

Harald Schwarz¹, Rainer Bitsch², Wolf Fichtner³, Rene Pforte³ und Klaus Pfeiffer¹

Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg⁴

Kurzfassung einer Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg

1 Einleitung

Die Energiewirtschaft befindet sich derzeit in einem tief greifenden Wandel. Die sich permanent verändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen führ(t)en zu neuen Strukturen auf den Energiemärkten und die vielfältigen, teilweise konträren Anforderungen hinsichtlich Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit verdeutlichen, dass die Sicherung einer – diese Anforderungen erfüllenden – nachhaltigeren Energieversorgung zu den größten globalen Herausforderungen der Zukunft gehört.

Die Nutzung der Erneuerbaren Energien (EE) ist eine wesentliche Entwicklungsrichtung für eine solche Umgestaltung der Elektrizitätswirtschaft. Bereits heute decken Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien – Wind, Sonne, Wasser und Bioenergie – in der Europäischen Union etwa 15 % der Elektrizitätsnachfrage. Die Europäische Kommission hat in ihrem Entwurf einer Richtlinie zur Förderung Erneuerbarer Energien vom Januar 2008 für das Jahr 2020 ein Ziel von 20 % (gemessen am Primärenergieverbrauch) formuliert; für den Elektrizitätssektor beträgt die Zielsetzung rund 34 %. U.a. durch den Einsatz Erneuerbarer Energien sollen zudem die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 gegenüber 1990 um mindestens 20 % gemindert werden.

Mit dem Beschluss der Bundesregierung zum Integrierten Klima- und Energiepaket vom 05.12.2007 wird in Deutschland ein Anteil von 18 % der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 angestrebt. Bezogen auf den Elektrizitätssektor soll der Anteil der regenerativen Energien laut dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 mindestens 30 % betragen. Dem gegenüber betrug ihr Anteil am Primärenergieverbrauch lediglich ca. 6,7 % (berechnet nach der Wirkungsgradmethode). Der Bruttostromverbrauch in Deutschland wurde im vergangenen Jahr zu ca. 14,2 % (ca. 87,5 TWh) aus Erneuerbaren Energien gedeckt. Innerhalb der kommenden 13 Jahre soll sich damit die Elektrizitätsbereitstellung aus diesen Quellen etwa verdoppeln.

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wie eine solche Menge an Elektrizität aus Erneuerbaren Energien mit ihren jeweiligen Charakteristika (z.B. Fluktuationen bei der Windenergie) in das bestehende System der Elektrizitätsversorgung integriert werden kann. Die Integration

1 CEBra – Centrum für Energietechnologie Brandenburg/Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik

2 Lehrstuhl Dezentrale Energiesysteme und Speichertechnik

3 Lehrstuhl Energiewirtschaft

4 in Kooperation mit Vattenfall Europe Transmission GmbH, envia Verteilnetz GmbH, E.ON edis Netz GmbH, ENERTRAG AG und NAWARO BioEnergie AG

muss zudem in einem Umfeld erfolgen, in dem die Versorgungszuverlässigkeit keinesfalls beeinträchtigt werden darf, der Kraftwerksbestand und der Primärenergieträgereinsatz sich stark verändern werden (u.a. infolge des Ausstiegs aus der Nutzung der Kernkraft und der zunehmend lastfernen Erzeugung) und in dem sich die Akteure veränderten gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z.B. der Anreizregulierung im Netzbereich) ausgesetzt sehen.

Das ‚Energiewirtschaftsland‘ Brandenburg ist durch die skizzierten Veränderungen vor große Herausforderungen gestellt. Aufgrund der natürlichen Gegebenheiten – insbesondere des Vorkommens von Braunkohle und Erneuerbarer Energien – hat die Energiewirtschaft in Brandenburg einen herausragenden Stellenwert. Zudem ist Brandenburg bereits ein Exportland von Energie, inzwischen vor allem für Elektrizität.

Die Landesregierung Brandenburgs hat in der Fortsetzung ihrer Energiestrategie (Energiestrategie 2020) den angestrebten Anteil Erneuerbarer Energien im Jahr 2020 festgeschrieben. Mit Blick auf das darin formulierte Ziel eines Anteils von bis zu 90 % Erneuerbarer Energien an der gesamten Stromnachfrage in Brandenburg im Jahr 2020 im Referenzszenario sowie des angestrebten Weiterbetriebs der Kohlekraftwerke (zukünftig möglicherweise unter Einsatz CO₂ abscheidender Technologien) ist ein umfangreicher Export von Elektrizität in benachbarte Bundesländer und Staaten möglich. Um den Transport der Elektrizität sicherzustellen, sind die bestehenden Übertragungs- und Verteilnetze in Brandenburg an diese Herausforderungen anzupassen.

Vor dem Hintergrund der Diskussionen um Klimaschutz und den Einsatz Erneuerbarer Energien zur Elektrizitätsbereitstellung stehen nun vor allem Fragen der weiteren Braunkohlenutzung und der Systemintegration Erneuerbarer Energien – insbesondere der Windenergie – im Zentrum der energiepolitischen Debatte in Brandenburg. Folgerichtig hat das Ministerium für Wirtschaft des Landes Brandenburg im Jahr 2006 ein Konsortium unter Führung der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus (BTU) mit der vorliegenden Untersuchung zur Netzintegration zukünftiger Potentiale Erneuerbarer Energien beauftragt.

