: 1.650 MW bei 150.000 E-PKW

positives Flexibilitätspotenzial

- für das pos. Flexibilitätspotenzial wird eine Lastverschiebung von maximal 7 h angenommen
- positives Flexibilitätspotenzial ist in den frühen Abendstunden am höchsten (Lastreduktion)
- für einen durchschnittlichen Ladevorgang sind das zwischen 0 kW und 1,4 kW (11 kW für einen realen Ladevorgang)

negatives Flexibilitätspotenzial

- für das neg. Flexibilitätspotenzial wird eine Lastverschiebung von maximal 7 h angenommen
- negatives Flexibilitätspotenzial ist in den Nachtstunden am höchsten (Lasterhöhung)
- für einen durchschnittlichen Ladevorgang sind das zwischen 0 MW und 1,4 kW (11 kW für einen realen Ladevorgang)



Abbildung 25: Flexibilitätspotenzial und zugehörige Annahmen für Elektrofahrzeuge

Wärmepumpen: Eine Reduzierung des Leistungsbezugs im Winter und Erhöhung des Leistungsbezugs im Sommer bieten Flexibilitätspotenzial.

Wärmepumpen bieten Flexibilitätspotenzial durch das Verschieben des Aufheizens vom Warmwasserspeicher des Heizsystems. Die durchschnittliche Leistung wird zu 3 kW angenommen. Im Winter läuft die Heizung dauerhaft, im Sommer nur gelegentlich zur Bereitstellung von warmem Nutzwasser. Die Flexibilität ergibt sich aus der Möglichkeit, die Heizleistung unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten und Ausschalt Dauern zu halbieren beziehungsweise um 25 % zu erhöhen. Das positive Flexibilitätspotenzial (Lastreduktion) ist im Winterhalbjahr besonders hoch und das negative Flexibilitätspotenzial (Lasterhöhung) im Sommerhalbjahr. Das Abschalten oder zusätzliches Heizen kann nicht beliebig lange genutzt werden, sondern nur in dem Maße, wie es den originären Zweck nicht beeinflusst.

Flexibilitätsquelle: elektrische Heizlösungen		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ betrachtet werden alle Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen in den Haushalten und GHD-Betrieben im Land Brandenburg (BB) ▪ durch die zeitliche Entkopplung des Wärmebedarfs mittels Pufferspeicher und der Speicherfähigkeit der Gebäude können Heizungsanlagen zur Lastverschiebung eingesetzt werden 		
bedarfsgeführte Modellierung	positives Flexibilitätspotenzial	negatives Flexibilitätspotenzial
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verwendung von Standardlastprofilen ▪ ca. 174.000 Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen mit einer installierten Leistung von 522 MW in 2030 ▪ durchschnittliche installierte Leistung einer Heizungsanlage: 3 kW 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Annahme: Leistungsaufnahme kann unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten und Ausschalt Dauern halbiert werden ▪ maximales Potenzial in BB beträgt ca. 270 MW ▪ die Verfügbarkeit ist deutlich höher als im Vergleich zum positiven Flexibilitätspotenzial 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Annahme: Im Sommer kann die Leistungsaufnahme unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten im Schnitt um 25% erhöht werden ▪ maximales Potenzial in BB beträgt ca. 180 MW ▪ die Verfügbarkeit ist deutlich geringer im Vergleich zum negativen Flexibilitätspotenzial



Abbildung 26: Flexibilitätspotenzial und zugehörige Annahmen für elektrische Heizlösungen

Kleinspeicher: 20 % der Speicherkapazität werden für flexible Anwendungen zur Verfügung gestellt.

Kleinspeicher bieten Flexibilitätspotenzial durch ihre Fähigkeit, Energie zu einem Zeitpunkt einzuspeichern und zu einem anderen Zeitpunkt wieder auszuspeichern. Für die Kleinspeicher wird in Anlehnung an aktuell verfügbare Modelle eine Speicherkapazität von 7 kWh und eine Ladeleistung von 5 kW unterstellt. Es wird angenommen, dass ein Speicherbesitzer durchschnittlich bereit ist, 20 % seiner Speicherkapazität für einen flexiblen Einsatz (netzdienlich oder Einsatz am Markt) zur Verfügung zu stellen.

Flexibilitätsquelle: Kleinspeicher (Solarstrombatterien)

- betrachtet werden alle Kleinspeicher (Batteriespeicher) in der Niederspannung, die zur originär Eigenbedarfsoptimierung eingesetzt werden und zukünftig Flexibilität anbieten können

bedarfsgeführte Modellierung

- Berechnung eines eigenbedarfsoptimierten Standard-Lastprofils unter Verwendung der typisierten Haushalts- und PV-Zeitreihen
- bei Stromüberschuss wird eingespeichert und bei Strombedarf wird ausgespeichert
- installierte Leistung für 2030 in BB: 315 MW bei 63.000 Kleinspeicher

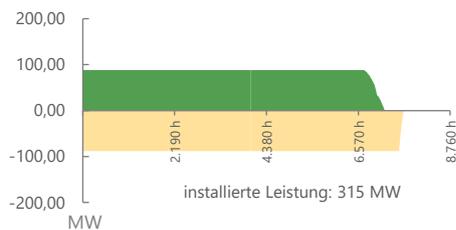
positives Flexibilitätspotenzial

- Annahme: 20 % der Speicherkapazität kann als Flexibilität zur Verfügung gestellt wird
- Batterie kann bei Strombedarf positive Flexibilität anbieten (Einspeiseerhöhung)
- für eine durchschnittliche Anlage sind das zwischen 0 kW und 1,4 kW

negatives Flexibilitätspotenzial

- Annahme: 20 % der Speicherkapazität kann als Flexibilität zur Verfügung gestellt wird
- Batterie kann bei Stromüberschuss negative Flexibilität anbieten (Lasterhöhung)
- für eine durchschnittliche Anlage sind das zwischen 0 kW und 1,4 kW

Flexibilitätspotenzial in Brandenburg



	Pos. Min.	Pos. Max.	Neg. Min.	Neg. Max.
Land	0 MW	19 MW	0 MW	19 MW
Kleinstadt	0 MW	26 MW	0 MW	26 MW
Speckgürtel	0 MW	27 MW	0 MW	27 MW
Großstadt	0 MW	16 MW	0 MW	16 MW
Brandenburg	0 MW	88 MW	0 MW	88 MW

Abbildung 27: Flexibilitätspotenzial und zugehörige Annahmen für Kleinspeicher

Lastmanagement: 15 % der konventionellen Last sind flexibel verschiebbar.

Flexibilität von konventionellen Lasten entsteht durch die Nutzung von immanenten Speichern zur Lastverschiebung oder die tatsächliche Veränderung des Nutzungsverhaltens. Speicher sind beispielsweise Wärmespeicher in Form von Tiefkühltruhen oder Kühlhäusern. Eine tatsächliche Anpassung des Nutzungsverhaltens ist höchstens bei großen Gewerben oder Industrieunternehmen zu erwarten – und auch nur bei entsprechend hohen finanziellen Anreizen. Aufgrund relativ großer, lokal konzentrierter Leistungen von Industrieunternehmen wäre eine durchschnittliche Betrachtung für Brandenburg sehr stark verzerrend. Hier muss im Einzelfall eine Prüfung vorgenommen werden. Das ist nicht Fokus der Studie. Zur Quantifizierung des Flexibilitätspotenzials wird angenommen, dass die bedarfsgeführte Lastganglinie in einem Zeitpunkt um 15 % verändert werden kann.

Flexibilitätsquelle: Haushalts- und GHD-Sektor

- im Haushalts- und GHD-Sektor stellen die Belüftung, Klimakälte, Warmwasserbereitung und die Prozesskälte (Kühl- und Gefriergeräte) sowie die Haushaltsgroßgeräte Flexibilitätsquellen dar
- Anwendungen im Haushalts- und GHD-Sektor eignen sich in der Regel nur zur **Lastverschiebung** (Nachholeffekte relevant)

bedarfsgeführte Modellierung

- Verwendung von Standardlastprofilen und Skalierung entsprechend der Anzahl der Haushalte je Modellregion bzw. für Brandenburg
- 1,25 Mio. Haushalte im Land Brandenburg verbrauchen ca. 3,6 TWh/a (23 %)
- GHD-Sektor mit ca. 94.000 Betrieben verbraucht ca. 4,2 TWh/a (27 %)

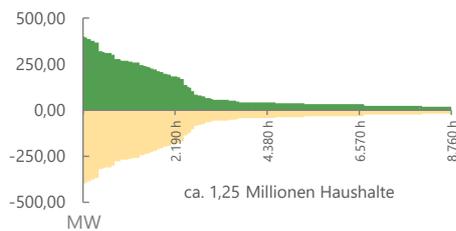
positives Flexibilitätspotential

- Annahme: 15 % der bedarfsgeführten Leistungsaufnahme ist flexibel und kann bei Bedarf reduziert werden
- maximales Potenzial in BB beträgt ca. 400 MW und ist nur an wenigen Stunden des Jahres verfügbar

negatives Flexibilitätspotential

- Annahme: 15 % der bedarfsgeführten Leistungsaufnahme ist flexibel und kann bei Bedarf erhöht werden
- maximales Potenzial in BB beträgt ca. 400 MW und ist nur an wenigen Stunden des Jahres verfügbar

Flexibilitätspotential in Brandenburg



	Pos. Min.	Pos. Max.	Neg. Min.	Neg. Max.
Land	0 MW	90 MW	0 MW	90 MW
Kleinstadt	0 MW	120 MW	0 MW	120 MW
Speckgürtel	0 MW	120 MW	0 MW	120 MW
Großstadt	0 MW	70 MW	0 MW	70 MW
Brandenburg	0 MW	400 MW	0 MW	400 MW

Abbildung 28: Flexibilitätspotential und zugehörige Annahmen für Lastmanagement

Das Potenzial flexibler Lasten und Speicher in Brandenburg ist deutlich geringer als die EE-Einspeisung – die maximale EE-Einspeisung übersteigt das Flexibilitätspotential um Faktor 20.

Das Flexibilitätspotential der einzelnen Technologien überlagert sich zeitlich nur teilweise, da der bedarfsgeführte Verbrauch zu unterschiedlichen Zeiten anfällt. Während zum Beispiel Wärmepumpen im Winter großes Potenzial zur Leistungsreduzierung bieten und im Sommer nur geringfügig, können Elektrofahrzeuge zwar ganzjährig, aber nur zwischen dem Abend und dem frühen Morgen Flexibilitätspotential bereitstellen. Positives und negatives Potential wird getrennt betrachtet. Unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeiten zwischen den Technologien ergibt sich für Brandenburg ein aggregiertes Flexibilitätspotential. In positiver Richtung sind maximal, das heißt in wenigen Jahresstunden, 600 MW verfügbar und in negative Richtung sind maximal 450 MW verfügbar.

Jahresdauerlinie des Flexibilitätspotenzials in Brandenburg

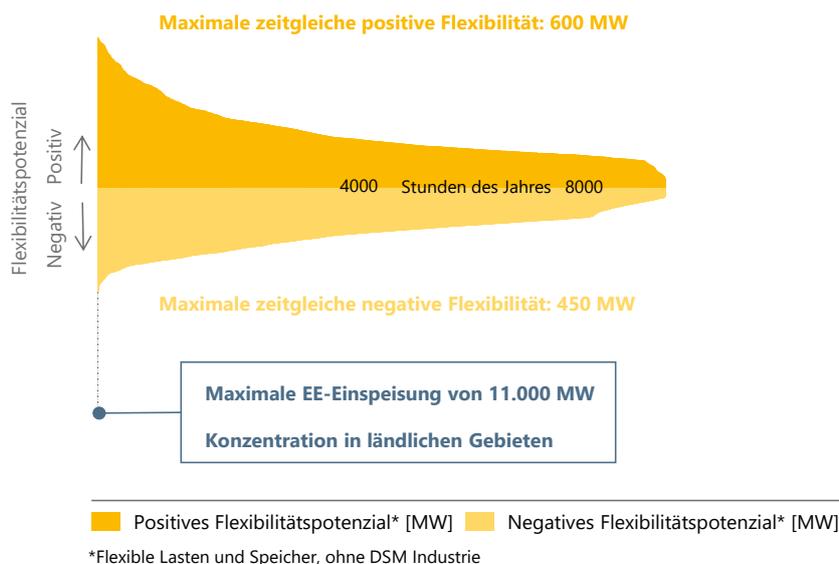


Abbildung 29: Flexibilitätspotenzial von dezentralen Lasten und Speichern in Brandenburg

Auf der Erzeugungsseite führen die 15 GW installierter Leistung auf Basis der volatilen Energieträger Wind und Sonne zu einer maximalen zeitgleichen Einspeisung von 11.000 MW. Das maximale zeitgleiche Potenzial für positive Flexibilität beträgt mit 600 MW weniger als ein Zwanzigstel der maximalen Einspeiseleistung aus EE-Anlagen.

Die räumliche Verteilung der flexiblen Lasten und Speicher unterscheidet sich stark von der räumlichen Verteilung der EE-Erzeugungsanlagen.

Der Netzausbau in Brandenburg ist – wie in Kapitel 3.2 gezeigt – bis 2030 einspeisegetrieben, das heißt Engpässe entstehen in den Regionen mit hoher Einspeiseleistung. Zur Netzentlastung ist also negatives Flexibilitätspotenzial in Form von Lasterhöhung beziehungsweise Einspeicherung geeignet. Für eine wirksame Entlastung von Netzengpässen ist eine regionale Kongruenz der Einspeisung mit dem negativen Flexibilitätspotenzial notwendig.

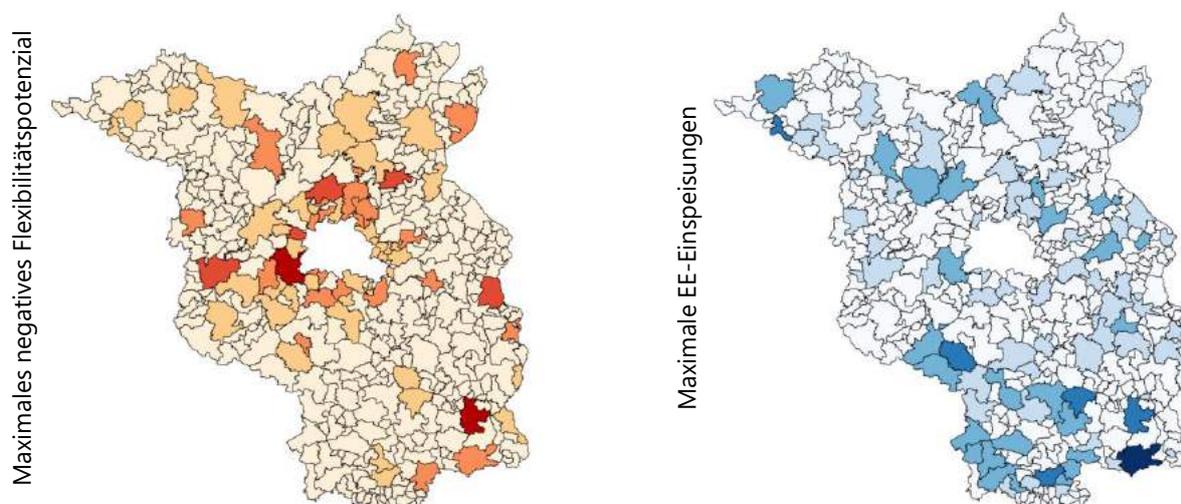


Abbildung 30: Vergleich der regionalen Verteilung des Flexibilitätspotenzials und der EE-Einspeiseleistung

Das negative Flexibilitätspotenzial, im Wesentlichen bereitgestellt von Anwendungen wie E-PKW, elektrischen Heizlösungen, flexiblen Haushaltslasten und Kleinspeichern, konzentriert sich auf urbane Gebiete. Im Speckmantel um Berlin und größeren Städten wie Neuruppin sind viele dieser Anlagen installiert. Die großen Windparks und PV-Freiflächenanlagen hingegen stehen vornehmlich im ländlichen Bereich. Trotz vereinzelter, regionaler Überschneidungen, wie beispielsweise im Raum Cottbus, fallen die räumliche Verteilung von negativem Flexibilitätspotenzial und volatiler Einspeiseleistung deutlich auseinander.

Um die – im Vergleich zu der installierten Erzeugungsleistung geringen – Flexibilitätspotenziale im Jahr 2030 nutzbar zu machen, müssen geeignete Incentivierungsmechanismen zur Anwendung kommen.

Die durchgeführte Analyse betrachtet prinzipiell, das heißt zu technisch akzeptablen Rahmenbedingungen, aktivierbares Flexibilitätspotenzial. Die betrachteten Flexibilitätsquellen dienen aber einem originären Zweck und sind in privatem Besitz. Ein Anreiz für einen netzdienlichen Einsatz ist zunächst nicht gegeben. Um das Potenzial nutzbar zu machen, müssten geeignete Incentivierungsmechanismen umgesetzt werden. Denkbar sind hier verschiedene Modelle von einem monetären Anreiz bis hin zur verpflichtenden Bereitstellung, die in den technischen Anschlussbedingungen oder ähnlichem geregelt werden.

Die hohe Diskrepanz in der Leistung, die mangelnde regionale Kongruenz der Flexibilitäten zu den EE-Erzeugungsanlagen in Brandenburg sowie die Unsicherheit bezüglich der Nutzbarkeit des Flexibilitätspotenzials deuten auf ein sehr begrenztes Potenzial zur Reduzierung von Netzausbau hin.

Die Eigenschaften der Flexibilitätsquellen, Standort und Flexibilitätspotenzial, werden in der Netzsimulation berücksichtigt. Dabei wird von der vollständigen Nutzbarkeit der aufgezeigten Flexibilitätspotenziale ausgegangen.

4.2 Netzausbaubedarf und Auswirkungen auf die Netznutzungsentgelte in Brandenburg bei Berücksichtigung von Flexibilitäten

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 und damit auch den Netzausbaubedarf bis 2030 nicht nennenswert reduzieren können.

Die Netzsimulation zeigt, dass der netzdienliche Einsatz des Flexibilitätspotenzials, das heißt, in den auslegungsrelevanten Jahresstunden (Netznutzungsfälle) eine Lasterhöhung zur Reduktion der netzbelastenden Rückspeisungen, den Netzausbaubedarf geringfügig reduziert. Der Ausbaubedarf in den niederen Spannungsebenen bis einschließlich der Mittelspannung fällt geringer aus als im Referenzfall ohne Flexibilitätseinsatz. Die hauptsächlich im Niederspannungsnetz angeschlossenen Flexibilitäten reichen nicht aus, um die hohen Einspeisungen in der HS/MS-Ebene und der Hochspannungsebene aufzunehmen. Diese Einspeisungen werden weiterhin über das Hochspannungsnetz zu Netzverknüpfungspunkten mit dem Übertragungsnetz transportiert und überlasten dadurch Betriebsmittel.

Die Verringerung des Investitionsbedarfs in den Netzausbau bis 2030 durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten beträgt 30 Mio. Euro und damit gut 3 % des gesamten Investitionsvolumens.