2 Prämissen der Studie

Aus den vorstehend aufgezeigten Entwicklungen wurden folgende Prämissen für die Bearbeitung der Studie abgeleitet:

- Vor dem Hintergrund des Ziels von mindestens 30 % Erneuerbarer Energien im Elektrizitätssektor in Deutschland im Jahr 2020 erfolgt in dieser Studie eine detaillierte Ermittlung der bis zu diesem Zeitpunkt ausschöpfbaren Potentiale Erneuerbarer Energien in Brandenburg.
- Angestrebt wird eine möglichst vollständige Nutzung des bis zum Jahr 2020 und darüber hinaus ausschöpfbaren Potentials Erneuerbarer Energien im Elektrizitätssektor in Brandenburg.
- Für die Ermittlung der Netzausbaumaßnahmen wird aus Gründen eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes das (n-1)-Kriterium zugrunde gelegt.
- Die Analyse der notwendigen Netzausbaumaßnahmen erfolgt unter Berücksichtigung der ermittelten Anschlussleistungen und Einspeisungen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie dem Ist-Stand und den Netzanschlussbegehren konventioneller Kraftwerke gemäß Kraft-NAV sowie dem Anschluss von Offshore-Windenergieanlagen in der Regelzone der Vattenfall Europe Transmission GmbH (VE Transmission).

- Als relevanten Beanspruchungsfall für die Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen wurde das Szenario Starkwind/Schwachlast zugrunde gelegt.
- Die Abschätzung der Transitleistungen im 380-kV-Netz erfolgt für die bisherige UCTE-Netzstruktur⁵ und unter Berücksichtigung der Entwicklung des europaweiten Marktes (eine Ausweitung des Synchrongebietes der UCTE wird nicht berücksichtigt).
- Die Berücksichtigung der Vereinbarungen und Regeln des internationalen Verbundbetriebes.
- Die Darstellung der Berechnungsergebnisse (Netzausbaumaßnahmen, Investitionsbedarf sowie damit zusammenhängende Kosten) erfolgen ausschließlich für das Land Brandenburg.

3 Ergebnisse

Prognose für die Einspeisung Erneuerbarer Energien und daraus resultierende Berechnungsszenarien

Für die Studie wurde mit Bezugsdatum 01.01.2007 für das Land Brandenburg eine genaue Erfassung der zu diesem Zeitpunkt existierenden 2.330 Windenergieanlagen, das Errichtungsdatum, den Anlagentyp, den zuständigen Netzbetreiber und den genauen Netzanschlusspunkt durchgeführt. Insgesamt betrug die installierte Leistung für regenerative Erzeugung zum 01.01.2007 für

- Windenergie ca. 3.100 MW,
- Biomasseverstromung ca. 191 MW.

Die Nutzung von Photovoltaik, Geothermie und Wasserkraft war zum Referenz-Zeitpunkt nur von untergeordneter Bedeutung. Die geografische Verteilung der regenerativen Erzeugerleistung wurde im Raster von 10 km x 10 km dargestellt.

Speziell im Bereich der Windenergie-Einspeisung wurden für alle der ca. 200 derzeit in Brandenburg ausgewiesenen Windvorranggebiete auf der Grundlage des räumlichen Zuschnittes des jeweiligen Gebietes, der noch verfügbaren Teilflächen und der aktuell gültigen Mindestabstände für Windenergieanlagen moderner Bauart ermittelt, welche Leistung zusätzlich installiert werden könnte.

Der so ermittelte Wert von zusätzlich ca. 3.100 MW würde auf Basis eines jährlichen Zubaus von ca. 500 MW (Mittelwert 2001-2006) bis 2012/13 zu einem Ausbau der bisherigen Windvorranggebiete in Brandenburg führen. In einigen Regionen Brandenburgs kontrovers geführte Diskussionen zur Intensität der Windenergienutzung und zu Mindestabständen zwischen Windparks und Wohnbebauung lassen aber vermuten, dass die bisherigen Windvorranggebiete nicht mit der maximalen Anlagendichte bebaut werden und auch der Endausbau später erreicht werden könnte. Somit kann in der Praxis das vorgenannte erschließbare Potential zunächst deutlich unterschritten werden. Die Energiestrategie 2020 des Landes Brandenburg strebt deshalb eine Ausweitung der Flächen der Windvorranggebiete um etwa 50 % auf 555 km² an.

Unter Berücksichtigung einer möglichen Leistungserhöhung durch Repowering, d.h. den Ersatz alter Anlagen durch neue und leistungsfähigere, wird im Rahmen der Studie für das Jahr 2020 im *Szenario I (Basisszenario)* eine installierte Windenergieleistung von ca. 7.000 MW (davon

5 Union for the Coordination of Transmission of Electricity; größtes europäisches Verbundnetz, zu dem auch das deutsche Netz gehört.

ca. 6.000 MW im 110-kV-Netz, ca. 1.000 MW im 380/220-kV-Übertragungsnetz) sowie zusätzlich eine Anschlussleistung von Biomasseanlagen von etwa 760 MW angenommen. Die Energiestrategie 2020 des Landes Brandenburg weist als Ausbauziel für Windenergie inkl. Repowering eine installierte Leistung von 7.500 MW aus. Dieses Ziel korrespondiert daher mit der als Szenario 1 untersuchten Einspeiseleistung.