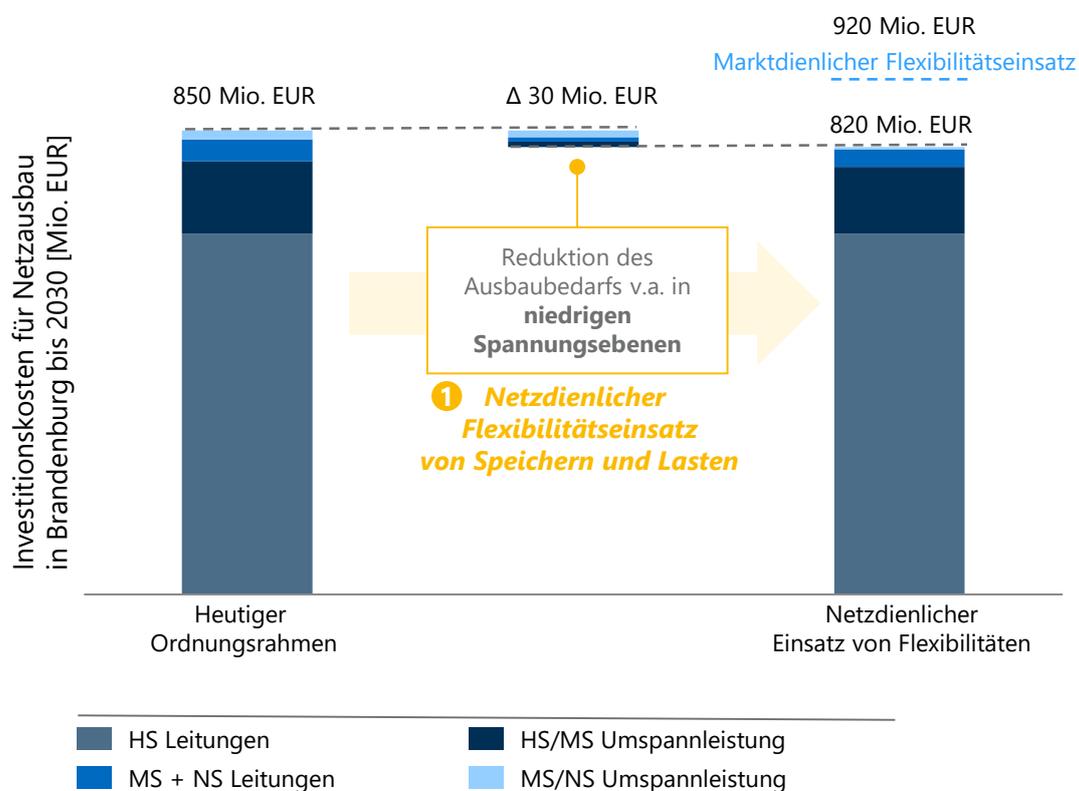


Abbildung 31: Investitionsbedarf für Netzausbau unter Berücksichtigung von Flexibilitäten

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

Neben dem netzdienlichen Einsatz der Flexibilitäten wird auch ein netzschädlicher Einsatz betrachtet. Der Fall tritt dann ein, wenn die durch die hohe EE-Einspeisung bereits überlasteten Netze noch stärker belastet werden, indem die flexiblen Lasten und Speicher ihren Bezug reduzieren und somit die Rückspeisungen noch verstärken. Eintreten kann ein solches Szenario beispielsweise, wenn die Flexibilitäten alle auf dasselbe Preissignal eines Marktes reagieren, auf dem – im europäischen Binnenmarkt relativ unabhängig von der Einspeisesituation in Brandenburg – zum Zeitpunkt einer hohen Einspeisung in Brandenburg auch ein hoher Preis besteht. In diesem Fall wird zusätzlicher Netzausbau notwendig. Der zusätzliche Investitionsbedarf ist mit 70 Mio. Euro mehr als doppelt so groß wie das Einsparpotenzial durch den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz, aber im Verhältnis zum gesamten Investitionsvolumen ebenfalls sehr gering.

Da der Investitionsbedarf in Netzausbau sich durch den Flexibilitätseinsatz nicht nennenswert ändert, ist auch die Auswirkung auf die Erlösobergrenze und damit auf die Netzentgelte gering.

4.3 Zwischenfazit

Es soll untersucht werden, inwieweit Flexibilitäten den Netzausbaubedarf und damit die durchschnittlichen Netznutzungsentgelte in Brandenburg für das Jahr 2030 reduzieren können.

Flexible Lasten und Speicher sind in der Lage, ihren Strombezug zeitlich flexibel zu gestalten. Dadurch bringen sie Flexibilitätspotenzial in das Energieversorgungssystem Brandenburgs. Das Flexibilitätspotenzial der einzelnen Flexibilitätsquellen unterscheidet sich, denn es muss stets gewährleistet sein, dass die Anlage ihren originären Zweck weiterhin erfüllt.

Das Potenzial flexibler Lasten und Speicher in Brandenburg ist deutlich geringer als die EE-Einspeisung – und zwar um den Faktor 20. Außerdem unterscheidet sich die räumliche Verteilung der flexiblen Lasten und Speicher stark von der räumlichen Verteilung der EE-Erzeugungsanlagen. Weiterhin müssen, um die Flexibilitätspotenziale im Jahr 2030 nutzbar zu machen, bis dahin noch geeignete Incentivierungsmechanismen zur Anwendung kommen. Derzeit haben die Betreiber der Flexibilitätsquellen keinen Anreiz, ihr Verhalten netzdienlich zu gestalten.

Die hohe Diskrepanz in der Leistung, die mangelnde regionale Kongruenz der Flexibilitäten zu den EE-Erzeugungsanlagen in Brandenburg sowie die Unsicherheit bezüglich der Nutzbarkeit des Flexibilitätspotenzials deuten auf ein sehr begrenztes Potenzial zur Reduzierung von Netzausbau hin, was durch die Netzsimulation bestätigt wird. Flexible Lasten und Speicher können den Netzausbaubedarf in Brandenburg bis 2030 nicht nennenswert reduzieren (-3 % des Investitionsbedarfs).

Stattdessen könnte ein marktdienlicher Einsatz der Flexibilität den Netzausbaubedarf in niedrigen Spannungsebenen sogar erhöhen (+7 % des Investitionsbedarfs).

Da der Investitionsbedarf in Netzausbau sich durch den Flexibilitätseinsatz nicht nennenswert ändert, ist auch die Auswirkung auf die Erlösobergrenze und damit auf die Netzentgelte gering.

5 Synchronisierung von EE- und Netzausbau

5.1 Übersicht

Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung 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.

Durch eine fehlende Synchronisierung von EE-Zubau und Netzausbau besteht die Gefahr überhöhter Gesamtkosten.

Einspeiser waren bisher nicht veranlasst, die mit dem Netzanschluss verbundenen Kosten bei der Standortentscheidung einzubeziehen. Dadurch besteht das Risiko, dass Netze ausgebaut werden, die durch eine andere Standortwahl, zumindest in Bezug auf deren Größenordnung, hätten vermieden werden können. Die damit verbundenen Kosten werden derzeit allein von stromverbrauchenden Kunden (Netznutzern) des jeweiligen Netzbetreibers getragen.

Eine Internalisierung der Netzkosten bei der Standortentscheidung könnte zu einem gesamtwirtschaftlich besseren Ergebnis führen, da EE-Anlagen dann beispielsweise bei der Wahl zwischen zwei Standorten mit gleichem EE-Potenzial denjenigen mit höherer Netzverträglichkeit wählen. Das Stromnetz sollte sowohl beim Zubau von EE-Anlagen als auch beim Einspeiseverhalten Berücksichtigung finden.



Abbildung 32: Maßnahmen zur Reduzierung der Kosten für Brandenburgerinnen und Brandenburger

Im Rahmen der Studie wurden drei alternative Ansätze zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau in Brandenburg betrachtet: **Ortsabhängige Netzanschlussgebühr (BKZ für Einspeiser)**, **Reduzierung der Vergütung von Ausfallarbeit** und **EEG-Ausschreibungen mit Verteilernetzkomponente**. Zusätzlich wurden zwei weitere Maßnahmen zur Reduzierung der Kosten in Brandenburg bewertet: **Markt für Flexibilitäten** und eine **deutschlandweite Verteilung der Kosten von Ausfallarbeit**.

Ortsabhängige Netzanschlussgebühr (BKZ für Einspeiser)

Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung 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. EUR 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 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 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.

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 in den Netzentgelten 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.

Die Netzkapazität wird bei der Standortentscheidung von EE-Anlagen derzeit nicht effektiv berücksichtigt.

Vergleicht man den geplanten Zubau von EE-Anlagen an Netzknoten mit deren Netzverträglichkeit, so wird eine hohe Diskrepanz deutlich. Selbst an Standorten mit vergleichbaren Volllaststunden wird nicht derjenige Standort bevorzugt, der eine höhere Netzverträglichkeit besitzt (Abbildung 33).

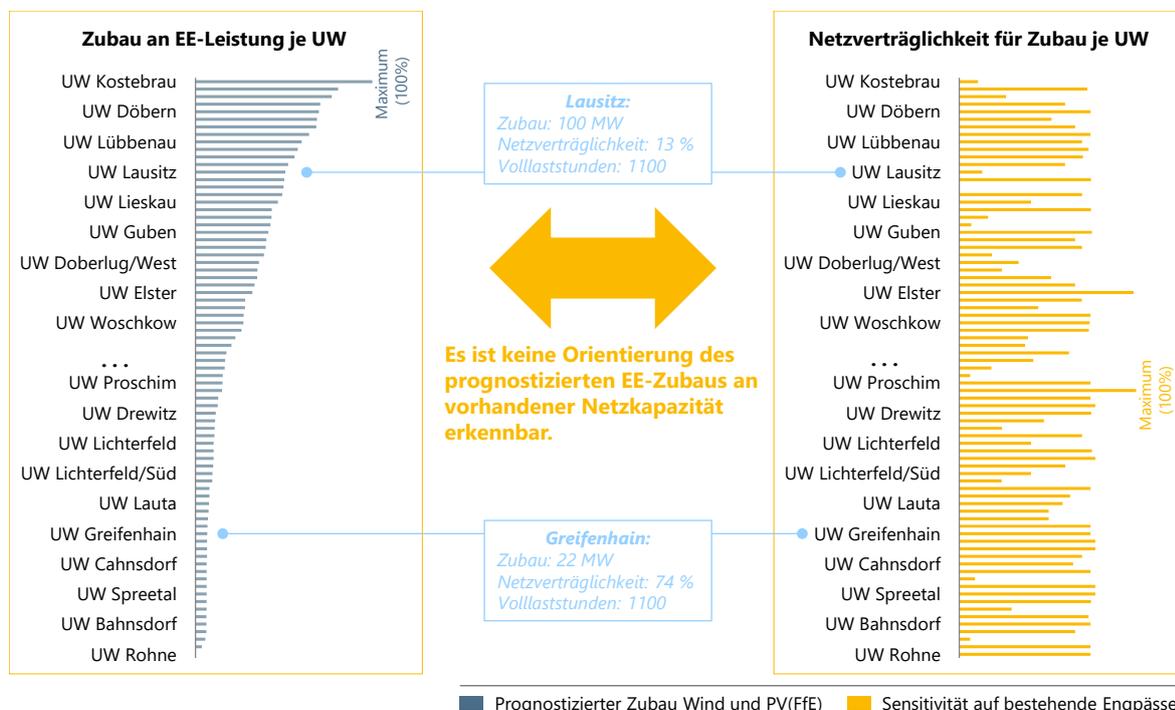


Abbildung 33: Fehlende Berücksichtigung der Netzverträglichkeit bei der Standortentscheidung

Verglichen wurde hier der nach Forschungsstelle für Energiewirtschaft prognostizierte Zubau an EE-Anlagen bis 2030 mit der Netzverträglichkeit von Standorten im Hochspannungsnetz.

Die Prognose der FfE ist sowohl Grundlage für den Netzentwicklungsplan deutscher Übertragungsnetzbetreiber²⁴ als auch Grundlage für den gemeinsamen Netzausbauplan deutscher Flächennetzbetreiber 2017²⁵. Die Netzverträglichkeit wurde mit eigenen Simulationen bewertet.

Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau (circa 20 %) haben ein deutliches Potenzial zu Einsparungen, vor allem von Netzausbau in der Hochspannungsebene.

Um die Auswirkung der örtlichen Synchronisierung von EE- und Netzausbau zu bewerten, wurde der Netzausbaubedarf für eine alternative Allokation von EE-Anlagen in Brandenburg simuliert, die zur gleichen EE-Einspeisemenge führt, jedoch deutlich netzverträglicher ist.

Hierzu wurde die für drei Umspannwerke prognostizierte, anzuschließende EE-Leistung an andere Standorte in Brandenburg mit denselben Volllaststunden „verschoben“. Die ausgewählten Umspannwerke zeichnen sich durch eine große Sensitivität auf die aktuell auftretenden Engpässe

²⁴ www.netzentwicklungsplan.de

²⁵ https://www.mitnetz-strom.de/Stromnetz/Netzausbau/NetzausbauplanOst

im Hochspannungsnetz aus. Der Vergleich des simulierten Netzausbaubedarfs zeigt, dass die Allokation nach der „Verschiebung“ gegenüber der prognostizierten Allokation 290 km weniger Netzausbau in der Hochspannungsebene erforderlich macht. Bei einem unterstellten durchschnittlichen Preis von 413.000 EUR/km (Annahme: 10 % Verkabelungsgrad) resultiert eine Reduktion der Netzausbaukosten um 120 Mio. Euro.

Im Vergleich zu einer nach heutigem Ordnungsrahmen prognostizierten Allokation von EE-Anlagen führt eine an der Netzverträglichkeit orientierte Allokation von EE-Anlagen zu deutlichem geringerem Netzausbaubedarf, insbesondere in der Hochspannungsebene. Im Rahmen der Studie fand jedoch keine Optimierung statt, sodass das tatsächliche Potenzial als weitaus größer geschätzt wird.

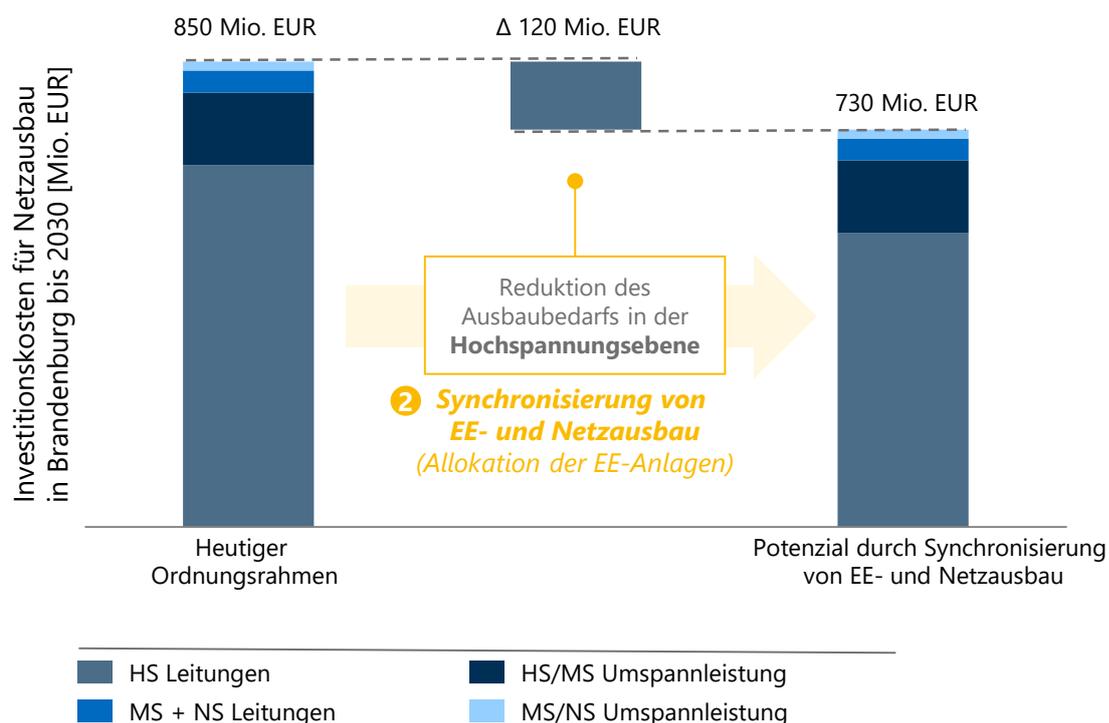


Abbildung 34: Investitionsbedarf für Netzausbau unter Berücksichtigung der Synchronisierung von EE- und Netzausbau

Der Netzausbau konzentriert sich auf wenige Netzbetreiber und auch innerhalb eines Netzbetreibers auf einige Netzregionen. Somit reagiert der Netzausbau sehr sensitiv auf die Allokation von EE-Anlagen. Durch eine Synchronisierung von EE-Ausbau und Netzausbau könnten die Gesamtkosten der Integration erneuerbarer Energien reduziert werden, diese ist jedoch heute nicht gegeben. Zur Erschließung des Potenzials wäre eine Anpassung der Rahmenbedingungen notwendig. Verschiedene Maßnahmen sind denkbar und werden im Folgenden untersucht.

5.2 Ortsabhängige Netzanschlussgebühr (BKZ für Einspeisungen)

5.2.1 Hintergrund und Wirkung

BKZ für Lasten fördert bereits heute eine bedarfsgerechte Leistungsanforderung von Netznutzern und Kostenverursachergerechtigkeit bei stromverbrauchenden Netznutzern.

Ein Baukostenzuschuss stellt allgemein einen verursachungsorientierten Beitrag für die Bereitstellung und die Vorhaltung einer definierten Netzanschlussleistung dar²⁶.

Er spiegelt die vom Anschlussnehmer zu übernehmenden anteiligen, bei wirtschaftlicher Betriebsführung notwendigen Kosten für die Bereitstellung, Errichtung und Verstärkung von Netzanlagen im Zusammenhang mit dem Neuanschluss wider.

Die Erhebung eines BKZ ist somit nicht unmittelbar an zeitnahe konkrete Netzerweiterungen oder Netzverstärkungen gekoppelt.

BKZ für Einspeisungen könnte darüber hinaus heutigen Fehlanreizen entgegenwirken.

Ein BKZ für Einspeisungen würde dementsprechend Netzausbaukosten reflektieren, die im Zusammenhang mit dem Netzanschluss der Einspeisung stehen. Folglich würde er nur in solchen Netzregionen vollumfänglich zu zahlen sein, in denen einspeisebedingte Kosten für Bereitstellung, Errichtung und Verstärkung von Netzanlagen anfallen. Unter Abwägung von standortspezifischen Einspeisekosten, beispielsweise EE-Dargeboten, und die durch einen BKZ reflektierten Netzausbaukosten wird der Einspeiser gesamtwirtschaftlich optimale Standorte wählen.

Zusätzlich würde die Kostenübernahme der Einspeiser zu einer Reduktion der Netzentgelte in besonders stark vom Netzausbau betroffenen Regionen führen.

Netznutzer in Regionen mit hoher EE-Leistung zahlen heute schon die höchsten Netznutzungsentgelte. Der Anstieg der Netznutzungsentgelte durch weitere EE-bedingte Netzausbaumaßnahmen würde durch die Kostenübernahme der Einspeiser stark abgebremst.

Darüber hinaus vermeidet die Allokationswirkung eines BKZ unnötigen Netzausbau und somit unnötig von Netznutzern zu tragende Kosten.