Für Vorlaufzeiten von 10 bis 15 Jahren zur Realisierung von signifikanten Netzausbaumaßnahmen sollten jedoch auch Szenarien betrachtet werden, die weit über den Betrachtungszeitraum der Energiestrategie, d.h. das Jahr 2020 hinausgehen. Wenn die öffentliche Diskussion in der nächsten Dekade die regionalplanerische Einordnung von räumlich konzentrierten Groß-Windparks (je 500-2.000 MW) ermöglicht, wird in Brandenburg ein zusätzliches Potential von 5 bis 8 GW für derartige Groß-Windparks gesehen.

Aufbauend auf dem Szenario 1 wurden in einem *Szenario 2* die Auswirkungen *zusätzlicher* Groß-Windparks mit einer Summenleistung von 1.500 MW mit mehreren Direktanschlüssen an das 380/220-kV-Übertragungsnetz untersucht. Im *Szenario 3* wird diese *zusätzliche* Windenergieleistung als EE-Hybridkraftwerk unter Einbeziehung anderer Erzeugungsarten sowie Umwandlung und Speicherung mit einer elektrischen Anschlussleistung von 375 MW nachgebildet. Das abschließende *Szenario 4* betrachtet die Auswirkungen von mehreren regional verteilten aber räumlich konzentrierten Groß-Windparks mit einer *zusätzlichen* Summenleistung von 5 bis 8 GW. In den Szenarien 2 bis 4 erfolgte der Anschluss der über das Basisszenario hinausgehenden zusätzlichen Windenergieleistung ausschließlich im Übertragungsnetz der VE Transmission.

Bei den Betrachtungen zur Netzausbauplanung wurden ausgehend von den vier vorstehend erläuterten Grundszenarien bezüglich der EEG-Prognosen für Brandenburg weiterhin Untervarianten untersucht, bei denen die Kraftwerksleistung der konventionellen Bestandskraftwerke nicht eingesenkt sowie der Leistungsfluss in das benachbarte polnische Übertragungsnetz unterbunden wurde.

Unabhängig davon, aus welchen Gründen die Flächen für Windvorranggebiete in den Szenarien 2 bis 4 ausgeweitet werden sollten, ist eine Konzentration dieser Flächen in speziellen Erneuerbare-Energien-Regionen anzuraten, deren Anschlussleistung möglichst direkt in das 380/220-kV-Übertragungsnetz integriert werden kann. Von einer einfachen Ausweitung der bisherigen Windvorranggebiete ohne Prüfung der Verfügbarkeit von Netzanschlusskapazität ist dagegen abzuraten.

Darüber hinaus ist in den kommenden Jahren Augenmerk auf die Entwicklung im Bereich der Photovoltaik zu richten. Während zum Referenzzeitpunkt der Studie, dem 01.01.2007, praktisch kaum elektrische Energieeinspeisung aus Photovoltaik zu erkennen war, zeichneten sich in 2008 bereits mehrere Großprojekte ab, so dass bis 2020 durchaus 200 bis 300 MW installierte Leistung von Photovoltaikanlagen realistisch sind. Während Großprojekte mit installierten Leistungen von jeweils 50 bis 100 MW sich im 110-kV-Netz wie ein zusätzlicher Windpark auswirken, werden die vielen kleinen Dachinstallationen in den Städten zukünftig ebenfalls Auswirkungen auf die dortigen Mittel- und Niederspannungsnetze haben.

Netzausbauplanung für die 110-kV- bzw. 380-kV-Spannungsebene in Brandenburg

Da bei dem zugrunde gelegten Berechnungsansatz Starkwind/Schwachlast erhebliche Leistungsrückspeisungen aus den 110-kV-Netzen in das überlagerte Übertragungsnetz auftreten, ergeben sich vorrangig auf den Leitungen bzw. Leitungsabschnitten vor den 380/110 kV- bzw. 220/110

kV-Umspannwerken teilweise sehr hohe Überlastungen, die sich dann ebenso bei den 380/110-kV- bzw. 220/110-kV-Transformatoren in diesen Umspannwerken widerspiegeln. Zudem stellen sich, im gesamten Brandenburger 110-kV-Netzgebiet verteilt, weitere Engpässe ein. Damit ergeben sich generelle Forderungen nach strukturellen Veränderungen, um die ursprünglich ausschließlich für die Versorgung konzipierten Netze der neuen Aufgabe einer Aufnahme und Abführung von dezentral eingespeisten Leistungen in Größenordnungen anzupassen.