Die Energiewende wird durch einen BKZ nicht verhindert, sondern nur auf einen gesamtwirtschaftlichen effizienteren Weg gelenkt.

Die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen wird durch einen BKZ nicht verhindert. In Regionen, in denen noch freie Kapazitäten für EE-Anlagen existieren, wird diese gar nicht beeinflusst.

5.2.2 Mögliche Ausgestaltung

Bereits heute sind Netzbetreiber grundsätzlich berechtigt, BKZ für Netzanschlüsse im Bereich höherer Netzebenen für den Anschluss von Lasten zu erheben. Durch einen BKZ werden heute Anreize geschaffen, dass Netznutzer durch bedarfsorientierte Leistungsanforderung einen Beitrag zur Vermeidung unnötiger Netzkosten leisten.

Der BKZ stellt einen verursachungsorientierten Beitrag für die erstmalige Bereitstellung und die Vorhaltung (Reservierung) einer definierten Netzanschlussleistung an der Eigentumsgrenze des Netzbetreibers zum Anschlussnehmer dar. Er entspricht den vom Anschlussnehmer zu übernehmenden anteiligen, bei wirtschaftlicher Betriebsführung notwendigen Kosten für die Bereitstellung, Errichtung und Verstärkung von Netzanlagen im Zusammenhang mit dem

²⁶ Vgl. VDN, Einheitliche Berechnungsmethoden für Baukostenzuschüsse, 2007

Neuanschluss oder der Erhöhung der Leistungsanforderung im Netz der allgemeinen Versorgung (vorgelagertes Netz), unabhängig vom Zeitpunkt einzelner Netzausbaumaßnahmen.

Ein erhobenes Entgelt muss dabei angemessen, transparent und diskriminierungsfrei sein.

Aktuelle Modelle zur Berechnung des BKZ haben nur eine untergeordnete alloкатive Wirkung.

Ein BKZ nach dem Leistungspreismodell (BNetzA) ist lediglich von der Leistung des Netzanschlusses abhängig. Es erfolgt keine regionale Differenzierung und damit kein Lokationsanreiz.

Auch die Kalkulation des 2-Ebenen-Modells (VDN) führt zu einem einheitlichen BKZ innerhalb eines „Netzgebietes“, zum Beispiel der MITNETZ STROM, welcher je Netzebene²⁷ eines Verteilnetzes bestimmt wird. Das VDN-Modell zur Berechnung von BKZ für Lasten (von 2007) spiegelt spezifische Netzausbaukosten in Bezug auf bestehende Belastbarkeit wider.

Traditionell wurde das Netz effizient auf die Last geplant, sodass keine wesentlichen Überkapazitäten in Bezug auf neue Lasten bestehen.

Der BKZ für Lasten nach VDN-Modell kann als spezifischer Leistungspreis der bestehenden Infrastruktur unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten bei Lasten interpretiert werden. In die Kalkulation des BKZ nach VDN-Modell²⁸ für einen Netzbereich n gehen die Kosten und Leistungen der betrachteten Netzebene n und anteilig mit einem Durchmischungsfaktor d^{29} gewichtet auch die Kosten und Leistungen des überlagerten Netzbereiches n-1 ein.

$$\text{Baukostenzuschuss}_{\text{Netzbereich } n} = \frac{\text{Kosten}_{\text{Netzbereich } n}^{\text{BKZ-relevant}}}{\text{Leistung}_{\text{Netzbereich } n}^{\text{BKZ-relevant}}} + \frac{\text{Kosten}_{\text{Netzbereich } n-1}^{\text{BKZ-relevant}}}{\text{Leistung}_{\text{Netzbereich } n-1}^{\text{BKZ-relevant}}} \cdot d \quad (2.1)$$

Als **Kostenbasis** werden die typisierten Tagesneuwerte der bestehenden Netzinfrastruktur berücksichtigt. Die „verkaufbare“ **Leistung** beschreibt die anschließbaren Lasten (maximale Belastbarkeit) unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten und üblicher Betriebsfahrweise.

BKZ für Lasten spiegelt die spezifischen Kosten des Netzes in Bezug auf bestehende Strukturen und deren Belastbarkeit wider.

Das VDN-Modell ist transparent, nachvollziehbar und diskriminierungsfrei. Das VDN-Modell ist diskriminierungsfrei, denn der BKZ wird bei allen neuen Anschlussnehmern für die gemäß Netzanschlussvertrag bereitzustellende Netzanschlussleistung nach gleichen, diskriminierungsfreien und transparenten Kriterien erhoben. Das VDN-Modell wird von der BNetzA als transparent und nachvollziehbar anerkannt, ermöglicht aber nicht die notwendige regionale Differenzierung.

Weiterentwicklungen zu einem BKZ für Einspeisungen

²⁷ Netzebene 3 (Hochspannung) bis Netzebene 7 (Niederspannung)

²⁸ Vgl. VDN, Einheitliche Berechnungsmethoden für Baukostenzuschüsse, Berlin, 2007

²⁹ Durchmischungsfaktor d bildet die Auswirkungen der Durchmischung von Leistungsanforderungen des jeweils nachgelagerten Netzbereichs mit den Leistungsanforderungen des jeweils vorgelagerten Netzbereichs ab.

Auf Basis der heutigen anerkannten Ansätze wäre die Entwicklung eines „vorzeichenverkehrten und regional differenzierten“ VDN-Modells für Einspeisungen denkbar. Abbildung 35 verdeutlicht den Grundgedanken des BKZ für Einspeisungen. Während beim vereinheitlichten BKZ keine regionale Differenzierung innerhalb des Netzes durchgeführt wurde, werden beim „BKZ 2.0“ für Einspeisungen Versorgungsgebiete eines Netzbetreibers differenziert betrachtet. So können nicht nur Anreize entgegen ineffizienter Netze und Kostenverursachergerechtigkeit für Lasten erreicht werden, sondern darüber hinaus auch Lokationsanreize zu gesamtwirtschaftlich optimalen Standorten und Kostenverursachergerechtigkeit für Einspeisungen.

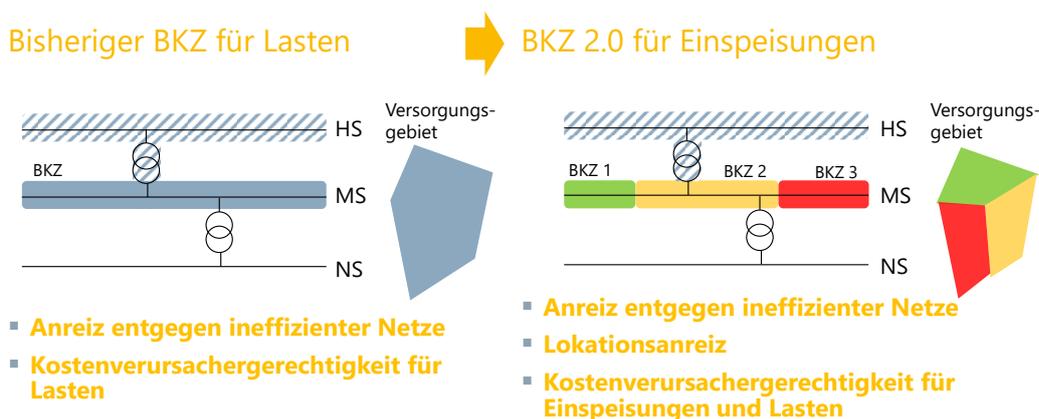


Abbildung 35: Weiterentwicklung des BKZ für Einspeisungen

Prämissen des VDN-Modells sprechen regionaler Differenzierung nicht entgegen. Die Erhebung des BKZ ist nicht unmittelbar an zeitnahe konkrete Netzerweiterungen oder Netzverstärkungen gebunden (von Netzanschlusskosten zu trennen).

Ein von dem Anschlussnehmer entrichteter BKZ ist netzkostenminimierend anzusetzen (vgl. § 9 StromNEV). Er soll weiterhin ein Steuerungselement zur Vermeidung unnötiger Investitionen durch eine bedarfsgerechte Leistungsanmeldung darstellen.

Kostenbasis und Leistungsbasis der Berechnung des BKZ müssen jedoch auf Einspeisungen angepasst werden.

Der heutige BKZ für Lasten bildet den spezifischen Leistungspreis für Lasten der bestehenden Infrastruktur ab. Der BKZ für Einspeisungen sollte die einspeisebedingten Investitionen und die noch verfügbaren Kapazitäten abbilden, um Anreize zu optimalen Standorten zu setzen. Außerdem kann dadurch eine doppelte Bezuschussung derselben beziehungsweise vorhandenen Infrastruktur vermieden werden. Für die Anwendung auf Einspeisungen müssen Kosten- und Leistungsbasis des VDN-Modells deshalb weiterentwickelt werden.

Um Anreize zu Netzgebieten, mit noch freien Anschlusskapazitäten für Einspeisungen zu setzen, sind Weiterentwicklungen notwendig. Dazu sollten die noch freien (Einspeise-) Kapazitäten im Netz (Leistungsbasis) auf die einspeisebezogenen Erweiterungsinvestitionen (Kostenbasis) bezogen bewertet werden. In der Leistungsbasis muss der aktuelle Ausbauzustand an Einspeisungen berücksichtigt werden.

Der Zubau von Einspeisungen ist bis zu einem gewissen Grad zunächst netzentlastend. Regionen unterscheiden sich jedoch sehr stark im Ausbauzustand bezüglich dezentraler Einspeisungen als auch hinsichtlich des örtlichen Lastbedarfes.

Analog zum bestehenden VDN-Modell für Lasten kann eine (noch) „verkaufbare Leistung“ für Einspeisungen durch die noch verfügbare Rückspeisekapazität der Umspannebene beschrieben werden. Die „verkaufbare Leistung“ wird aus der Leistung der Umspannebene sowie zeitgleichen Einspeisungen und Lasten hergeleitet.

Als Leistungsbasis kann die noch integrierbare Leistung an Einspeisungen in einer Netzregion dienen.

Bei der Herleitung der noch „verkaufbaren Leistung (Einspeisekapazität) einer Spannungsebene“ werden neben der maximal möglichen Rückspeisekapazität der Transformatoren auch Gleichzeitigkeiten und Rückspeisungen unterlagerter Spannungsebenen berücksichtigt.

Die Rückspeisekapazität der Umspannebene wird dabei aufgrund der einfachen Berechenbarkeit der verfügbaren Kapazität stellvertretend für die Leistung des Netzes berücksichtigt.

Die Kosten der gesamten Netzstruktur als Kostenbasis spiegeln nicht den Einfluss der Einspeisungen wider, da das Netz ursprünglich für den Starklastfall geplant wurde. Geplante, beispielsweise EEG-bedingte Ausbaumaßnahmen korrelieren mit dem Zubau von Einspeisungen und sollten daher hauptsächlich in der Kostenbasis berücksichtigt werden.

Als Kostenbasis werden einspeisebedingte Erweiterungskosten berücksichtigt.

Erweiterungskosten spiegeln den Aufwand zur Bereitstellung, Errichtung und Verstärkung von Netzanlagen im Zusammenhang mit dem Neuanschluss von Einspeisungen wider. Ein BKZ für Einspeisungen sollte genau diese Kosten darstellen. Eine Doppelbelastung mit durch den Lastbedarf bedingten Netzausbau ist somit ausschließbar.

Auch die durch Investitionen geschaffenen Kapazitäten zur Integration neuer Einspeisungen werden in der Berechnung der noch verfügbaren Leistung berücksichtigt.

Die Kostenbasis würde zur Neukalkulation des BKZ jährlich bestimmt werden.

Ein Quotient aus einspeisebedingten Kosten für Netzausbau und der in der gleichen Region noch verfügbaren und neu geschaffenen integrierbaren Leistungen (verkaufbare Leistung) spiegelt die mit dem Netzanschluss des Einspeisers verbundenen Kosten wider und setzt somit Lokationsanreize zu gesamtwirtschaftlich effizienten Standorten.

Analog zur Berechnung des BKZ für Lasten könnte daher ein BKZ für Einspeisungen folgendermaßen bestimmt werden:

$$\begin{aligned}
 \text{Baukostenzuschuss}_{\text{Netzregion}} = & \frac{\text{Kosten}_{\text{einspeisebedingt, Netzregion, Netzebene } n}}{\text{Leistung}_{\text{noch verkaufbar, Netzregion, Netzebene } n}} + \\
 & \frac{\text{Kosten}_{\text{einspeisebedingt, Netzregion, Netzebene } n-1}}{\text{Leistung}_{\text{noch verkaufbar, Netzregion, Netzebene } n-1}} \cdot d \quad (2.2)
 \end{aligned}$$

Die Netzregion bezeichnet dabei einen vom Netzbetreiber zu definierenden Teilbereich seines Netzgebietes. Der Durchmischungsfaktor d bildet wiederum die Auswirkungen der Durchmischung von Leistungsanforderungen des jeweils nachgelagerten Netzbereichs mit den Leistungsanforderungen des jeweils vorgelagerten Netzbereichs ab.

Je höher die einspeisebedingten Netzkosten in einer Netzregion sind, beispielsweise EEG-bedingte Erweiterungsinvestitionen, desto höher ist der BKZ. Somit werden Anreize hin zu Netzregionen geschaffen, in denen wenige einspeisebedingte Investitionen anfallen. Werden durch die Investitionen neue Kapazitäten für Einspeisungen geschaffen, so fließen diese Kapazitäten in die noch verkaufbare Einspeiseleistung ein und der BKZ für Einspeiser ist dort entsprechend geringer.

5.2.3 Konsequenzen für Brandenburg

- **Geringere Kostenbelastung von Verbrauchern**, da Einspeisungen anteilig an den Kosten der von Ihnen verursachten Netzverstärkungen beteiligt werden.
- **Geringerer Netzausbaubedarf**, da ein BKZ für Einspeisungen Anreize zu Standorten setzt, an denen noch freie Netzkapazitäten bestehen und damit unnötigen Netzausbau verhindert.
- **Geringere Kosten für Ausfallarbeit**, da die zeitliche Dynamik und Ortsabhängigkeit des BKZ für Einspeiser dazu führt, dass EE-Anlagenbetreiber sowohl bei der Standortwahl als auch beim Zeitpunkt der Inbetriebnahme die Netzsituation berücksichtigen und damit weniger Netzsicherheitsmaßnahmen notwendig sind.

5.3 Reduzierte Vergütung von Ausfallarbeit

5.3.1 Hintergrund und Wirkung

Bei Netzengpässen kann zur Gewährleistung der Netzsicherheit eine Reduzierung der von EE-Anlagen eingespeisten Energie erforderlich werden. Der Anlagenbetreiber wird dabei so gestellt, als gäbe es keinen Engpass.

Das elektrische Netz soll im Grundsatz allen Netznutzern einen uneingeschränkten Austausch von elektrischer Energie ermöglichen. Trotzdem kann es zu Situationen kommen, in denen die Auslegung des Netzes physikalisch nicht in der Lage ist, die vorgesehenen Energiemengen zu transportieren. In dem Fall liegt ein Netzengpass vor, das heißt, die Transportkapazität des Netzes ist geringer als die Transportanforderung.

Insbesondere der starke Zubau von EE im Zuge der Energiewende hat dazu geführt, dass solche Netzengpässe häufiger auftreten. Zwei Kategorien von Engpassursachen können dabei unterschieden werden: verzögerter Netzausbau und die geplante Auslegung des Netzes auf weniger als die maximale Übertragungsleistung. Letzteres ist im Zuge der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG als planerische Methode bei der Netzplanung vorgesehen. In beiden Fällen werden EE-Anlagen abgeregelt, das heißt, die Einspeiseleistung der Anlagen wird für die Dauer des Engpasses reduziert. Dadurch speist die Anlage weniger Energie in das Versorgungssystem ein, als ihr möglich wäre. Die aufgrund eines Netzengpasses nicht in das Versorgungssystem eingespeiste elektrische Energie wird als Ausfallarbeit bezeichnet. Da sowohl am deutschen Energiemarkt als auch im Rahmen der Fördergeldzahlungen die Energiemenge bezahlt wird, entgehen dem Anlagenbetreiber dadurch Einnahmen. In diesen Fällen ist der Grundsatz, allen Netznutzern einen uneingeschränkten Austausch von elektrischer Energie zu ermöglichen, verletzt. Im Eintreten dieses Falles sollen Netznutzer (monetär) so gestellt werden, als lägen keine Einschränkungen durch die Infrastruktur vor, das heißt, als sei das Netz engpassfrei.

Im Falle einer engpassbedingten Abregelung von EE-Anlagen ist der Netzbetreiber, in dessen Netzgebiet der Engpass entsteht, zur Entschädigung der Kosten und entgangenen Einnahmen verpflichtet.

In § 15 EEG ist gesetzlich festgelegt, bis zu welchem Grad Betreiber von EE-Anlagen im Falle von Engpassmanagementmaßnahmen durch den Netzbetreiber eine Entschädigung erhalten. Wenn die Einspeisung von erneuerbare Energien aufgrund von Netzüberlastung eingeschränkt werden muss (Leistungsanpassung), ist der Anschlussnetzbetreiber der betroffenen EE-Anlage verpflichtet, den Anlagenbetreiber zu entschädigen. Dem Anschlussnetzbetreiber werden die Kosten von dem Netzbetreiber erstattet, in dessen Netz der Engpass auftritt.

Die Entschädigung setzt sich zusammen, aus der Erstattung der entgangenen Einnahmen und den Kosten für die Beschaffung von Ausgleichsenergie abzüglich gegebenenfalls entstehender monetärer Vorteile durch die Leistungsanpassung durch den Netzbetreiber. Kosten für die Administrierung werden nicht erstattet.

Die Höhe der zu entschädigenden entgangenen Einnahmen ist je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme unterschiedlich: Bei einer Inbetriebnahme von EE-Anlagen vor dem 01.01.2012 erhält der Anlagenbetreiber eine vollständige Kompensation der entgangenen Einnahmen. Für Anlagen, die später in Betrieb gegangen sind, werden die entgangenen Einnahmen zu 95 % entschädigt. Sofern die Summe der entgangenen Einnahmen 1 % des gesamten Jahreserlöses der EE-Anlage erreicht, so werden ab diesem Zeitpunkt die entgangenen Einnahmen auch für Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 01.01.2012 vollständig kompensiert. Für alle Anlagen werden die gegebenenfalls anfallenden Kosten für Ausgleichsenergie erstattet. Diese fallen nur an, wenn der Bilanzausgleich nicht durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber in Form von Regelenergie durchgeführt wird. Sofern sich durch die Leistungsanpassung Konsequenzen ergeben, die sich monetär positiv für den Anlagenbetreiber auswirken, beispielsweise durch Effekte im Bilanzkreisausgleich, sind diese bei der Entschädigungszahlung gegenzurechnen.

Die Entschädigungszahlungen für Ausfallarbeit werden von den Letztverbrauchern im Netzgebiet des Engpasses getragen – im Unterschied zur EEG-Vergütung, die von allen deutschen Letztverbrauchern gemeinsam getragen wird.

Die Entschädigungszahlungen stellen den Anlagenbetreiber so, als sei das Netz engpassfrei ausgebaut. Die Kostenträgerschaft verändert sich hingegen deutlich. Die Vergütung für eingespeiste Energie aus EE-Anlagen (fester Vergütungssatz und Marktprämie) wird aus der EEG-Umlage finanziert. Die für die Forderung anfallenden Kosten, das heißt die Summe aller Auszahlungen für geförderte EE-Einspeisungen, werden durch die EEG-Umlage nach § 60 ff. EEG auf alle deutschen Letztverbraucher verteilt. Die Entschädigung für Ausfallarbeit wird von demjenigen Netzbetreiber gezahlt, in dessen Netzgebiet der ursächliche Engpass vorliegt. Die Kosten werden über die Netznutzungsentgelte an die Netzkunden in diesem Netzgebiet weiter gegeben. Da es circa 900 Netzbetreiber in Deutschland gibt und die Kosten für Ausfallarbeit jeweils nur von den Netzkunden in einem dieser Netzgebiete getragen werden, verringert sich die Anzahl der kostentragenden Letztverbraucher im Falle eines Netzengpasses deutlich.

Eine reduzierte Entschädigung der Ausfallarbeit würde gesamtwirtschaftlich sinnvolle Anreize setzen.

Würden die Entschädigungszahlungen den Anlagenbetreiber nicht so stellen, als sei das Netz engpassfrei ausgebaut, sondern die tatsächlichen Netzsituationen berücksichtigt, könnten gesamtwirtschaftlich sinnvolle Anreize gesetzt werden.

Ein Haupttreiber für hohe Mengen an Ausfallarbeit ist der Unterschied in der zeitlichen Dynamik zwischen EE-Ausbau und Netzausbau. Häufig werden EE-Anlagen schon deutlich früher in Betrieb

genommen, als das Netz verstärkt werden kann, sodass Netzsicherheitsmaßnahmen notwendig sind und Ausfallarbeit anfällt. Würde diese nicht entschädigt werden, würde der EE-Anlagenbetreiber den tatsächlichen Netzausbau beim Zeitpunkt der Inbetriebnahme stärker berücksichtigen. Die anfallende Ausfallarbeit würde geringer ausfallen.

Würde die Ausfallarbeit nicht entschädigt werden, entsteht ein Anreiz zum „Nutzen statt Abregeln“ beispielsweise durch die Nutzung von Speichern – das ist gesamtwirtschaftlich sinnvoll.

Darüber hinaus würden EE-Anlagenbetreiber die möglichen Einspeiseausfälle bei der Standortentscheidung berücksichtigen und damit unnötigen Netzausbau vermeiden.

5.3.2 Mögliche Ausgestaltung

Bei der Ausgestaltung einer Reduzierung der Entschädigung für Ausfallarbeit besteht Spielraum. Die deutlichsten Effekte würden durch ein uneingeschränktes Aussetzen der Vergütung erreicht. Unter Berücksichtigung des Bestandsschutzes ist eine Einschränkung auf Neuanlagen möglich. Eine allokativer Wirkung wird ohnehin nur bei diesen erzielt. Auch kann die Reduzierung der Vergütung in einem beschränkten Umfang geschehen. Beispielsweise kann die reduzierte Entschädigung auf einen Anteil der Jahresenergie beschränkt werden, um EE-Anlagenbetreiber nicht übermäßig stark zu belasten.

Die Verhältnismäßigkeit einer solchen Maßnahme ist ein wesentliches Kriterium für die Ausgestaltung. Im Rahmen der Spitzenkappung wurden 3 % zur Berücksichtigung bei der Netzplanung als verhältnismäßig angesehen. Da die Spitzenkappung, also die Reduzierung der Leistungsspitzen um bis zu 3 % der Jahresenergie, seitdem in der Netzplanung berücksichtigt wird, sollte dies auch die Mindestmenge sein, deren Vergütung reduziert wird. Denn andernfalls würde die Allokationswirkung geschwächt werden und der Netzzustand nicht effektiv berücksichtigt.

Damit EE-Anlagenbetreiber auch tatsächlich die Entscheidung des Standorts sowie die Entscheidung über den Zeitpunkt der Inbetriebnahme an der Netzsituation ausrichten, bedarf es einer Informationsbereitstellung durch den Verteilnetzbetreiber. Er muss Transparenz darüber schaffen, wo und in welchem Umfang zukünftig Netzsicherheitsmaßnahmen zu erwarten sind.

Zu diskutieren wäre auch, ob anstelle der Entschädigung für Abregelung das Nutzen der Ausfallarbeit zu fördern wäre, beispielsweise durch Subventionen für Speicher.

5.3.3 Konsequenzen für Brandenburg

- **Geringere Kosten für Ausfallarbeit**, da diese (in einem bestimmten Umfang) nicht entschädigt werden.
- **Geringere Menge an Ausfallarbeit**, da Netzausbaustand beim Zeitpunkt der Inbetriebnahme von EE-Anlagen berücksichtigt und Ausfallarbeit verhindert wird, die entsteht, weil EE-Anlagen deutlich früher als das Netz in Betrieb genommen werden.
- **Anreiz zum „Nutzen statt abregeln“**, beispielsweise durch die Nutzung von Speichern, sodass die abgeregelte Energie zu einem späteren Zeitpunkt eingespeist werden kann, an dem keine Netzengpässe entstehen.
- **Geringerer Netzausbaubedarf**, da Anreize zu Standorten gesetzt werden, an denen noch freie Netzkapazitäten bestehen und damit unnötiger Netzausbau verhindert wird.

5.4 EE-Ausschreibung mit Verteilernetzkomponente

5.4.1 Hintergrund und Wirkung

Seit dem EEG 2017 wird die Höhe der staatlichen Förderung für EE-Anlagen mit hoher installierter Leistung in einer Auktion festgelegt. Der Anbieter mit der geringsten Förderung erhält den Zuschlag.

Der gesetzliche Anspruch auf eine feste EEG-Förderung wurde im EEG 2017 durch ein Auktionsverfahren abgelöst, das künftig darüber entscheidet, ob einem Anlagenbetreiber für eine forderungsfähige Erzeugungsanlage ein Anspruch auf EEG-Förderung zusteht. Nur wer im Rahmen dieses Verfahrens einen Zuschlag erhält, wird gefördert. Das Gebotsverfahren, durchgeführt von der Bundesnetzagentur, bestimmt mit dem Zuschlag gleichzeitig die konkrete Förderhöhe für die jeweilige Anlage.

Grundprinzip des Ausschreibungsverfahrens ist, dass derjenige Anbieter, der die Produktion von Strom mit Biogas, Wind oder Sonne unter Inanspruchnahme der geringsten staatlichen Förderung anbietet, den Zuschlag für die EEG-Förderung erhält. Denn geboten wird auf den „anzulegenden Wert“ in ct/kWh, das heißt, die Förderhöhe im Rahmen des Marktprämienmodells. Die niedrigsten Gebote erhalten zuerst den Zuschlag, bis das Ausschreibungsvolumen erreicht ist (Merit-Order-Prinzip). Bei Geboten gleicher Höhe erhält die Anlage mit der geringeren Leistung wiederum zuerst den Zuschlag.

Zur Teilnahme sind an den Ausschreibungen Wind-, Sonne- und Biomasseanlagen, die nach dem 1. Januar 2017 genehmigt werden, verpflichtet – sofern eine staatliche Förderung angestrebt wird – wenn diese eine bestimmte installierte Leistung überschreiten. Für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen liegt die Grenze bei 750 kW installierter Leistung, auch Biomasseanlagen mit mehr als 150 kW müssen am Ausschreibungsverfahren teilnehmen, um eine EEG-Förderung zu erhalten. Für kleinere Biomasseanlagen bis 150 kW besteht auch im EEG 2017 weiterhin ein Anspruch auf EEG-Förderung, der sich unmittelbar aus dem Gesetz ergibt.

Wenn eine Anlage alle Kriterien erfüllt, das heißt präqualifiziert ist, nach dem 1. Januar 2017 genehmigt und die geforderte Sicherheit bei der Bundesnetzagentur hinterlegt wurde, kann der Anlagenbetreiber Gebote abgeben. Über das Jahr gibt es je nach Energieträger einen oder mehrere Termine, zu denen die Gebote für die jeweiligen Neubauvorhaben abgegeben werden können. Geboten wird dabei in Cent pro kWh auf den anzulegenden Wert. Der anzulegende Wert ist der Betrag, den der Anlagenbetreiber nach Inbetriebnahme der Anlage als Summe aus der staatlichen Förderung (Marktprämie) und dem Börsenerlös erhält. Durch sein Gebotsverhalten während der Auktion determiniert der Anlagenbetreiber also die Einnahmen seiner Anlage, insofern sie einen Zuschlag erhält.

Nach einer Gültigkeitsprüfung sortiert die Bundesnetzagentur die Gebote nach Gebotswert. Die niedrigsten Gebote bekommen die ersten Zuschlüsse, weitere Zuschlüsse erfolgen aufsteigend nach der Gebotshöhe, bis das Ausschreibungsvolumen erreicht wird. Haben zwei Bieter den gleichen Gebotswert angegeben und können nicht mehr beide Gebote berücksichtigt werden, gewinnt derjenige, der die niedrigere Gebotsmenge hat. Sollte auch die Gebotsmenge gleich sein, entscheidet das Los.

Nach dem Zuschlag erhält der Bieter als Betreiber der bezuschlagten Anlage für jede eingespeiste und direkt vermarktete Kilowattstunde in Summe den von ihm gebotenen anzulegenden Wert.

Hierbei zahlt der Netzbetreiber wie bisher die Marktprämie, das heißt die Differenz zwischen dem Monatsmarktwert und dem anzulegenden Wert. Hier erklärt sich die Bezeichnung Pay-as-bid-Verfahren: Der Betreiber bekommt ausgezahlt, was er geboten hat. Die einmal erteilten Zuschläge sind Anlagen gebunden. Betreiber können ihre Zuschläge daher nicht auf andere Anlagen oder bereits erstellte Genehmigungen übertragen. Lediglich Betreiber von Photovoltaikanlagen können in gewissen Grenzen ihre Zuschläge übertragen.

Zugeschlagene Anlagen sind verpflichtet, den gesamten erzeugten Strom ins Netz einzuspeisen.

Wer im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens gewinnt, muss seinen gesamten erzeugten Strom ins Netz einspeisen und direkt vermarkten. Dies gilt für alle Energieträger, bei Biomasseanlagen ist allerdings die Eigenversorgung der Neben- und Hilfsaggregate der Anlage erlaubt, beispielsweise von Pumpen oder Rührwerken. Wird Strom zur Eigenversorgung abgezweigt, verringert sich die EEG-Förderung auf null, die Neuanlage erhält keine EEG-Förderung mehr. Bestandsanlagen, die ihre Förderungsberechtigung aus dem EEG 2014 oder einer früheren Novelle beziehen, werden jedoch weiterhin gefördert.

Die Verteilernetzkomponente wird ab 2018 im Rahmen eines Pilotversuches untersucht.

Die Verteilernetzkomponente ist ein Steuerungsinstrument, das im Rahmen des Pilotversuches „Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen und Solaranlagen“ vom Bundeswirtschaftsministerium erprobt wird. Ziel ist es, die Kosten des Ausbaus der Verteilernetze in der Ausschreibung zu berücksichtigen.

Durch die Verteilernetzkomponente werden die Netzausbaukosten der angebotenen Anlagen beim Gebotszuschlagsverfahren berücksichtigt.

Die Verteilernetzkomponente soll die Netzausbaukosten an einem bestimmten Anlagenstandort repräsentieren. Bei der Vergabe der Gebote wird dieser Wert auf den „anzulegenden Wert“ aufgeschlagen. Dadurch kann sich die Position einer Anlage in der Reihung der Gebote verändern.

Sie kommt zum Einsatz, wenn Anlagen in Landkreisen errichtet werden sollen, in denen der Zubau einen Verteilnetzausbau auslöst. Die Verteilernetzkomponente wird für jeden Landkreis spezifisch bestimmt und ist in den Landkreisen größer als Null, in denen die maximale Rückspeisung der Hoch- auf die Höchstspannungsebene durch EE-Anlagen die maximale Höchstlast übersteigt („Verteilernetzausbaugebiete“).

Die für die maximale Rückspeisung maßgeblich installierte Erzeugungsleistung je Landkreis ergibt sich aus dem Marktstammdatenregister. Berücksichtigt werden alle EE-Erzeugungsanlagen im Marktstammdatenregister, die an die Hochspannungsebene oder niedrigere Netzebenen angeschlossen sind. Über sogenannte Kapazitätsfaktoren wird außerdem der Fakt berücksichtigt, dass nicht alle Anlagen zeitgleich einspeisen. Der Minimallastfaktor berücksichtigt, dass zu jeder Zeit auch ein regionaler Stromverbrauch vorhanden ist. Bei der Berechnung der anfallenden Netzausbaukosten werden typische Kosten angesetzt. In dem vorgesehenen Verfahren ist die Höhe des Gebotsaufschlages in Form der Verteilernetzkomponente den Bietern vor der Gebotsabgabe bekannt.

Der Bieter erhält trotz Verteilernetzkomponente bei Zuschlag den gebotenen Preis.

Die Verteilernetzkomponente wirkt sich lediglich auf die Reihung der Gebote im Zuschlagsverfahren aus. Sofern eine Anlage, die mit einer Verteilernetzkomponente größer null

beaufschlagt ist, einen Zuschlag erhält, gilt für die Förderung der gebotene Betrag. Der Zuschlag einer Anlage mit Verteilernetzkomponente bedeutet entweder, dass alle anderen Gebote ebenfalls einen Aufschlag durch die Verteilernetzkomponente haben. Oder es bedeutet, dass eine Anlage ohne Verteilernetzkomponente eine so hohe Förderung benötigt, dass aus volkswirtschaftlicher Sicht der Netzausbau sinnvoll ist, da so insgesamt die geringeren gesamtwirtschaftlichen Kosten entstehen. Die anfallenden Netzkosten werden entsprechend des heutigen Ordnungsrahmens vom Anschlussnetzbetreiber getragen.

Durch die Berücksichtigung der Netzkosten im Zuschlagsverfahren werden EE-Anlagen vermehrt an netzfreundlichen Standorten gebaut und somit die Netzausbaukosten gesenkt.

Die Berücksichtigung der regionalen Netzsituation bei Zuschlag der Gebote in Ausschreibungen, hier dargelegt am Beispiel der aktuell in Erprobung befindlichen Verteilernetzkomponente, hat eine Wirkung auf die Allokation des Zubaus von EE-Anlagen.

Im Rahmen der Ausschreibung bleibt die Ausschreibungsmenge an installierter Leistung konstant. Im Unterschied zum aktuellen Ordnungsrahmen, der die Standortwahl allein abhängig vom Primärenergiedargebot macht, berücksichtigt das abgewandelte Ausschreibungsverfahren die regional entstehenden Kosten für den Netzausbau. Im Ergebnis werden diejenigen Anlagen zugeschlagen, deren volkswirtschaftliche Kosten, bestehend aus der Summe von Vergütung der erzeugten Energie und den regionalen Netzausbaukosten, am geringsten sind.

Auf das Einspeiseverhalten der Anlagen hat die Maßnahme keinen direkten Einfluss, da weiterhin die an dem gewählten Standort maximal möglich Energie erzeugt und zum Erzeugungszeitpunkt in das Netz eingespeist wird.

Die entstehenden Kosten für den Netzausbau werden durch die Maßnahme reduziert, da die geschlossene Optimierung der Kosten für Netzausbau und Stromgestehung im Vergleich zur ausschließlichen Optimierung nach den Stromgestehungskosten den Netzausbaubedarf reduziert. Eine Veränderung der Kostenträgerschaft wird durch die Maßnahme nicht bewirkt, da die Kosten für den Netzausbau weiterhin regional über Netzentgelte finanziert werden.

5.4.2 Mögliche Ausgestaltung

Die bisherige Ausgestaltung setzt keine effektiven Allokationssignale. Stattdessen sollte die tatsächliche Netzsituation Berücksichtigung finden. Dies könnte beispielsweise durch den Ansatz der noch „verkaufbaren Leistung“ erreicht werden, wie sie in der Ausgestaltung des BKZ für Einspeiser verwendet wird. Schließlich wird damit die örtlich noch verfügbare Netzkapazität abgebildet.

Eine detaillierte Ausgestaltung war im Rahmen des Projektumfangs jedoch nicht vorgesehen und sollte Teil weiterführender Diskussionen sein.

5.4.3 Konsequenzen für Brandenburg

- **Weniger EE-Ausbau in Brandenburg**, da in der jetzigen Ausgestaltung des BMWi der tatsächliche Netzausbauzustand nicht berücksichtigt wird und stattdessen das Verhältnis von Einspeisungen und Lasten negativ auf die Zuschlagswahrscheinlichkeit wirkt – hier ist Brandenburg Spitzenreiter.
- **Geringerer Netzausbaubedarf**, aber nur, weil in der jetzigen Ausgestaltung weniger EE-Ausbau in Brandenburg stattfindet.

5.5 Weitere Maßnahmen zur Reduzierung der Kosten in Brandenburg

5.5.1 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.

Im heutigen System, das als Referenz betrachtet wird, werden bei einem erzeugungsbedingtem Engpass nach Abschaltung aller nicht privilegierten Erzeugungsanlagen diejenigen EE-Anlagen gedrosselt, deren Abregelung die geringsten Kosten für die Heilung des Engpasses erzeugen. Die für die Ausfallarbeit entstehenden Kosten ergeben sich hierbei nach § 15 EEG durch die Entschädigung der Anlagenbetreiber über 95 % der entgangenen Einnahmen. Abhängig von der Vermarktungsform (Einspeisevergütung, Direktvermarktung) bestehen die entgangenen Einnahmen im Wesentlichen aus der Einspeisevergütung, Marktprämie oder vermiedenen Netzentgelten. Die Anlagen, die zur kostengünstigsten Auflösung des Engpasses abgeregelt werden müssen, ergeben sich aus den jeweiligen entgangenen Einnahmen und der abzuregelnden Energiemenge. Letztere resultiert aus der Sensitivität auf den Engpass.

Ein Markt für Flexibilitäten würde die Kosten für Ausfallarbeit in Brandenburg reduzieren.

Ein Markt für Flexibilitäten würde das starre System zur Bestimmung der Kosten für die Ausfallarbeit durch ein marktliches ersetzen. 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.

Für den prozessualen Ablauf eines Marktes für Flexibilitäten werden folgende Eckpunkte vorgeschlagen:

1. Das Konzept eines Marktes für Flexibilitäten mit örtlicher Komponente sieht vor, dass keine bilateralen Verträge zwischen Anbietern und Nachfragern existieren, um eine ungenutzte Vorhaltung von Flexibilitäten zu verhindern. Stattdessen bieten Anlagenbetreiber die potenzielle Flexibilität unter Angabe der technischen Eigenschaften, der Lage im Netz und des Preises auf einem Marktplatz an.
2. Der Anschlussverteilnetzbetreiber ist zunächst prioritärer Nachfrager nach Flexibilitäten auf dem Markt mit örtlicher Komponente. Für Engpassmanagement im Verteilnetz wird das Potenzial an angebotener Flexibilität optimal genutzt.
3. Anschließend kann der Netzbetreiber die Netzverträglichkeit der residualen Flexibilitäten prüfen und diejenigen Flexibilitäten, die bei einem Abruf nicht die Netzsicherheit gefährden, können allen Nachfragern (Übertragungsnetzbetreibern, Aggregatoren etc.) angeboten werden.
4. Unter Berücksichtigung von Synergien können anschließend Nachfragen und Angebote ökonomisch effizient vom Marktbetreiber miteinander verknüpft werden.
5. Die Abrechnung erfolgt abschließend über den Markt.