Derartige strukturelle Veränderungen umfassen einerseits den Neubau von Umspannwerken zur gezielten erzeugungsnahen Leistungsabführung in das Übertragungsnetz, um überlastverursachende weiträumige Leistungsansammlungen zu vermeiden. Andererseits sind neue 110-kV-Freileitungen erforderlich, um die neuen 380/110-kV-Umspannwerke in das 110-kV-Netz einzubinden und um in besonders stark belasteten Netzgebieten bestehende Leitungen zu entlasten, indem durch geeignete Verbindungen eine günstigere Leistungsflussverteilung erreicht werden kann. Trotz dieser Neubaumaßnahmen sind bei einer Vielzahl der zurzeit vorhandenen 110-kV-Freileitungen die Übertragungskapazitäten nicht mehr ausreichend. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität bei bestehenden Leitungen werden als praktisch realisierbar folgende Maßnahmen vorgeschlagen:

- Mastwechsel (Ersatz durch höheren Mast) bzw. Masthöheerhöhung mit Leiterseilregulierung des ursprünglichen Leiterseils,
- Ersatzneubau auf einer bestehenden Freileitungstrasse.

Bei einer Reihe von Freileitungsabschnitten ergibt sich das Erfordernis, die Übertragungskapazität durch einen Ersatzneubau mit neuen Leiterseilen zu erhöhen, da eine Masthöheerhöhung mit Leiterseilregulierung nicht ausreichend ist.

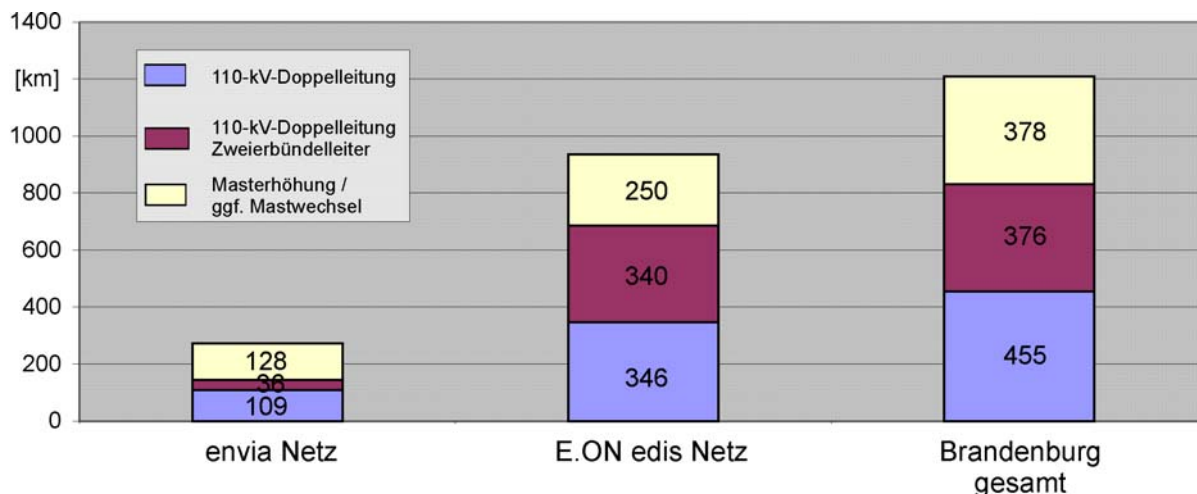


Abb. 1: Mengengerüst für den erforderlichen Freileitungsbau in den Brandenburger 110-kV-Netzen

In Abbildung 1 sind die für das Basisszenario (vollständige Bebauung der Windvorranggebiete in Brandenburg) notwendigen *Netzausbaumaßnahmen* bei Freileitungen für die *Brandenburger 110-kV-Netze* von *E.ON edis* und *envia Netz* dargestellt.

Die zu Zeiten hoher EEG-Einspeisung in die 110-kV-Netze stattfindende Rückspeisung dieser Überschussleistung in das Übertragungsnetz erfordert zusätzliche Transformatoren, da die bisherigen Umspannkapazitäten nicht mehr ausreichen. Das Basisszenario erfordert folgende zusätzliche Transformatorleistungen:

- 110-kV-Netzgruppe der envia Netz 1.200 MVA,
- 110-kV-Netzgruppe der E.ON edis Netz 1.800 MVA.

Darüber hinaus sind weitere erhebliche Aufwendungen in die Erweiterung der Umspannwerke sowie in Netzschutz und Automatisierung erforderlich.

Abbildung 2 zeigt für jedes Berechnungsszenario die Ergebnisse der Netzausbauuntersuchung für den Brandenburger Teil des Übertragungsnetzes von VE Transmission. Das Basisszenario verursacht mit 242 km Freileitungsbau den geringsten Netzausbau. Erwartungsgemäß verursacht das Szenario 4 (Vollintegration) die größten Aufwendungen. Weitere Abhängigkeiten sind direkt aus Abbildung 2 zu entnehmen. Außerdem unterstreicht das Ergebnis die Vorteile von EE-Hybridkraftwerken gegenüber einer direkten Netzintegration von EEG-Leistung (Szenario 2). Die generelle Notwendigkeit eines Netzausbaus kann mit EE-Hybridkraftwerken jedoch grundsätzlich nicht vermieden werden.