Grundidee eines Marktes für Flexibilitäten ist es, Flexibilitätsangebote und -nachfragen unter ökonomischen Kriterien zu verknüpfen und somit eine ungenutzte Vorhaltung zu verhindern.

Bei der konkreten Ausgestaltung eines Marktes für Flexibilitäten bieten sich alternative Varianten.

Es ergeben sich alternative Ausgestaltungsvarianten: Marktbetreiber, Preisbildung, Aggregationsebene, Vorlaufzeit, Art der Kontrahierung, etc. Diese sind zu konkretisieren und werden derzeit in einer Reihe von Forschungsprojekten analysiert. Beispielsweise werden im SINTEG-Projekt „enera“³⁰ alternative Ausgestaltungen von regionalen Handelsplattformen analysiert.

Ein solcher Ansatz bedarf auch einer Weiterentwicklung von Regelleistungs- und Engpassmanagementkonzepten des Übertragungsnetzbetreibers. In der Optimierung des Engpassmanagements des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) fließen die technischen Eigenschaften und die Kosten der Flexibilitäten ein. Der Marktbetreiber erstellt eine Merit Order der Flexibilitäten an der Schnittstelle zum überlagerten Netzbetreiber, sodass dieser seinen Netzbetrieb optimieren und entsprechende Nachfragen nach Flexibilität an den Schnittstellen zum unterlagerten Markt für Flexibilitäten stellen kann.

5.5.2 Deutschlandweite Verteilung der Kosten für Ausfallarbeit

Die Kosten für Ausfallarbeit werden analog zur EEG-Umlage von allen deutschen Letztverbrauchern getragen.

Eine dritte Möglichkeit zur Zielerreichung bietet die Umgestaltung der heutigen Regelung zur Vergütung von Ausfallarbeit dahin gehend, dass die Wälzung der entstehenden Kosten deutschlandweit gewälzt wird. Aktuell werden die Kosten für eingespeiste Energie aus EE-Anlagen von allen deutschen Letztverbrauchern gemeinsam getragen. Die Kosten für die Ausfallarbeit – also Energie aus EE-Anlagen, die aufgrund von Netzengpässen nicht eingespeist werden kann – sind von den Letztverbrauchern im entsprechenden Netzgebiet alleine zu tragen. Die hier diskutierte Maßnahme ändert die Regelung so ab, dass auch die Kosten von allen deutschen Letztverbrauchern analog zur EEG-Umlage getragen werden.

Brandenburgerinnen und Brandenburger tragen in Deutschland den zweithöchsten Anteil an Entschädigungszahlungen und zahlen die höchsten Netzentgelte – eine deutschlandweite Allokation der Entschädigungszahlungen würde die Kosten in Brandenburg reduzieren.

Die Folge der Maßnahme ist eine gleichmäßigere Verteilung der Kosten innerhalb von Deutschland. Sie hat damit in den Regionen mit hoher installierter Leistung an EE-Anlagen eine entlastende Wirkung auf die Netznutzungsentgelte und in Regionen mit geringer installierter Leistung eine erhöhende Wirkung. Dabei folgt die Maßnahme der Logik, dass durch EE-Anlagen bedingte Engpässe eine Folge des gemeinschaftlichen Projektes *Energiewende* sind.

Die Ausfallarbeit von 3 % der erzeugten Energie aus EE-Anlagen beläuft sich 2030 in Brandenburg auf bis zu 870 GWh. Dem liegt eine installierte Leistung von 9 GW Wind und 6 GW PV zugrunde. Um eine auf Deutschland bezogene Energiemenge abzuschätzen, wird die Ausfallarbeit mit der installierten Leistung skaliert. Hierfür dienen die Daten des Szenarios B 2030 aus dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber: Hier werden 74 GW Wind und 66 GW PV

³⁰ <http://www.energie-vernetzen.de/>

angenommen. Daraus folgt eine deutschlandweite Ausfallarbeit von 8.100 GWh (Angesichts der im Monitoringbericht 2016 ausgewiesenen, deutschlandweiten Ausfallarbeit von 4.722 GWh scheint die Größenordnung als Maximalabschätzung plausibel.).

Die Kosten für Ausfallenergie bei deutschlandweiter Wälzung (entsprechend des bundesweiten Anteils am Stromverbrauch) ergeben sich mit den Beispieldaten und dem gleichen, angenommenen Preis von 67 EUR/MWh zu

$$K_{Ausf_BB} = 67 \frac{EUR}{MWh} * 8100 GWh * \frac{22 TWh}{576 TWh} \approx 21 Mio. EUR$$

Mit 21 Mio. Euro jährlich liegen die Kosten in Brandenburg für Ausfallarbeit bei nur gut einem Drittel im Vergleich zum heutigen Ordnungsrahmen.

Die Maßnahme wirkt sich sehr stark auf die Verteilung der Netzkosten aus – die Höhe der Netzkosten verändert sich im Vergleich zum heutigen Ordnungsrahmen nicht.

Die Anlagenbetreiber erfüllen ihren originären Zweck und folgen den direkten Anreizen des Ordnungsrahmens, indem sie die größtmögliche Energiemenge aus EE bereitstellen. Die Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur ist nicht im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers zu sehen. Daher ist er zwar physikalisch ursächlich für den Engpass verantwortlich, aber politisch-gesellschaftlich ist eine Allokation der Kosten bei ihm als widersinnig und nicht verursachungsgerecht einzuordnen.

Netzengpässe durch verzögerten Netzausbau sind Folge der deutschlandweit gemeinschaftlich forcierten Energiewende. Netzengpässe, die bereits planerisch für einige Stunden im Jahr Berücksichtigung gefunden haben, resultieren aus einer volkswirtschaftlichen Abwägung, die in einem Bundesgesetz (§ 11 Abs. 2 EnWG) verankert ist.

Engpässe und damit die Entstehung von Ausfallarbeit sind die Konsequenz aus dem in Deutschland eingeschlagenen Transformationspfad des Energiesystems. Innerhalb dieses Pfades erfüllen Anlagenbetreiber wie Netzbetreiber die ihnen zugeordneten Aufgaben. Als verursachungsgerechte Verteilung der Kosten folgt in dieser Logik, dass die Kosten deutschlandweit zu verteilen sind, um sie verursachungsgerecht zu wälzen. Als Schlüsselung wird hier die EEG-Umlage als Vorbild verwendet, da sie genau diesen Zweck erfüllt: die Solidarisierung von Kosten für ein gesellschaftliches Großprojekt.

Im Rahmen dieser Studie wird das Verteilnetz betrachtet. Für die Übertragungsnetzentgelte sieht das NEMOG die bundesweite Vereinheitlichung der Netznutzungsentgelte vor. Damit wird der erste Schritt zur deutschlandweiten Verteilung der Kosten für die Ausfallarbeit bereits im Ordnungsrahmen umgesetzt. Aufgrund des großen Anteils der durch Engpässe im Übertragungsnetz bedingten Ausfallarbeit werden hierdurch perspektivisch die Brandenburgerinnen und Brandenburger entlastet.

Der konsequente, nächste Schritt wäre die Anwendung derselben Logik auf die im Verteilnetz entstehenden Kosten, da das Problem hier in selber Art und Weise besteht. Derzeit wird, im Sinne der Kaskade, bei einem Engpass im Übertragungsnetz eine Abregelung von EE-Anlagen durch den Übertragungsnetzbetreiber angewiesen. Netzengpässe, die im Verteilnetz durch dieselben EE-Anlagen erzeugt werden, werden durch die Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers automatisch mit behoben. Zugerechnet wird die Abregelung dem Übertragungsnetzbetreiber, da er die Anweisung gibt.

Bei der Umsetzung der geplanten Ausbauten im Übertragungsnetz wird mit jeder fertiggestellten Maßnahme die Übertragungsnetzkapazität deutlich erhöht. Sobald hier keine Engpässe mehr auftreten, im Verteilnetz aber weiterhin welche bestehen, geht die Anweisung zur Abregelung der EE-Anlagen vom Verteilnetzbetreiber aus. Hier können dann direkt mehrere Engpässe im Verteilnetz betroffen sein. Die Kosten werden in diesem Fall dann zukünftig dem Verteilnetzbetreiber zugerechnet und – nach aktuellem Rechts- und Ordnungsrahmen – von den Kunden in dessen Netzgebiet getragen. Ein Beispiel für diesen Effekt ist die Fertigstellung der Thüringer Strombrücke.

5.6 Bewertung

Die in den Abschnitten 5.2 bis 5.4 beschriebenen Maßnahmen werden im Rahmen der Studie anhand von vier Kriterien bewertet. Die Bewertung im Rahmen dieser Studie wurde qualitativ durchgeführt. Eine umfassende quantitative Analyse war im Rahmen des Projektumfangs nicht vorgesehen und könnte einen der nächsten Schritte darstellen.

Folgende Bewertungskriterien wurden berücksichtigt:

Umsetzung

- Ist die Maßnahmen mit heutigen Prinzipien (Diskriminierungsfreiheit, Vorrang einspeisung) vereinbar?
- Entsteht durch die Maßnahmen ein hoher administrativer Aufwand bei Netzbetreibern, Anlagenbetreibern oder der Regulierungsbehörde?
- Ist der Transformationspfad mit hohem Aufwand verbunden?

Erreichung des EE-Ausbauziels in Brandenburg

- Wird die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen eingeschränkt, weil sie weniger einspeisen können oder die Vergütung der Anlagen reduziert wird?
- Verschiebt sich der EE-Ausbau von Brandenburg in andere Bundesländer und werden so die Ziele in Brandenburg gefährdet?

Reduzierung der Netzausbaukosten und Infrastrukturmaßnahmen in Brandenburg

- Wird durch die Maßnahme unnötiger Netzausbau in Brandenburg verhindert?
- Werden die Kosten ausschließlich von Verbrauchern oder anteilig auch von Einspeisern getragen?

Reduzierung der Kosten für Ausfallarbeit in Brandenburg

- Wird die Menge an Ausfallarbeit reduziert, da weniger Netzsicherheitsmaßnahmen notwendig sind?
- Wird die Vergütung von Ausfallarbeit reduziert?

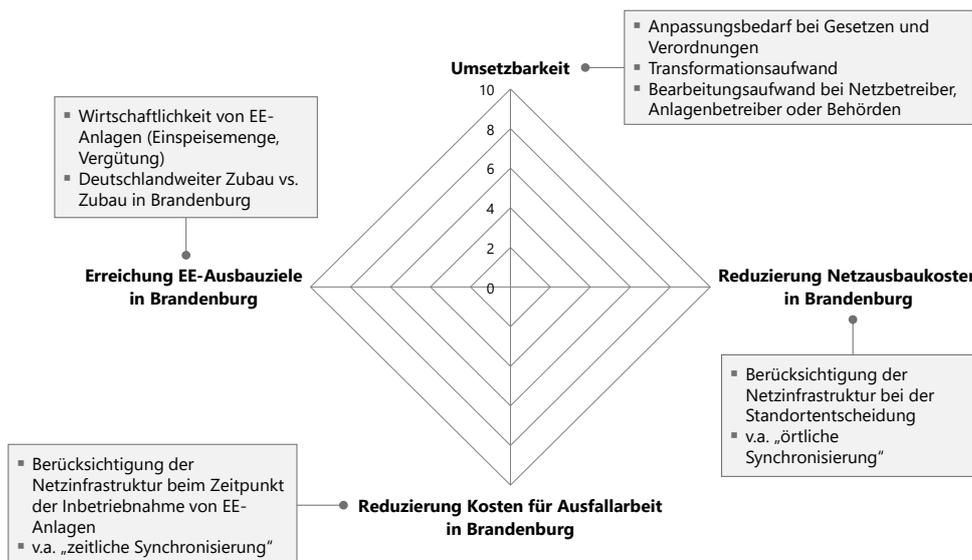


Abbildung 36: Bewertung der Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau

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 Pilotvorhaben in Planung. Sowohl bei einem BKZ für Einspeiser als auch bei einer reduzierten Vergütung der Ausfallarbeit werden deutliche Hürden in der ordnungspolitischen Umsetzung erwartet. Insbesondere die Vereinbarkeit eines BKZ für Einspeiser mit einem diskriminierungsfreien Anschluss von EE-Anlagen ist zu prüfen.

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-Ausschreibemodellen 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“).

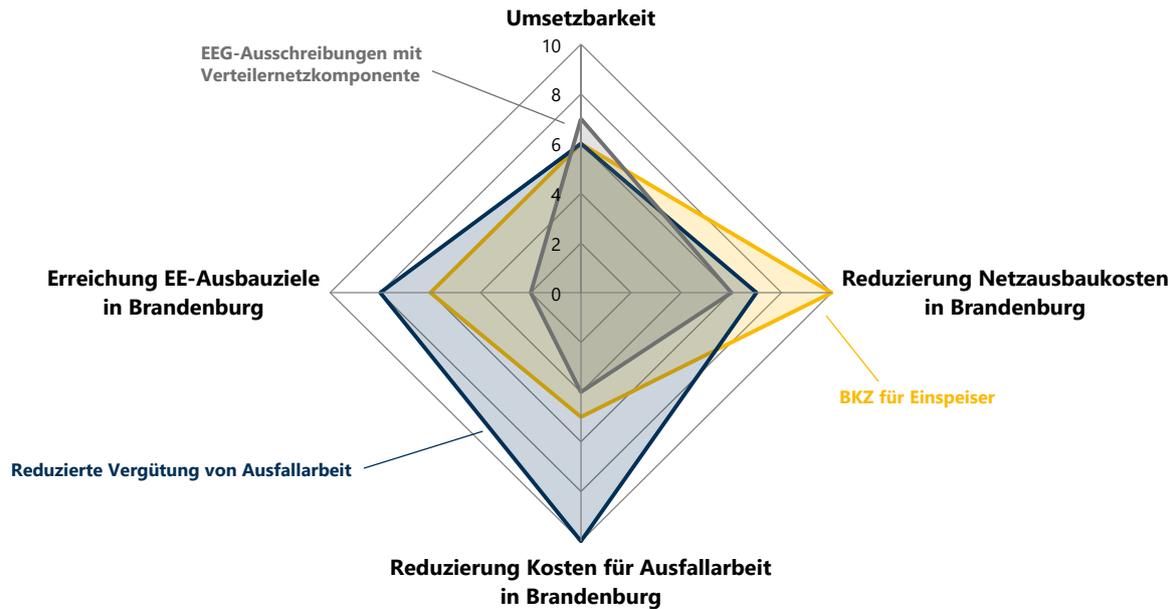


Abbildung 37: Bewertung der Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau

Die **Kosten für Ausfallarbeit in Brandenburg** werden durch eine reduzierte Vergütung der Ausfallarbeit am effektivsten reduziert. Ein BKZ für Einspeiser wirkt indirekt auf die Höhe der Ausfallkosten, da er einen Allokationsanreiz zu netzverträglichen Standorten setzt. Ebenfalls einen indirekten Effekt hat 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. Ein BKZ für Einspeiser wirkt ebenfalls aufgrund der etwas geringeren Wirtschaftlichkeit bedingt förderlich für den EE-Ausbau in Brandenburg. Auch in dieser Kategorie schneidet eine Reduzierung der Vergütung für Ausfallarbeit am besten ab, denn die nicht vergütete Ausfallarbeit kann lokal durch den Anlagenbetreiber genutzt werden und fällt nur solange an, bis das Netz durch den Netzbetreiber verstärkt wurde.

6 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Folgende Schlussfolgerungen konnten aus den Studienergebnissen abgeleitet werden:

1. Netzausbau in Brandenburg ist bis 2030 einspeisegetrieben und insbesondere in den hohen Spannungsebenen notwendig. Der Netzausbaubedarf durch die „Energiewende 2.0“ (E-Mobility, Lastmanagement, etc.) ist geringer als der einspeisegetriebene Ausbaubedarf.
2. Trotz hoher Investitionen der Verteilnetzbetreiber (Investitionen > Abschreibungen) wird sich die Erlösbergrenze im Jahr 2030 aufgrund 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 aufgrund fehlender räumlicher und zeitlicher Kongruenz sowie deutlichem Leistungsunterschied zu den EE-Erzeugungsanlagen nicht nennenswert reduziert werden – auch zukünftig ist die Flexibilität von Einspeisungen für einen sicheren Netzbetrieb notwendig, mit der Folge von Ausfallarbeit.
5. Ein Markt für Flexibilitäten, auf dem auch EE-Erzeugungsanlagen eine Anpassung ihrer Einspeisung anbieten können, hat das Potenzial, die Kosten für Ausfallarbeit in Deutschland und insbesondere in Brandenburg zu reduzieren.
6. Die Reduzierung der Vergütung von Ausfallarbeit fördert die zeitliche und örtliche Synchronisierung von EE- und Netzausbau, reizt „Nutzen statt Abregeln“ an und hat damit eine kostensenkende Wirkung für die Brandenburger/innen.

Folgende nächste Schritte werden empfohlen:

1. Diskussion der Ergebnisse mit allen beteiligten Stakeholdern in Brandenburg
2. Identifizierung der favorisierten Maßnahme oder Maßnahmenkombination
3. Weitere Ausgestaltung der zu favorisierenden Maßnahme und Untermauerung einer Argumentationslinie mit weiteren Untersuchungen
4. Einbringen des Vorschlags in die Prozesse zur Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens.

Für Fragen zum vorliegenden Bericht steht Ihnen gerne zur Verfügung:

Matthias Wessels

E-Bridge Consulting GmbH
Baumschulallee 15
53115 Bonn

Tel: +49 228 90 90 65 19

Fax: +49 228 90 90 65 29

Email: mwessels@e-bridge.com

ANHANG

- A. Simulationsmodelle
- B. Abbildungsverzeichnis
- C. Tabellenverzeichnis

A. Simulationsmodelle

A.1 Übersicht

Ausgehend vom Status quo des Rechts- und Ordnungsrahmens werden die Effekte von Flexibilitäten und Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau auf den Netzausbaubedarf und die Erlösobergrenze in Brandenburg untersucht.

Die zentrale Fragestellung wird in einem vierteiligen Vorgehen untersucht: Im ersten Schritt wird der in Brandenburg erforderliche Netzausbau bis zum Jahr 2030 und die sich ergebende Erlösobergrenze im Status quo des Rechts- und Ordnungsrahmens analysiert. Anschließend werden die Effekte auf Netzausbaubedarf und Erlösobergrenze durch die Nutzung von Flexibilitäten untersucht. Im nächsten Schritt werden die Effekte durch Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau betrachtet. Als Ergebnis der Analyse werden Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen abgeleitet und Handlungsempfehlungen gegeben, welche Anpassungen im Rechts- und Ordnungsrahmen die brandenburgischen Bürgerinnen und Bürger bei den Netznutzungsentgelten entlasten würden.



Abbildung 38: Übersicht des methodischen Vorgehens

Zur Durchführung bedient sich die Studie drei wesentlicher methodischer Instrumente:

- Das Verteilnetzmodell Brandenburg
- Netzsimulationsverfahren
- Verfahren zur Simulation der Erlösobergrenze

Hiermit wird der regionale Bezug der Auswertungen auf Brandenburg sichergestellt, die Quantifizierung des Netzausbaubedarfs wissenschaftlich fundiert durchgeführt und die Berücksichtigung der regulatorischen Vorgaben bei der Abschätzung der Erlösobergrenze sichergestellt.

A.2 Das Verteilnetzmodell Brandenburg

Trotz des Betriebes des brandenburgischen Verteilnetzes durch 35 Netzbetreiber müssen die Auswirkungen auf das Bundesland vollständig untersucht werden.

Viele ordnungspolitische Regeln und praktische Sachzusammenhänge betrachten Netzgebiete einzelner Netzbetreiber. Beispielsweise wird die Erlösobergrenze für jeden Netzbetreiber festgelegt. Ziel der Studie ist es, die Auswirkungen verschiedener Maßnahmen auf das Land Brandenburg zu analysieren. Da das betrachtete Stromnetz in Brandenburg von 35 Verteilnetzbetreibern betrieben wird, ist ein methodischer Ansatz erforderlich, um die aggregierten Auswirkungen auf das Bundesland abzubilden.

Das „Verteilnetzmodell Brandenburg“ fasst das brandenburgische Verteilnetz in einem Modell zusammen und dient als Grundlage für die Untersuchungen.

Zur Analyse der Effekte auf Brandenburg, analog zur Praxis eines Verteilnetzbetreibers, wird ein Verteilnetzmodell Brandenburg (VMBB) betrachtet. Das VMBB definiert sich über seine Strukturmerkmale und seine Erlösobergrenze. In beiden Eigenschaften repräsentiert es das brandenburgische Verteilnetz. Hierzu wurden die veröffentlichten Daten aller Verteilnetzbetreiber, deren Netzgebiet ganz oder teilweise in Brandenburg liegt, aggregiert. Die drei Flächennetzbetreiber E.DIS, MITNETZ Strom und WEMAG werden dabei anteilig einbezogen, entsprechend des Anteils ihres Netzgebietes im Bundesland Brandenburg.

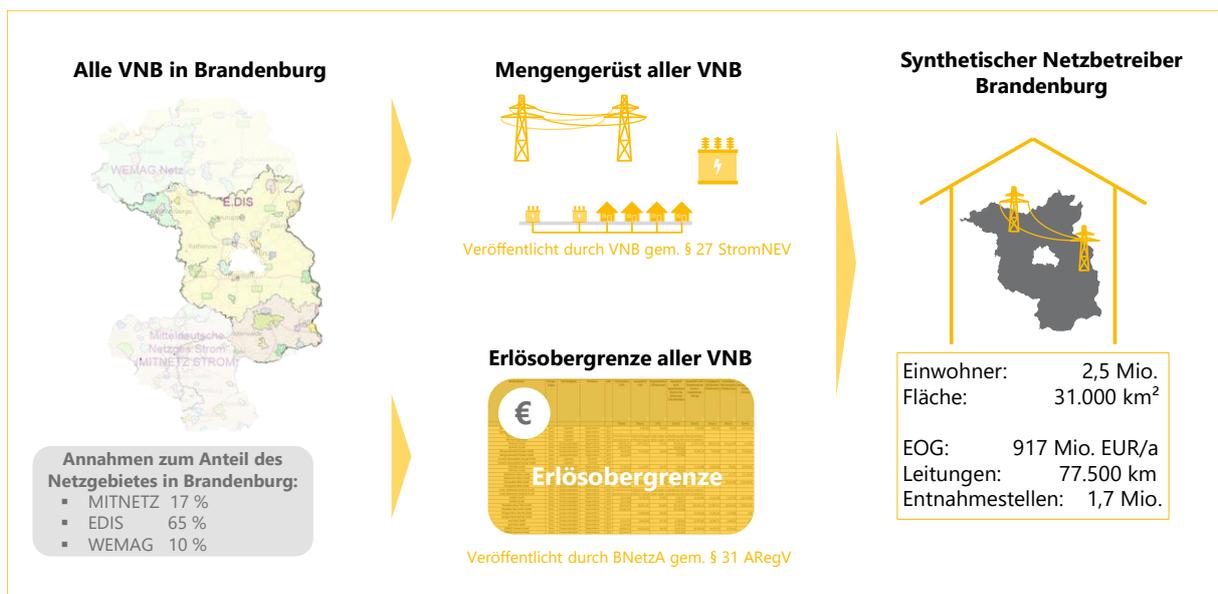


Abbildung 39: Methodischer Ansatz zur Definition des Verteilnetzmodells Brandenburg

Die eingeflossenen Strukturdaten veröffentlichen die Netzbetreiber gemäß § 27 StromNEV und die EOG veröffentlicht die Bundesnetzagentur gemäß § 31 ARegV.

Die aggregierten Werte weichen nur geringfügig von den als Benchmark herangezogenen Werten des Amtes für Statistik Berlin-Brandenburg ab. Hier werden mit dem Stand vom 31.12.2016 die Gesamtfläche mit 29.654,4 km² und die Bevölkerung mit 2.492.103 Einwohnern angegeben³¹.

Synthetischer Netzbetreiber Brandenburg

	Anzahl Entnahmestellen	Stromkreislänge			Installierte Leistung	Entnommene Jahresarbeit	Bezug aus vorgelagertem Netz
	Stk.	Gesamt km	Freileitungen km	Kabel km	MVA	GWh	GWh
HöS/HS	-	-	-	-	-	765	-
HS	293	4.625	4.584	41	-	4.561	-1.447
HS/MS	457	-	-	-	10.767	3.373	4.651
MS	8.966	25.628	6.150	19.478	-	5.479	3.163
MS/NS	22.276	-	-	-	8.390	1.880	5.976
NS	1.663.886	47.243	3.968	43.275	-	5.798	5.141

Geographische Fläche	km ²	31.102
Einwohner	Stück	2.527.849

EOG 2017 (angepasst für 2017)	Mio. EUR/a	917
-------------------------------	------------	-----

Tabelle 2: Strukturmerkmale und Erlösobergrenze des Verteilnetzmodells Brandenburg

Der negative „Bezug aus dem vorgelagerten Netz“ in der Hochspannungsebene macht die Rolle Brandenburgs als Flächenkraftwerk auf den ersten Blick deutlich.

A.3 Netzsimulationen

Grundsätzliches zur Netzsimulation

Um die zentrale Fragestellung der Studie untersuchen zu können, sind Netzsimulationen unerlässlich. In diesen Simulationen werden die Auswirkungen von technischen, regulatorischen oder marktgetriebenen Entwicklungen auf den Netzzustand und der resultierende Netzausbaubedarf quantifiziert.

Die Netzsimulation wird Spannungsebenen übergreifend für die Mittel- und Niederspannung durchgeführt. Die resultierenden Lastgänge fließen in die Simulation der Hochspannungsebene mit ein.

Das Netzmodell besteht aus zwei Teilmodellen: Einem Modell zur Simulation von Mittel- und Niederspannungsnetzen und einem Modell zur Simulation des Hochspannungsnetzes.

Das erste Modell beinhaltet sowohl eine detaillierte Abbildung der Niederspannungsnetze (NS) als auch eine detaillierte Abbildung des zu berechnenden Mittelspannungsnetzes (MS). Die untere Modellgrenze wird durch die NS-Hausanschlüsse und die obere Modellgrenze durch die Hochspannungsschaltanlage des dazugehörigen Umspannwerkes gebildet. Diese Spannungsebenen übergreifende Netzberechnung ist gegenüber dem traditionellen Berechnungsverfahren mit getrennter Betrachtung der Spannungsebenen deutlich komplexer, führt aber zu detaillierteren Netzausbaubefunden, gerade in der NS- und der MS-Netzebene. Ein Untersuchungsschwerpunkt ist der Einsatz von flexiblen Lasten und Speichern. Diese sind mehrheitlich in der NS angeschlossen. Neben einem konkreten Netzausbaubefund ist ein weiteres

³¹ <https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/>

Rechenergebnis des ersten Modells die aggregierte Zeitreihe am HS-Anschluss des Umspannwerks.

Das zweite Modell beinhaltet das vollständige Netzmodell des in Brandenburg liegenden Hochspannungsnetzes der MITNETZ Strom. Die untere Modellgrenze sind die Hochspannungsschaltanlagen, die die Schnittstelle zum MS/NS-Modell bilden. Hier wird die Ergebniszeitreihe aus dem unterlagerten Modell hinterlegt. Die obere Modellgrenze liegt in den Hochspannungsschaltanlagen in den Umspannwerken zum Höchstspannungsnetz, konkret an den Sekundärklemmen der 380/110-kV-Kuppeltransformatoren. Das Höchstspannungsnetz wird in dem Modell als Slack abgebildet.

Simulationszeitraum ist ein Jahr, das stundenscharf simuliert wird.

In den Netzsimulationen, das heißt, in beiden Modellen werden stundenscharfe Jahreszeitreihen betrachtet. Das bedeutet, dass für jede Stunde eines Kalenderjahres ein separater Berechnungszyklus erfolgt. Im Ergebnis ergeben sich orts- und zeitpunktgenaue Netzbelastungsbefunde, aus denen sich konkrete Netzausbaumaßnahmen ableiten lassen.

Modellierung des NS-Netzes

Mehrere synthetische Niederspannungsnetze repräsentieren die unterschiedlichen Charakteristiken realer Niederspannungsnetze in Brandenburg.

Die Nachbildung der NS-Netzebene erfolgt über synthetisch gebildete Modellnetze. Diese Modellnetze basieren auf einer statistischen Auswertung der in Mitteldeutschland zu beobachtenden NS-Abgangslängen, den eingesetzten Leitungstypen, der Verteilung der Hausanschlüsse entlang eines Stranges und der durchschnittlichen Anzahl der Wohneinheiten pro Hausanschluss.

Anhand der installierten Leistung der Ortsnetztransformatoren werden die Niederspannungsnetze in vier Leistungsklassen (160 kVA, 250 kVA, 400 kVA und 630 kVA) typisiert. Dabei bildet jede Leistungsklasse die für sie in der Realität typischen Merkmale ab. Beispielsweise repräsentieren die in die Netzsimulation einbezogenen Niederspannungsnetze mit einer Transformatorgröße von 160 kVA:

- ländliche Niederspannungsnetze mit großen Leitungslängen zwischen den Hausanschlüssen,
- hohe Inhomogenität der Bezugs- und Einspeiseleistungen,
- Verwendung von Kabel- sowie Freileitungen.

Mit steigender installierter Leistung der Ortsnetztransformatoren nehmen die Niederspannungsmodellnetze zunehmend städtischeren Charakter an, welcher sich durch kürzere Leitungslängen, homogenere Leistungsverteilung und die flächendeckende Verwendung von Kabeln definiert.

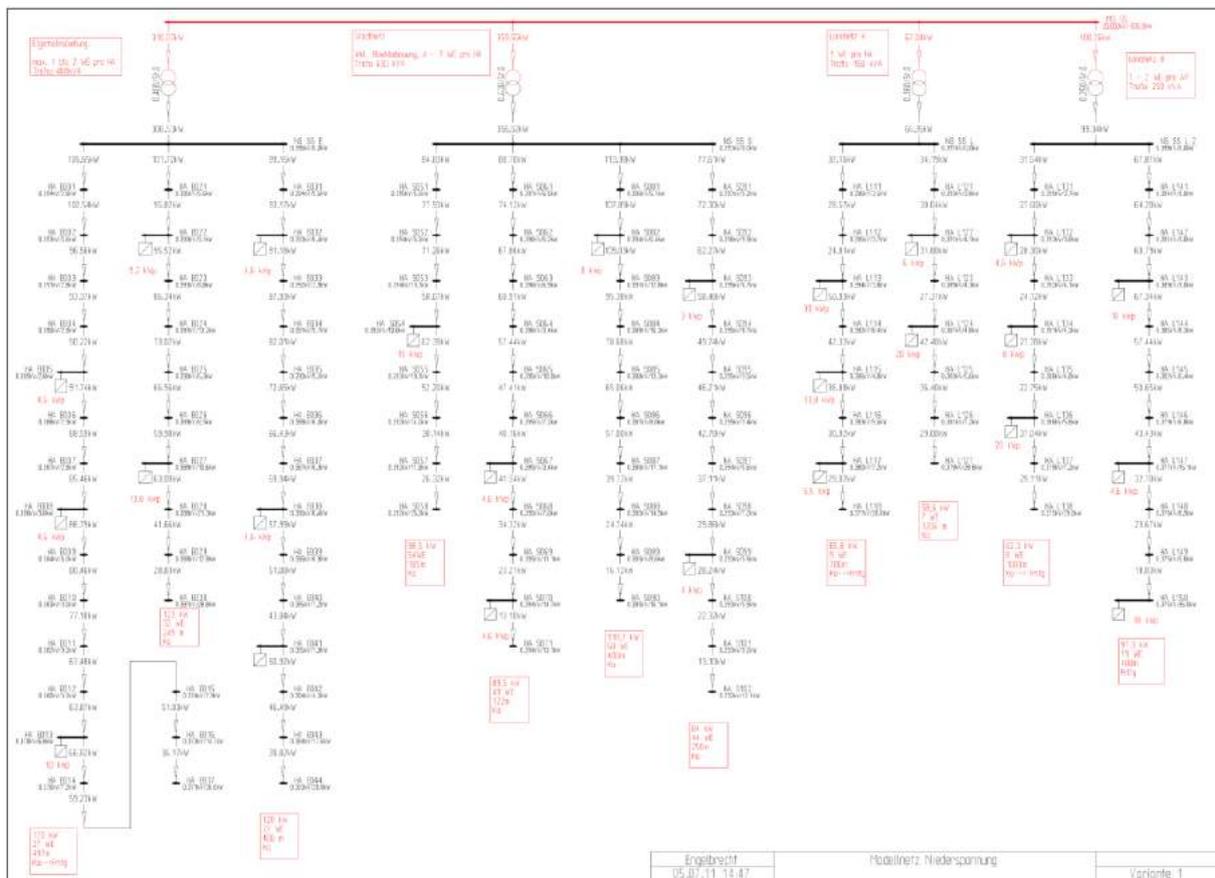


Abbildung 40: Typisierte Niederspannungsnetzwerke

An jedem Netzanschlusspunkt ist eine stundenscharfe Jahreszeitreihe hinterlegt.

Zur Berechnung eines Netzzustandes wird an jedem Netzanschluss (Hausanschluss) ein Leistungswert hinterlegt. In den Untersuchungen wird eine 8.760 Stundenrechnung durchgeführt, das heißt, die hinterlegte Leistung wird für jeden einzelnen Stundenschritt variiert. Basis hierfür bildet eine mit dem Hausanschluss verknüpfte Zeitreihe. Alle Hausanschlüsse werden mit einer identischen Zeitreihe beaufschlagt.

Die synthetischen Zeitreihen spiegeln neben der klassischen Haushaltslast auch das Verhalten aller typischen, flächendeckend vorhandenen Netzkunden wider, wie PV-Anlagen, Wärmepumpen, etc.. Vereinfachend wird eine Gleichverteilung der Leistung auf die Hausanschlüsse unterstellt.

Modellierung des MS-Netzes

In der Modellierung werden vier reale Mittelspannungsnetze simuliert. An den Ortsnetzstationen sind die synthetischen Niederspannungsstränge hinterlegt.

Das Modell der MS-Netze bildet für vier betrachtete Modellregionen jeweils ein reales Netz mit seiner Topologie in der MS ab. An jedem Ortsnetztransformator wird im Modell das entsprechend der installierten Leistung repräsentative NS-Netz hinterlegt. Die Simulation erfolgt geschlossen über die MS- und NS-Ebene. Die direkte Integration der NS-Netze in die Simulation der MS bedeutet für ein Mittelspannungsmodellnetz mit 200 Ortsnetzstationen, dass bei jedem Simulationslauf auch für 200 Niederspannungsnetze eine Berechnung erfolgt.

In der Studie werden vier Modelltypen klassifiziert, die jeweils einer realen Modellregion entsprechen:

Modelltyp	Abgrenzung des Modelltyps	Charakteristiken
Land	UW-Versorgungsbereich ohne Siedlung > 7.000 Einwohner	<ul style="list-style-type: none"> ■ Netzspannung 20 kV ■ Keine Ausprägung separater MS-Stadtringe
Kleinstadt	UW-Versorgungsbereich mit Siedlung > 7.000 Einwohner	<ul style="list-style-type: none"> ■ Netzspannung 20 kV ■ Ausbildung eines MS-Stadtnetzes und ausgedehnte ländliche Versorgung
Speckgürtel	Randbereich einer Großstadt	<ul style="list-style-type: none"> ■ Netzspannung 20 kV ■ Überwiegend MS-Stadtnetze
Stadt	Städtisches Verdichtungsgebiet	<ul style="list-style-type: none"> ■ Netzspannung 10 kV ■ Überwiegend Geschosswohnungen

Tabelle 3: Übersicht der vier Modelltypen

In den vier ausgewählten, repräsentativen Modellregionen werden im Rahmen der Netzsimulation Lastflussberechnungen im Mittel- und Niederspannungsnetz durchgeführt. Für die spätere Hochrechnung auf Brandenburg werden sie entsprechend der realen Netzstrukturen in Brandenburg gewichtet:

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

Die Strukturmerkmale der realen Modellregionen sind im Folgenden aufgeführt.

Modelltyp	Modellregion	MS-Kabel MS-Freiltg. [km]	Ortsnetz- station [Stk.]	NS-Kabel NS-Freiltg. [km]	Hausan- schlüsse [Stk.]	Wohn- einheiten [Stk.]
Stadt	Plauen	277 2	433	598 166	17.423	41.649
Speckgürtel	Cottbus	189 48	210	498 28	9.402	11.852
Kleinstadt	Lauchhammer	147 10	180	352 15	7.300	12.803
Ländlich	Falkenberg	138 46	173	259 25	5.069	7.394

Tabelle 4: Übersicht der Strukturmerkmale der vier Modellregionen

Die exemplarischen Modellregionen umfassen jeweils einen Umspannwerksversorgungsbereich und enthalten keine nachgelagerten Netzbetreiber. Die Mittelspannungsnetze sind vollständig abgebildet.

Die Simulation von Mittel- und Niederspannungsebene erfolgt Spannungsebenen übergreifend. Hierfür ist an jedem Netzanschlusspunkt eine stundenscharfe Jahreszeitreihe hinterlegt.

Zusätzlich zu den in den Niederspannungsnetzen an den einzelnen Hausanschlüssen modellierten Netzkunden sind in den Modellregionen Großkunden direkt an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Sie werden im Modell wie folgt nachgebildet:

- Industriekunden (mit einer Bezugsleistung über 500 kVA werden sie mit ihrer realen Zeitreihe simuliert),
- Erzeugungsanlagen werden in Abhängigkeit vom Energieträger mit separaten Zeitreihen nachgebildet (Mischzeitreihen basierend auf Messzeitreihen an unterschiedlichen Standorten).

Die unterlagerten Niederspannungsnetze werden geschlossen mit dem Mittelspannungsnetz simuliert.

Die Netzmodelle beinhalten die spannungsregelnden HS/MS-Transformatoren. Der Knoten der Hochspannungsseite ist im Modell als Slack implementiert.

Simulationsergebnisse sind die Betriebsmittelauslastungen, das Spannungsniveau jedes einzelnen Netzknotens für jede Stunde des Jahres und der aggregierte Lastgang am Umspannwerk.