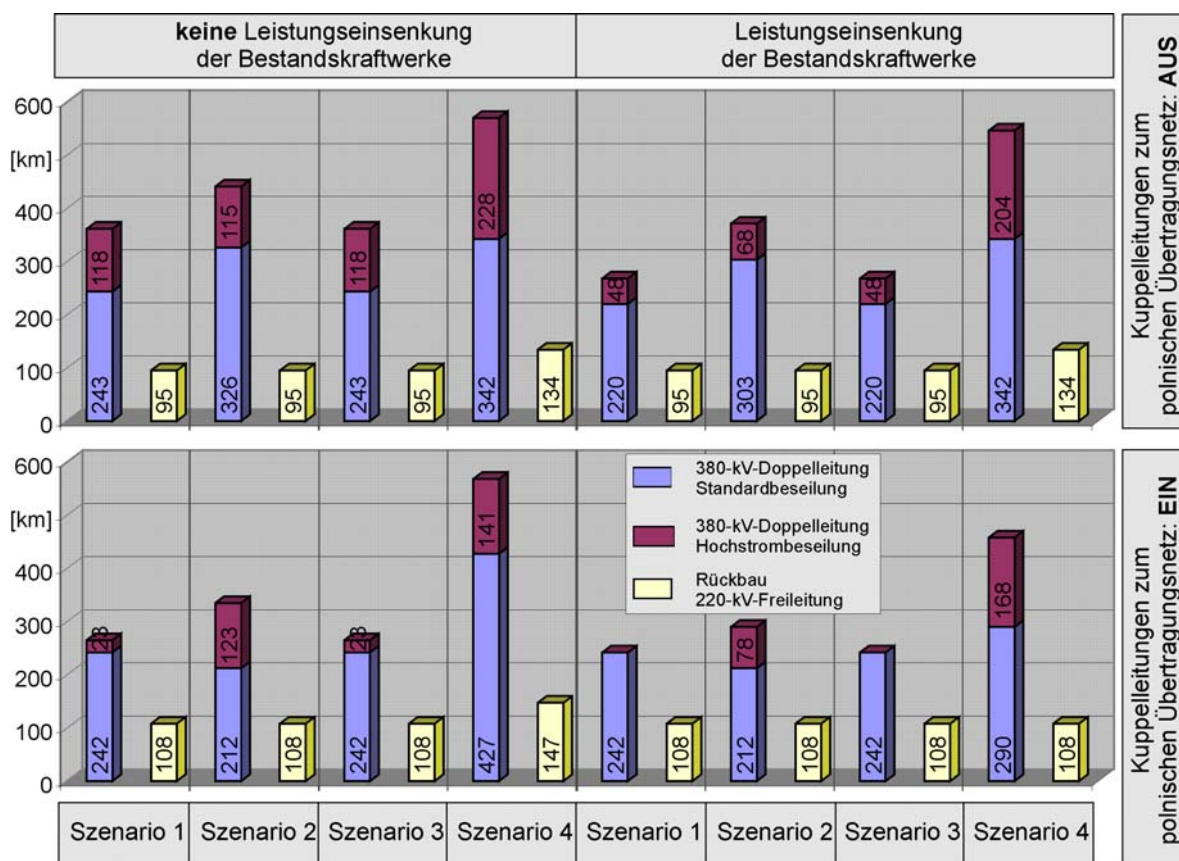


Abb. 2: Mengengerüst für den erforderlichen Freileitungsbau im Brandenburger Teil des Übertragungsnetzes von VE Transmission

Konzeption eines Hybridkraftwerkes auf Basis Erneuerbarer Energien

Eine Möglichkeit für die netzverträglichere Integration Erneuerbarer Energien sind die in der Studie vorgestellten Erneuerbare-Energien-Hybridkraftwerke. Diese unterscheiden sich von den in der Literatur oft beschriebenen virtuellen Kraftwerken oder Kombi-Kraftwerken darin, dass die verschiedenen Komponenten dieser Hybridkraftwerke räumlich nah beieinander angesiedelt sind.

So fasst das in der Studie entwickelte Hybridkraftwerk regional (Umkreis von 20-30 km) die regenerative Erzeugung über ein nicht zur öffentlichen Versorgung gehörendes ‚Einsammel-Netz‘ zusammen, kombiniert diese mit Anlagen (z.B. Gasturbinen oder GuD-Anlagen), die Fluktuationen der regenerativen Erzeugung kurzfristig ausgleichen können, und speist die so erzeugte Elektrizität an *einem* Punkt in das öffentliche Versorgungsnetz ein.

Derartige Hybridkraftwerke eignen sich besonders gut für Regionen, in denen große Windparks (500-1.000 MW) betrieben werden und in denen die Flächen landwirtschaftlich für den Anbau von Biomasse genutzt werden. Durch diese Kombination könnte Biomethan anstatt Erdgas für den Betrieb der o.g. Gasturbine bzw. GuD-Anlage genutzt werden. Als Zwischenspeicher könnte das öffentliche Gasnetz genutzt werden, an das die Gasturbine/GuD-Anlage angeschlossen wird und in das Biomethan eingespeist wird. Für den Betrieb solcher EE-Hybridkraftwerke wurden zwei Optionen entwickelt.