Als Simulationsergebnisse werden für alle 8.760 Stunden der Jahressimulation folgende elektrische Größen generiert:

- die Betriebsmittelauslastung aller HS/MS-Transformatoren, MS-Leitungen, MS/NS-Transformatoren und NS-Leitungen,
- das Spannungsniveau an allen MS-Knoten und NS-Hausanschlüssen,
- die aggregierte Wirk- und Blindleistungslastganglinie am Umspannwerk der jeweiligen Modellregion.

Die Simulation errechnet somit sowohl die betriebsmittelscharfen Netzüberlastungen im NS- und MS-Netz als auch den aggregierten Lastgang als Übergabeparameter zum überlagerten HS-Netzmodell.

Modellierung des HS-Netzes

Das reale Hochspannungsnetz der MITNETZ Strom in Südbrandenburg wird vollständig im Modell simuliert. In einem weiteren Schritt erfolgt die Hochrechnung auf Brandenburg.

Für die Netzberechnungen im Hochspannungsnetz wird in dieser Studie das Hochspannungsnetz der MITNETZ STROM in Südbrandenburg zugrunde gelegt. Der identifizierte Ausbaubedarf wird anschließend auf Brandenburg hochgerechnet. Das Modell umfasst alle HS-Betriebsmittel, einschließlich der HS/MS- und HÖS/HS-Transformatoren. Das vorgelagerte Übertragungsnetz ist in diesem Netzmodell nur in reduzierter Form enthalten, wodurch die Einhaltung der Rahmenbedingungen sichergestellt ist. Jedes Umspannwerk der allgemeinen Versorgung ist einem Modelltyp aus dem MS-Modell zugeordnet und die dazugehörige Lastganglinie ist – skaliert anhand der versorgten Einwohner – an der Mittelspannungssammelschiene hinterlegt. Die stundenscharfe Simulation berechnet den Lastfluss für den Betrachtungszeitraum von einem Jahr.

Jedem Umspannwerk wird eine Lastganglinie basierend auf den Simulationsergebnissen der Modelltypen aus dem Mittelspannungsmodell zugeordnet.

Alle Gemeinden des Bundeslandes Brandenburg werden jeweils dem nächstgelegenen Umspannwerk zugeordnet und die Einwohnerzahl der dem Umspannwerk zugeordneten Gemeinden aufsummiert. Im Durchschnitt leben 2,09 Personen in einem Haushalt. Jedes Umspannwerk der allgemeinen Versorgung wird jeweils einem Modelltyp aus dem MS-Modell zugeordnet. Zur Berücksichtigung des unterlagerten Umspannwerkes in der HS-Netzsimulation wird die Jahreslastganglinie der Modellregion im Modell an jedem Umspannwerk hinterlegt. Auch die Umspannwerksregionen, die demselben Modelltyp zugeordnet sind, unterscheiden sich jedoch. Um die individuelle Ausprägung zu berücksichtigen, wird die Lastganglinie der Modellregion mit dem Verhältnis der Anzahl der vom betrachteten Umspannwerk versorgten Einwohner zur Anzahl der vom Umspannwerk in der Modellregion versorgten Einwohner skaliert.

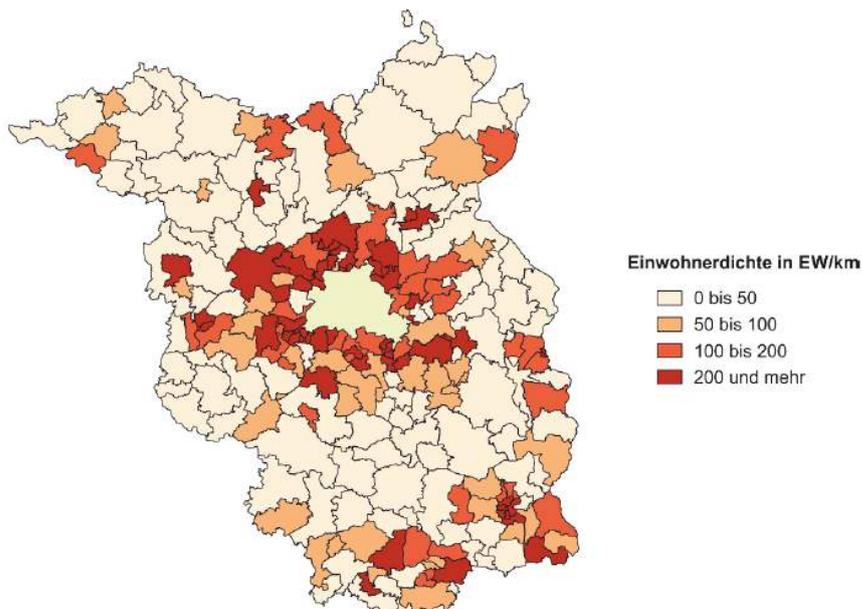


Abbildung 41: Darstellung der Einwohnerdichte auf Basis der Angaben des Amtes für Statistik Berlin-Brandenburg (AfS)

Direkt an das Hochspannungsnetz angeschlossene Kunden werden mit realen Zeitreihen im Modell berücksichtigt.

An die Hochspannungsebene direkt angeschlossene Erzeugungsanlagen werden je nach Primärenergieträger mit separaten Einspeisezeitreihen simuliert. Die Einspeisezeitreihen sind Mischzeitreihen aus Messzeitreihen von verschiedenen, realen Erzeugungsanlagen desselben Primärenergieträgers und ähnlicher installierter Leistung an unterschiedlichen Standorten in Brandenburg. Direkt an die HS-Netzebene angeschlossene Industriekunden werden mit ihrer realen Zeitreihe beaufschlagt.

Ausgangspunkt der Simulationen ist die heutige Netztopologie. Simulationen von Zukunftsbetrachtungen werden ebenfalls mit diesem unveränderten Netzmodell gerechnet. Ein Überschreiten zulässiger Belastungsgrenzen führt zu einem identifizierten Netzausbaubedarf und wird mit einem 1:1-Ersatz des betreffenden Betriebsmittels bewertet. EE-Anlagen können auch über separate Hochspannungsnetze durch den Verteilnetzbetreiber direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden. Diese Methode wird im Netzgebiet der E.DIS bereits umgesetzt. In diesem Fall werden die EE-Anschlussleistung und die neu zu errichtenden Betriebsmittel gesondert bewertet. Weiterführende technisch-wirtschaftliche Optimierungen wurden durch die

Flächenverteilnetzbetreiber der 50Hertz-Regelzone im Netzausbauplan 2017 durchgeführt, sind aber nicht Gegenstand dieser Studie und damit auch nicht der Netzmodelle.

Berücksichtigung des Zukunftsszenarios in der Netzsimulation

Das in dieser Studie betrachtete Zukunftsszenario (2) berücksichtigt unter anderem den im Netzausbauplan 2017 der Flächenverteilnetzbetreiber der 50Hertz-Regelzone identifizierten Zubau an Wind- und PV-Anlagen. Die Prognose beinhaltet Leistungsentwicklungen für Photovoltaikanlagen, welche nach Aufdach- und Freiflächenanlagen unterschieden werden. Die Windenergie-Potenziale werden auf Basis regionalplanerischer und/oder raumordnerischer Festlegungen zu Windeignungs- bzw. Windvorranggebieten sowie deren Einfluss auf den Zubau oder das Repowering von Windenergieanlagen prognostiziert. Die Prognoseergebnisse werden nach Postleitzahlen geordnet ausgegeben und im Netzmodell an das jeweils nächstgelegene Umspannwerk angeschlossen bzw. PV-Dachanlagen gleichmäßig in den Niederspannungsnetzen verteilt. Auch die im Zukunftsszenario quantifizierte Zunahme von neuen Lasten und Speichern wird in den Niederspannungsnetzen gleichmäßig verteilt. Die genaue, technologiespezifische Regionalisierung ist im Kapitel Zukunftsszenario 2030 (2) beschrieben.

Beispiel:

Für das UW 1 wurde eine PV-Leistung von 16 MW prognostiziert. Für Aufdachanlagen wird mit einer durchschnittlichen installierten Leistung von 4,2 kWp/Haushalt gerechnet. Im betrachteten Szenario wird ein Durchdringungsgrad von 25 % unterstellt. Aus der Anzahl der versorgten Haushalte ergibt sich eine installierte PV-Leistung von 1 MWp an Dachanlagen. Zusammen mit den heutigen MS-PV-Direktanschlüssen von 5 MWp sind verteilt im MS-Netz im Zukunftsszenario 6 MWp angeschlossen. Der restliche PV-Zuwachs von 10 MWp wird auf mehrere MS-Netzknotten mit unterschiedlicher Entfernung zum Umspannwerk verteilt.

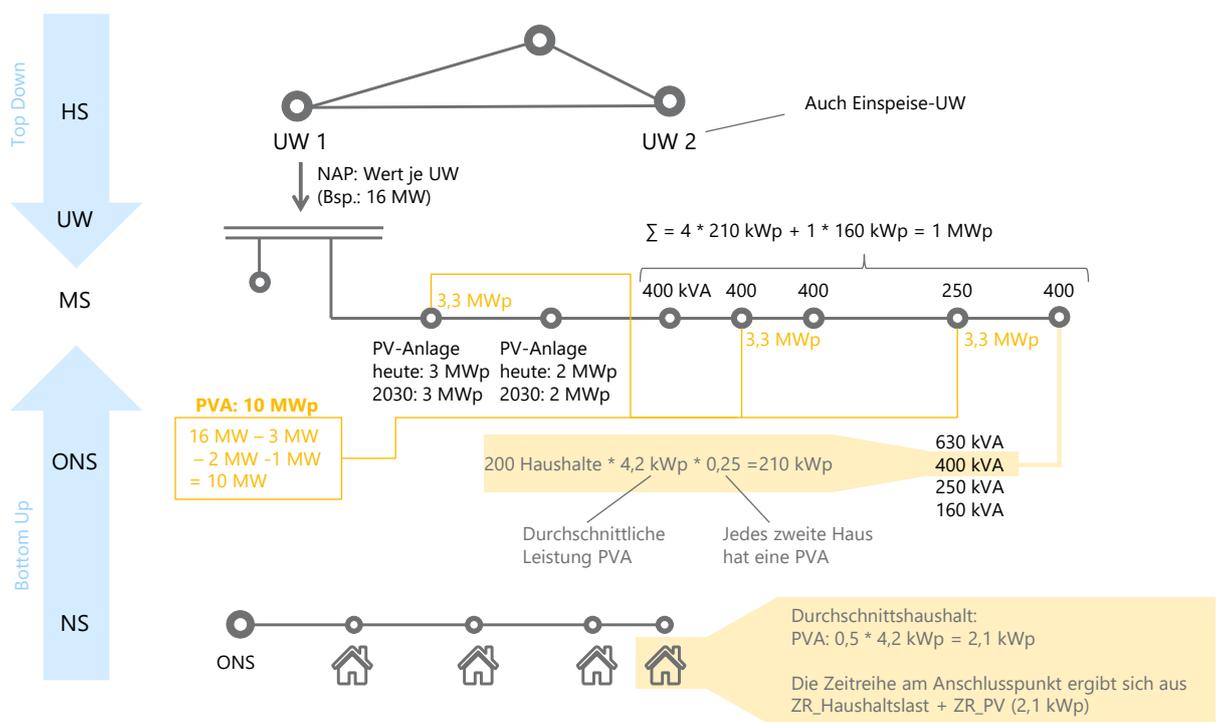


Abbildung 42: Regionalisierung der Szenarioparameter im Netzmodell (Beispiel PV-Leistung)

Die in der Niederspannung hinterlegten Zeitreihen je Netzanschluss sind gemittelt aus den Einzelzeitreihen unterschiedlicher Anlagen, wie zum Beispiel Haushalt, E-PKW und PV-Anlage.

Die Simulation wird als stundenscharfe Jahressimulation durchgeführt, das heißt es werden 8.760 Lastflussberechnungen durchgeführt – eine für jede Stunde des Jahres. Einen elementaren Teil der Netzberechnungen stellen Zeitreihen dar, welche zur Realisierung von quasidynamischen Lastflussberechnungen unerlässlich sind. Im beschriebenen Netzmodell werden Zeitreihen für Anschlussleistungen der Haushalte, Einspeiseleistungen der Erzeugungsanlagen und Bezugsleistungen der Lastkunden benötigt. Für die Netzberechnung muss ein Leistungswert an jedem Netzknoten für jede Stunde hinterlegt sein. Im Modell ist an jedem Netzknoten eine Anschlussleistung (entspricht bei Erzeugungsanlagen der installierten Leistung) und eine auf diese Leistung bezogene, relative Zeitreihe hinterlegt. So wird für jede Stunde der absolute Leistungswert berechnet. Im Modell ist der Strombezug positiv und die Einspeisung negativ definiert.

An den Netzknoten der Haushalte in den NS-Netzen sind Simulationszeitreihen hinterlegt, die sich aus den Zeitreihen der verschiedenen Anlagen im NS zusammensetzen. Die Erstellung der Simulationszeitreihen erfolgt durch Kombination von Bezugs- und Einspeisezeitreihen für:

- A. Klassische Haushaltslasten
- B. E-PKW
- C. Kleinspeicher
- D. Photovoltaikanlagen
- E. Gewerbe/Handel/Dienstleistungen
- F. Wärmepumpen

Jede Einzelzeitreihe wird mit einem Skalierungsfaktor multipliziert. Der Skalierungsfaktor gibt dabei den Durchdringungsgrad der Technologie an. Ein Faktor von 0,25 für PVA weist beispielsweise jedem 4. Haushaltsanschluss eine Photovoltaikanlage zu.

Dadurch entsteht die Möglichkeit, Unterschiede zwischen den einzelnen Niederspannungsnetzen (160 kVA, 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA) in der Durchdringung von Technologien zu simulieren. Ist zum Beispiel die Durchdringung von Aufdach-PV-Anlagen in der Stadt deutlich geringer als auf dem Land, da sich in der Stadt durchschnittlich mehr Wohneinheiten in einem Gebäude befinden, kann der Faktor für PV-Anlagen in der ländlichen Region höher gewählt werden als in der städtischen.

Die Simulationszeitreihe wird schließlich durch eine anhand der installierten Leistungen gewichtete Summation der Einzelzeitreihen gebildet und an den Netzknoten der Hausanschlüsse hinterlegt.

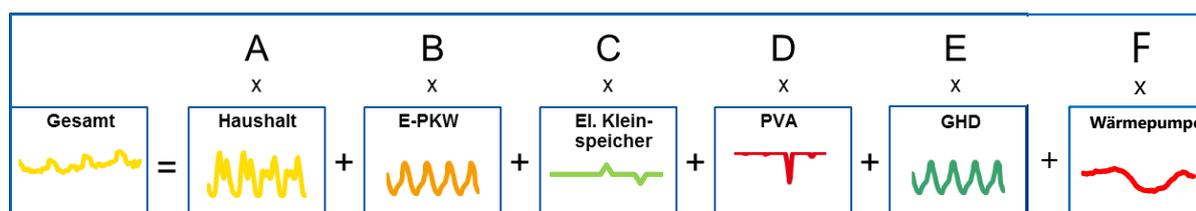


Abbildung 43: Bildung von Simulationszeitreihe durch Einzelzeitreihen in der Niederspannung

Die Elektromobilität steckt noch in den Kinderschuhen. Derzeit gibt es viele unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten und verschiedene Prognosen darüber, wie die flächendeckende

Ausgestaltung aussehen wird. Für die Untersuchungen in dieser Studie werden realistische, aber keine extremen Annahmen für die Ausgestaltung getroffen:

Die Annahmen zur Elektromobilität bewegen sich in der Mitte des Spektrums der technisch verfügbaren Möglichkeiten.

Die Annahmen in den durchgeführten Berechnungen beziehen sich auf die im Zukunftsszenario hergeleitete Anzahl von 150.000 elektrisch angetriebenen Fahrzeugen. Das entspricht einer Durchdringung der PKW in Brandenburg an E-PKW von circa 10 %. Weiterhin wird die Ladeleistung eines Fahrzeugs auf 11 kW mit einer Gleichzeitigkeit aller Haushalte von 20 % zugrunde gelegt.

Neben der wohnortnahen Ladung von E-PKW werden 300 Schnellladestationen im Siedlungsgebiet mit Ladeleistungen zwischen 2 und 3 MW nachgebildet. Diese befinden sich an Einkaufszentren, Parkhäusern, Firmenparkplätzen, etc..

Autobahnahe Ladeeinrichtungen werden ein Lastverhalten und Netzanschlussleistungen aufweisen, die in der Regel eine Integration in bestehende MS-Netze nicht zulassen. Diese Verbraucher werden einen Direktanschluss an das nächstgelegene Umspannwerk (UW) der allgemeinen Versorgung oder einen separaten Hochspannungsanschluss benötigen. Im Allgemeinen werden die dafür anfallenden Kosten als Anschluss- und nicht als Netzausbaukosten eingeordnet. Daher werden diese Anschlüsse im Rahmen der Studie nicht betrachtet.

Netzkunden in der Mittel- und Hochspannung werden mit realen Zeitreihen im Modell abgebildet.

Die installierten Leistungen der MS- und HS-Einspeiser werden, wie die Hausanschlussleistungen, ebenfalls mit relativen Zeitreihen verknüpft, um die absolute Einspeisung in jeder Jahresstunde berechnen zu können. Die Zeitreihen für PV-, Wind- und Biomasseanlagen werden durch Mittelwertbildung von je fünf verschiedenen, realen Zeitreihen von entsprechenden Einspeiseanlagen aus dem Netzgebiet der MITNETZ Strom erstellt. Um regionale Einflüsse zu minimieren, wurden die Anlagen aus dem Netzgebiet gleichmäßig verteilt ausgewählt.

Auch Lastkunden ab einer installierten Leistung von 500 kVA sind mit realen Zeitreihen nachgebildet. Dazu wurden zu den entsprechenden Lastkunden die realen Lastgangsdaten aus dem Jahr 2016 ermittelt und in das Netzmodell eingepflegt.

Modellierung von Flexibilitäten

Die Analyse der Auswirkungen von flexiblen, dezentralen Lasten und Speichern ist ein wichtiger Untersuchungsgegenstand im Rahmen der Studie. Betrachtet werden unter dem Begriff „Flexibilitäten“ in dieser Studie flexible Lasten und Speicher in der Mittel- und vornehmlich in der Niederspannung, also E-PKW, Wärmepumpen, Lastmanagement klassischer Verbraucher, und Batteriekleinspeicher. Die Modellierung der Flexibilitäten erfolgt über Abwandlung der Einzelzeitreihen und dadurch veränderter Simulationszeitreihen.

Für jede Technologie werden zusätzlich zu einer bedarfsgeführten Zeitreihe zwei abgewandelte Einzelzeitreihen entwickelt: Eine, die das Potenzial zur Bereitstellung positiver und eine, die das Potenzial zur Bereitstellung von negativer Flexibilität abbildet.

Definition der in den Netzberechnungen berücksichtigten Flexibilität:

- positive Flexibilität = Einspeiserhöhung oder Lastreduktion
- negative Flexibilität = Einspeisereduktion oder Lasterhöhung.

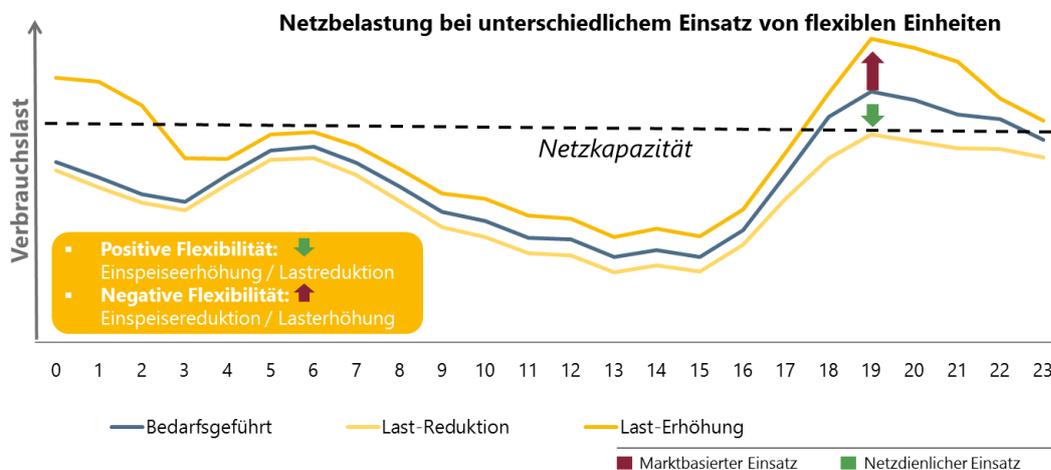


Abbildung 44: Behandlung von Flexibilität im Netzmodell

Die Netzberechnungen erfolgen jeweils in dreifacher Ausführung. Die Berechnungen mit der bedarfsgeführten Zeitreihe ergeben den gegebenenfalls vorliegenden Netzausbaubedarf ohne den gesteuerten Einsatz von Flexibilitäten. Der Einsatz positiver oder negativer Flexibilität zeigt die erreichbaren Entlastungs- oder Belastungseffekte auf das Netz auf. Hierbei sind in der Simulation selbst keine zeitkoppelnden Bedingungen berücksichtigt, sondern es wird für jede Stunde des Jahres das Potenzial der Leistungsanpassung und damit der Netzent- bzw. -belastung ermittelt.

Der Fokus der Untersuchungen liegt auf der Bewertung kritischer Netznutzungsfälle. Dabei sind alle Jahresstunden als kritischer Netznutzungsfall definiert, in denen eine Betriebsmittelüberlastung auftritt.

Hochrechnung der Ergebnisse auf Brandenburg

Aus der Netzsimulation ergeben sich für jede Spannungsebene die Netzengpässe und der daraus abgeleitete Netzausbaubedarf für das Netzgebiet Brandenburg der MITNETZ Strom in der HS und für die vier Modellregionen in den Ebenen MS und NS. Durch eine Hochrechnung wird der Netzausbaubedarf in Brandenburg bestimmt.

Das HS-Flächennetz wird in Brandenburg von drei Netzbetreibern betrieben. Simuliert wird das MITNETZ-Netzgebiet in Brandenburg. Entsprechend des Verhältnisses der versorgten Einwohner im jeweiligen Netzgebiet wird das Mengengerüst der Netzausbaumaßnahmen auf Brandenburg hochskaliert, also der Netzausbaubedarf in den brandenburgischen Teilen der Netzgebiete von E.DIS und WEMAG relativ zum identifizierten Netzausbaubedarf im brandenburgischen MITNETZ STROM-Netzgebiet bestimmt. Die Skalierungsfaktoren betragen für die brandenburgischen Hochspannungsnetze der allgemeinen Versorgung:

- EDIS: 3,92 und
- WEMAG: 0,1.

Folgende Sonderfälle werden bei der Hochrechnung berücksichtigt:

- Separate EE-Hochspannungsnetze werden als konstante Größe zu der allgemeinen Hochrechnung addiert. Konkreter Ausbaubedarf wird hier nicht ermittelt.
- Historisch bedingte Strukturunterschiede zwischen den Netzgebieten werden technisch und wirtschaftlich im Modell ausgeglichen.

Diese Strukturunterschiede kann man zum Beispiel auf die durch den Braunkohlenbergbau hervorgerufenen konstruktiven Besonderheiten einzelner HS-Leitungen mit Baujahr vor 1990 zurückführen. Diese Besonderheiten betreffen nur das brandenburgische MITNETZ STROM-Netzgebiet. Die betreffenden Leistungen sind identifiziert. In einer ersten Simulation wird das nicht korrigierte HS-Netz gerechnet. Die Ergebnisse sind repräsentativ für MITNETZ Strom. In einer zweiten Simulation werden die Leitungsdaten auf den zum Errichtungszeitpunkt geltenden allgemeinen Standard zurückgeführt. Die Ergebnisse der zweiten Rechnung werden auf E.DIS und WEMAG mit den oben genannten Skalierungsfaktoren beaufschlagt.

Die Hochrechnung der Ergebnisse aus Nieder- und Mittelspannungsnetzen erfolgt anhand der Umspannwerksmodelltypen. Die Netzausbaubefunde werden anhand der Anzahl der angeschlossenen Haushalte skaliert. Ein Korrekturfaktor je Spannungsebene dient zur Herstellung der Konsistenz mit dem Verteilnetzmodell Brandenburg (A.2).

A.4 Simulation der Erlösobergrenze

Die Erlösobergrenze für das Verteilnetzmodell Brandenburg dient als Maßstab für die finanzielle Belastung der Brandenburgerinnen und Brandenburger.

Die Auswirkungen von möglichen Maßnahmen bemerken die Brandenburgerinnen und Brandenburger in der Höhe der Netznutzungsentgelte. Diese ergeben sich aus der EOG des jeweiligen Netzbetreibers – in dem Modellansatz dieser Studie aus der EOG des Verteilnetzmodells Brandenburg. Zur Bewertung der Effekte wird daher die EOG im Jahr 2030 betrachtet. Zur Analyse der Auswertungen wird die Entwicklung der EOG ausgehend vom Stand 2017 simuliert. Unterschiedliche Effekte sind dabei zu berücksichtigen.



Abbildung 45: Effekte auf die Erlösobergrenze

Die Veränderung der Erlösobergrenze bis zum Jahr 2030 wird durch mehrere Effekte bestimmt, von denen einige erhöhend und andere reduzierend wirken.

Es gibt sowohl Effekte, die erhöhend auf die EOG wirken als auch Effekte, die reduzierend wirken. Erhöhende Effekte sind insbesondere die Aktivitäten der Verteilnetzbetreiber zur Ermöglichung des Systemwandels: Netzausbau zur Integration von EE und die Weiterentwicklung von intelligenten Methoden im Netzbetrieb. Außerdem ist die Vergütung von Ausfallarbeit ein Effekt, der potenziell eine Erhöhung der EOG verursachen kann. Reduzierend wirken viele Effekte, die sich aus dem regulatorischen Rahmen ergeben. Es ist von einer sinkenden Eigenkapitalverzinsung auszugehen. Das Netzentgeltmodernisierungsgesetz schafft stufenweise die vermiedenen Netzentgelte ab. Durch den Effizienzvergleich wird eine konsequente Effizienzsteigerung forciert, was ebenfalls die EOG reduziert. Der Verbraucherpreisindex hat ebenfalls Einfluss auf die Höhe der EOG. Die regulatorische Nutzungsdauer von Assets ist häufig kürzer als die technische Nutzungsdauer. Daher wirken sich noch funktionsfähige Netzbetriebsmittel, die die regulatorische Abschreibedauer überschreiten und nicht direkt ersetzt werden, ebenfalls mindernd auf die EOG aus.

Die Erhöhung der Erlösobergrenze durch die Investitionen in das Verteilnetz kann sehr genau berechnet werden. Die anderen Effekte werden mit einem geeigneten methodischen Ansatz abgeschätzt.

Zur fundierten Aussage über die Entwicklung der Erlösobergrenze werden diese Effekte separat betrachtet:

Die **Investitionen** (Ersatz und Erweiterungsinvestitionen) in die Netzinfrastruktur ergeben sich aus der Netzsimulation (A.3). Die hier identifizierten Netzbetriebsmittel werden mit den heutigen Anschaffungskosten bewertet und ein linearer Ausbau zwischen 2018 und dem Betrachtungsjahr 2030 unterstellt. Es werden alle Rahmenbedingungen des heutigen Rechts- und Ordnungsrahmens unterstellt, wie beispielsweise die regulatorischen Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 zu § 6 StromNEV. Die Aktivierung der Investitionen wird erhöhend auf die EOG des VMBB.

Die Steigerung des regulatorisch anerkannten, **operativen Aufwands** wird mit 1 % der Investitionskosten angesetzt. Diese Annahme orientiert sich an § 23 ARegV Abs. 1 S. 4, der unter bestimmten Bedingungen neben den Investitionen auch 0,8 % pauschale Betriebskosten für anerkennungsfähig erklärt.

Die **Kosten für Ausfallarbeit** werden im Rahmen der Studie mit einem Worst-Case-Ansatz abgeschätzt. Zur Quantifizierung der Energiemenge werden 3 % der eingespeisten Energie aus EE-Anlagen angenommen, da von einem – entsprechend der Planungsgrundsätze – vollständig ausgebautem Netz ausgegangen wird. Im Jahr 2015 betrug die Menge an Ausfallarbeit deutschlandweit knapp 3 % der eingespeisten Energie aus EE-Anlagen, bezogen auf die gesamte eingespeiste Jahresarbeit aus förderberechtigten EEG-Anlagen. Brandenburg liegt hier deutlich über dem Durchschnitt. Bei vollständigem Netzausbau ist die Menge durch die Spitzenkappingsregelung auf 3 % begrenzt. Es ist also in Brandenburg eine Annäherung an die 3 % von oben in den kommenden Jahren zu erwarten. Daher wird dieser Wert für eine Abschätzung angesetzt. Der Preis für Ausfallarbeit lag 2015 bei etwa 100 EUR/MWh. Das ergibt sich aus dem Monitoringbericht 2016 und den hier angegebenen Werten für Ausfallarbeit und geschätzten Entschädigungsansprüchen für das Jahr 2015. Es ist mit einem sinkenden durchschnittlichen Preis zu rechnen, da bereits aktuelle Ausschreibungen zu geringeren Preisen (Förderung) führen. Im Jahr 2017 liegt der Höchstwert für Förderung von Windenergie an Land noch bei 7,0 ct/kWh. Für das Jahr 2018 sind bereit 6,30 ct/kWh festgelegt. Hier kann von einem starken Preisverfall ausgegangen werden. Da sich Anlagen mit fester Vergütung 2030 aber auch noch innerhalb der Förderdauer befinden werden, wird in dieser Studie eine Reduktion um ein Drittel des heutigen Preises angesetzt. Das heißt, die Ausfallarbeit wird mit 67 EUR/MWh bepreist. Für den Status quo resultieren aus der Abschätzung mit dem Worst-Case-Ansatz 42 Mio. EUR/a an Kosten für Ausfallarbeit in Brandenburg.

Im Netzentgeltmodernisierungsgesetz ist der **Wegfall vermiedener Netzentgelte** geregelt. Im Jahr 2030 werden keine vermiedenen Netzentgelte mehr gezahlt werden, sodass die Veränderung gegenüber der heutigen EOG eine Reduktion um die Summe der im Jahr 2017 angefallenen vermiedenen Netzentgelte ist. Aus den Daten „EEG in Zahlen“ der Bundesnetzagentur und dem Trend der bisherigen Entwicklung der vermiedenen Netzentgelte aus dem Monitoringbericht 2016 kann die Höhe der in Brandenburg im Jahr 2017 anfallenden vermiedenen Netzentgelte auf 63 Mio. EUR interpoliert werden.

Die **Effizienzsteigerung** und **Anstieg des Verbraucherpreisindex** gleichen sich aus, sodass die EOG durch diese beiden Effekte nicht wesentlich beeinflusst wird. Der VMBB hat aktuell einen Effizienzwert von 0,98 %. Es wird eine Effizienzsteigerung auf 100 % unterstellt. In der Berechnung der EOG wird die Effizienz durch den Faktor x_{gen} widergespiegelt. Die aktuellen Prognosen erwarten einen x_{gen} von 0,88 % pro Jahr. Dieser wirkt allerdings nur auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten, die beim VMBB bei circa 450 Mio. EUR/a liegen. Der

Verbraucherpreisindex liegt heute bei 1,05 % pro Jahr Die gegenläufigen Effekte gleichen sich gegenseitig aus.

Die **Eigenkapitalverzinsung** im Netzgeschäft sinkt perspektivisch. Da die regulatorisch vorgegebene Eigenkapitalverzinsung die Rendite des Asset Owners darstellt und daher in die EOG eingeht, wirkt der Effekt reduzierend auf die EOG. Für die permanent sinkende Entwicklung ist in erster Linie die Entwicklung des risikolosen Basiszinses verantwortlich. Die Entwicklung geht von 9,21 % in der ersten Regulierungsperiode über 9,05 % in der zweiten Regulierungsperiode zu 6,91 % für die dritte Regulierungsperiode. Dieser Zinssatz gilt für Neuanlagen, also Investitionen ab 2006. Altanlagen, also bis 2005, werden geringer verzinst (5,12 % in der dritten Regulierungsperiode). Im Übrigen entspricht die regulatorisch festgelegte Verzinsung der Renditeerwartung eines Wertpapier-portfolios. Die Bundesnetzagentur lässt stets vor einer Kostenprüfung ein Gutachten über die Entwicklung der Eigenkapitalverzinsung erstellen. Die Angemessenheit einer solchen Verzinsung wird dann über ein sogenanntes CAPM-Modell (ein Verfahren der Portfoliotheorie) entwickelt. Eine quantitative Prognose der Entwicklung des Eigenkapitalzinssatzes ist aufgrund des komplexen Verfahrens und Hintergrundes (Benchmark Wertpapierportfolio) sehr aufwendig, sodass im Rahmen dieser Studie nur die qualitative Einordnung der EOG-reduzierenden Wirkung vorgenommen wird.

Das **Auslaufen von Netzbetriebsmitteln aus der regulatorischen Abschreibungsdauer** führt zu einer Minderung der anzusetzenden Asset-Base und damit der EOG. Die Auswirkungen dieses Effektes sind sehr stark von der Altersstruktur der Asset-Base abhängig und diese unterscheidet sich stark zwischen den Netzbetreibern. Da hierzu keine öffentlichen Daten verfügbar sind, kann nur die qualitative Wirkung, nämlich eine reduzierende Wirkung auf die EOG, hergeleitet werden.

B. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zukunftsszenario Energielandschaft in Brandenburg 2030	II
Abbildung 2: Netzausbaubedarf bis 2030 in Brandenburg	III
Abbildung 3: Entwicklung der Erlösobergrenze in Brandenburg	IV
Abbildung 4: Regionale Allokation der Flexibilität von Lasten und Speichern in Brandenburg 2030	IV
Abbildung 5: Quantifizierung des Flexibilitätspotenzials in Brandenburg 2030	V
Abbildung 6: Einsparpotenzial von Netzausbaukosten	V
Abbildung 7: Maßnahmen zur Reduzierung der Kosten für Brandenburgerinnen und Brandenburger	VI
Abbildung 8: Bewertung alternativer Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau	VII
Abbildung 9: Einordnung des Zukunftsszenarios "Energielandschaft in Brandenburg 2030"	3
Abbildung 10: Übersicht der verwendeten Voranalysen bei der Erstellung des Zukunftsszenarios	4
Abbildung 11: In das brandenburgische Verteilnetz eingespeiste Energiemenge im Status quo und im Jahr 2030	8
Abbildung 12: Energieerzeugung im brandenburgischen Verteilnetz	8
Abbildung 13: E-Bridge Studiendatenbank: Auswertung zur Anzahl von E-PKW in Deutschland	11
Abbildung 14: E-Bridge Studiendatenbank: Auswertung zur Anzahl von Wärmepumpen in Deutschland	12
Abbildung 15: Preisentwicklung für Batteriespeicher	14
Abbildung 16: Überblick der Regionalen Planungsgemeinschaften in Brandenburg	16
Abbildung 17: Flächenbedarf von Windenergieanlagen im Land Brandenburg	18
Abbildung 18: Methodischer Ansatz zur Untersuchung unterschiedlicher Einflüsse auf den Netzausbaubedarf und die Netznutzungsentgelte in Brandenburg	20
Abbildung 19: Netzausbaubedarf in Brandenburg bis zum Jahr 2030 bei heutigem Rechts- und Ordnungsrahmen	21
Abbildung 20: Netzausbaubedarf in der Hochspannung bei verschiedenen Ansätzen der Spitzenkappung	22
Abbildung 21: Investitionsbedarf in der Hochspannung bei verschiedenen Ansätzen der Spitzenkappung	23
Abbildung 22: Investitionsbedarf für Netzausbau bei heutigem Rechts- und Ordnungsrahmen	24
Abbildung 23: Entwicklung der Erlösobergrenze in Brandenburg	25
Abbildung 24: Flexible Lasten und Speicher als Flexibilitätsquellen	27
Abbildung 25: Flexibilitätspotenzial und zugehörige Annahmen für Elektrofahrzeuge	28
Abbildung 26: Flexibilitätspotenzial und zugehörige Annahmen für elektrische Heizlösungen	29
Abbildung 27: Flexibilitätspotenzial und zugehörige Annahmen für Kleinspeicher	30
Abbildung 28: Flexibilitätspotenzial und zugehörige Annahmen für Lastmanagement	31
Abbildung 29: Flexibilitätspotenzial von dezentralen Lasten und Speichern in Brandenburg	32
Abbildung 30: Vergleich der regionalen Verteilung des Flexibilitätspotenzials und der EE-Einspeiseleistung	32
Abbildung 31: Investitionsbedarf für Netzausbau unter Berücksichtigung von Flexibilitäten	34
Abbildung 32: Maßnahmen zur Reduzierung der Kosten für Brandenburgerinnen und Brandenburger	36

Abbildung 33: Fehlende Berücksichtigung der Netzverträglichkeit bei der Standortentscheidung	38
Abbildung 34: Investitionsbedarf für Netzausbau unter Berücksichtigung der Synchronisierung von EE- und Netzausbau	39
Abbildung 35: Weiterentwicklung des BKZ für Einspeisungen	42
Abbildung 36: Bewertung der Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau	54
Abbildung 37: Bewertung der Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau	55
Abbildung 38: Übersicht des methodischen Vorgehens	59
Abbildung 39: Methodischer Ansatz zur Definition des Verteilnetzmodells Brandenburg	60
Abbildung 40: Typisierte Niederspannungsortsnetze	63
Abbildung 41: Darstellung der Einwohnerdichte auf Basis der Angaben des Amtes für Statistik Berlin-Brandenburg (Afs)	66
Abbildung 42: Regionalisierung der Szenarioparameter im Netzmodell (Beispiel PV-Leistung)	67
Abbildung 43: Bildung von Simulationszeitreihe durch Einzelzeitreihen in der Niederspannung	68
Abbildung 44: Behandlung von Flexibilität im Netzmodell	70
Abbildung 45: Effekte auf die Erlösbergrenze	72

C. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Fläche der Windeignungsgebiete in den Regionalen Planungsgemeinschaften Brandenburgs	17
Tabelle 2: Strukturmerkmale und Erlösobergrenze des Verteilnetzmodells Brandenburg	61
Tabelle 3: Übersicht der vier Modelltypen	64
Tabelle 4: Übersicht der Strukturmerkmale der vier Modellregionen	64

KOMPETENZ
IN ENERGIE