Die erste, eher langfristig zu entwickelnde Option geht von einem grundlastorientierten Betrieb aus. Da im Bereich Windenergie bzw. Photovoltaik bei einer ganzjährigen Betrachtungsweise große Zeiträume der Nichtverfügbarkeit auftreten, müssen große Mengen Energie gespeichert werden. Für diese Anwendung wurde eine Direkteinspeisung aus Windenergie in Höhe von 25 % der installierten Windparkleistung zugrunde gelegt. Dies würde einer Direkteinspeisung von etwa 65 % der Windenergie entsprechen. Die verbleibenden 35 % der Energie aus ‚Windspitzen‘ würden über einen Elektrolyseur in Wasserstoff umgewandelt und ebenfalls in das Gasnetz eingespeist. In Kombination mit einem hohen Anteil Biomethan könnte so die Energie für eine GuD-Anlage bereitgestellt werden, die in windschwachen Zeiten die definierte Einspeisung in Höhe von 25 % der installierten Windparkleistung (entspricht der Nennleistung des Erneuerbare-Energien-Hybridkraftwerks) absichert.

Die zweite Option für ein EE-Hybridkraftwerk zielt auf einen gesicherten Fahrplan-Betrieb für den jeweiligen Folgetag ab. Basierend auf der regionalen Windprognose für den Folgetag werden Einspeisebänder fest vereinbart. Kurzzeitige Unterdeckungen zwischen vereinbarten Lieferungen und regenerativer Erzeugung werden über eine Gasturbine abgesichert. Über entsprechende Pilotanwendungen sollten neben der Entwicklung entsprechender Regelalgorithmen für den Betrieb der Gasturbine auch Modelle für die Bestimmung der Einspeise-Bänder entwickelt werden, mit dem Ziel, mindestens 90 % der regenerativ nutzbaren Energie einzuspeisen.

Da die Gasturbine sowohl von der Leistung als auch von der Betriebsdauer im Vergleich zur vor genannten grundlastorientierten Fahrweise deutlich geringer auszulegen ist, wird eine Versorgung eines derartigen ‚Mittellast-Hybridkraftwerkes‘ mit Biomethan aus regionaler Biomasse deutlich einfacher zu realisieren sein. Als wesentliche Großkomponenten für eine derartige erste Pilot-Anwendung wären die Unterstützung eines Windpark-Betreibers mit ca. 20 bis 50 MW, eine Gasturbine mit 3 bis 10 MW sowie eine regional bereits vorhandene Biogas-Einspeisung erforderlich.

Ermittlung der ökonomischen Effekte

Der *Investitionsbedarf bis zum Jahr 2020* in den Brandenburger Netzen aller Spannungsebenen liegt nach dieser Studie zwischen *ca. 852 Mio. €* im Szenario 1 (bei Nutzung der Kraftwerksabsenkung und einem möglichen Leistungsfluss in das polnische Übertragungsnetz in Höhe von max. 2,5 GW) bis *ca. 1,172 Mrd. €* im Szenario 4 bis zum Jahr 2030 (bei keiner Möglichkeit zur Kraftwerksabsenkung und keinem Leistungsfluss in das polnische Übertragungsnetz). Abbildung 3 zeigt die Aufteilung des Investitionsbedarfs auf die analysierten Komponenten. In Bezug auf die

von der Landesregierung erwartete Stromnachfrage in Brandenburg im Jahr 2020 ergeben sich damit Kosten von 0,49 bis 0,68 ct/kWh (unter Berücksichtigung der anfallenden Betriebs- und Verwaltungskosten für die Netzinfrastruktur).

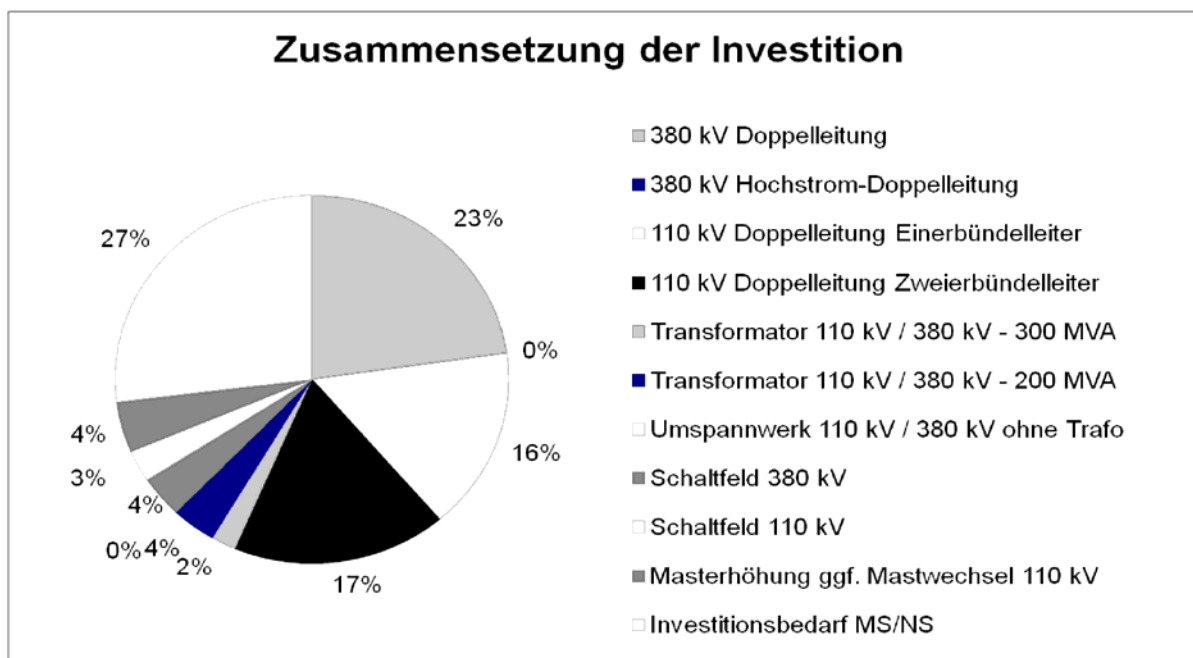


Abb. 3: Zusammensetzung des Investitionsbedarfs für das Szenario 1

Weiterhin wurde ein Modell zur *ökonomischen Analyse für Erneuerbare-Energien-Hybridkraftwerke* entwickelt und grundlegende Daten hierfür zusammengetragen. Als zentrales Bewertungskriterium wurden die Stromgestehungskosten ausgewählt. Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass die *Stromgestehungskosten* in der gewählten Konfiguration für das Jahr 2020 im Bereich von 15,6 bis 16,3 ct/kWh_{el} (die Spanne ergibt sich durch die mögliche Variation der Jahresarbeit des Windenergieanlagen-Clusters an verschiedenen Standorten und Windjahren) liegen.

Den höchsten Anteil an den Stromgestehungskosten hat mit rund 32 % die Elektrolyse (Vollkostenbetrachtung unter Berücksichtigung der Windenergiekosten für die Elektrolyse). Etwa 24 % der Stromgestehungskosten resultieren aus der Erzeugung der Windenergie (Vergütungssatz für die direkt eingespeiste Elektrizität aus dem Windenergie-Cluster), wohingegen rund 21 % der Kosten durch den Bezug der notwendigen Biomasse und etwa 16 % durch die Umwandlung der Biomasse in den Fermentationsanlagen sowie durch die Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans in das Erdgasnetz entstehen.

Die Modellergebnisse verdeutlichen, dass bereits bei einer Blockgröße von 480 MW_{el} Nennleistung des Erneuerbare-Energien-Hybridkraftwerks bei heutigen Energiepflanzen und Anbaumethoden *umfangreiche landwirtschaftliche Flächen* beansprucht werden (etwa 200 bis 220 ha/MW_{el} bezogen auf die Nennleistung des EE-HyKW). Auch andere Nutzungsoptionen im Bereich Erneuerbarer Energien – z.B. biogene Treibstoffe wie Biodiesel, Bioethanol oder synthetische BtL-Treibstoffe, Verbrennung fester Biomasse zur Wärme- und/oder Elektrizitätsbereitstellung, Biomethan als Austauschgas für die Erdgasversorgung – könnten zukünftig große Flächen zum Anbau entsprechender Biomassefraktionen benötigen. Die Flächeninanspruchnahme des Erneuer-

erbare-Energien-Hybridkraftwerks stellt somit, neben den Erzeugungskosten und der verfügbaren Windenergieanlagenkapazität, *den limitierenden Faktor für die Auslegung und die Skalierbarkeit eines solchen Systems* dar.

4 Zusammenfassung

- Da die Energieerzeugung im Land Brandenburg bzw. in Ostdeutschland, gemessen am zeitgleichen Verbrauch, voraussichtlich deutlich über dem Eigenverbrauch liegen wird, kann Brandenburg seine wirtschaftliche Stärke als Energieexporteur in Zukunft weiter ausbauen.
- Im Rahmen der Studie wurde – bei vollständiger und optimierter Flächenausnutzung – auf den bislang ausgewiesenen Windvorranggebieten und unter Berücksichtigung von in 2007 gültigen Mindestabständen eine Gesamtanschlussleistung aller Windenergieanlagen von ca. 7.000 MW identifiziert. Aufgrund der laufenden Diskussion zur Erhöhung der Mindestabstände ist eine Erhöhung der Fläche der Windvorranggebiete erforderlich, um das für 2020 von der Landesregierung angesetzte Ziel von 7 bis 7,5 GW zu erreichen.
- Die Studie verdeutlicht die Notwendigkeit des Netzausbaus zur Aufnahme der
 - Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen,
 - Einspeisung aus EE-Hybridkraftwerken,
 - Einspeisung aus konventionellen Bestandskraftwerken sowie
 - der Einspeisung aus konventionellen Neubaukraftwerken.
- Der Netzausbau beschränkt sich nicht nur auf den Neubau von Freileitungen bzw. auf Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit bei bestehenden Freileitungstrassen. Es sind auch weiterführende Netzausbaumaßnahmen in Schaltanlagen (auch Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit zur Beherrschung der steigenden Kurzschlussstrombeanspruchungen), Transformatoren, Netzschutz und Netzautomatisierung erforderlich.
- In den Brandenburger 110-kV-Verteilnetzen erfordert das Szenario 1:
 - Neubau/Ersatzneubau von 110-kV-Freileitungen 831 km,
 - Erhöhung der Übertragungskapazität von bestehenden 110-kV-Freileitungen 378 km,
 - zusätzlich erforderliche Umspannkapazität HöS/HS
 - 110-kV-Netzgruppe der envia Netz 1.200 MVA,
 - 110-kV-Netzgruppe der E.ON edis Netz 1.800 MVA.
- Im Brandenburger Teil des 380/220-kV-Übertragungsnetzes der VE Transmission umfasst der Neubau für das Szenario 1:
 - 380-kV-Freileitung 242 km.
- Die in den Szenarien 2 bis 4 betrachtete zusätzliche Integration Erneuerbarer Energie im Vergleich zu den in Szenario 1 festgelegten Prognosen verursacht einen zusätzlichen Netzausbau im Übertragungsnetz von VE Transmission.
- Abhängig von den zugrunde liegenden Untersuchungsszenarien sind umfangreiche Investitionen in allen Netzebenen in Brandenburg notwendig:
 - von ca. 852 Mio. € im Szenario 1,
 - bis ca. 1,172 Mrd. € im Szenario 4.

- Die jährlichen Gesamtkosten (Kapitalkosten sowie Betriebs- und Verwaltungskosten) liegen
 - von ca. 80,2 Mio. € im Szenario 1,
 - bis ca. 109,9 Mio. € im Szenario 4.
- Die spezifischen Kosten resultierend aus dem Investitionsbedarf betragen
 - 0,49 bis 0,68 ct/kWh bezogen auf den erwarteten Stromverbrauch in Brandenburg im Jahr 2020.
- Die gesicherte Grundlasteinspeisung sowie die profilbasierte Einspeisung auf Basis von Erneuerbare-Energien-Hybridkraftwerken (EE-HyKW) sind möglich. Für einen großflächigen Einsatz sind die entsprechenden Rahmenbedingungen zu schaffen. Dadurch ist eine deutliche Reduzierung der EE-Ausgleichskosten bei gleichzeitiger Erhöhung des Leistungskredites möglich.
- Die Ergebnisse der ökonomischen Berechnungen zum Erneuerbare-Energien-Hybridkraftwerk zeigen, dass
 - EE-HyKW CO₂-neutral und nachfrageorientiert Elektrizität und regenerativ erzeugten Wasserstoff bereitstellen können,
 - die Stromgestehungskosten des EE-HyKW in der untersuchten Konfiguration (WEA-Cluster, Biomethan-GuD sowie Elektrolyseur zur Wasserstoffherzeugung) für das Jahr 2020 bei etwa 16 bis 17 ct/kWh_{el} liegen,
 - EE-HyKW in der untersuchten Konfiguration mit Nutzung von Biomethan (aufbereitetes Biogas aus Biofermentationsanlagen) umfangreiche landwirtschaftliche Nutzflächen zum Biomasseanbau (ca. 200 bis 220 ha/MW_{el}) benötigen.
- Aufbauend auf den Untersuchungsergebnissen werden deshalb folgende Aspekte in die energiepolitische Diskussion im Land Brandenburg eingebracht:
 - Neben der Ausweitung der Windeignungsflächen zur Erreichung des Ausbauzieles nach Szenario 1 erscheint eine zukünftige Identifizierung von Erneuerbare-Energien-Regionen im Land Brandenburg notwendig, die sowohl ein entsprechendes Windenergie- als auch Bioenergiepotential aufweisen.
 - Angeregt wird die zügige technologische und anlagentechnische Weiterentwicklung des Konzepts von Erneuerbare-Energien-Hybridkraftwerken mit Direktanschluss an das Höchstspannungsnetz und die daran anschließende Realisierung eines Pilotprojektes im Land Brandenburg. Der derzeit bestehende Forschungsvorsprung zu diesem Konzept im Land Brandenburg sollte angesichts paralleler Aktivitäten in anderen Bundesländern sowie im Ausland unbedingt gehalten und ausgebaut werden.
 - Vorgeschlagen wird die weitere wissenschaftliche Analyse des Erdgasnetzes als regionale Transporteinrichtung und Zwischenspeicher für Biomethan sowie z.B. aus Windenergie erzeugten Wasserstoff.
 - Aus netzplanerischer Sicht wäre es wünschenswert, wenn zukünftig Regularien für eine allgemeine Koordination und Optimierung der Netzanschlussplanung von EEG-Anlagen geschaffen werden. Damit kann für die zukünftigen Netzausbaumaßnahmen eine gewisse Planungssicherheit hergestellt werden.

Literatur

Die ausführliche Darstellung der Studie siehe unter
[http://www.wirtschaft.brandenburg.de/cms/media.php/gsid=lbm1.a.1312.de/
Netzstudie_Schlussbericht_final.pdf](http://www.wirtschaft.brandenburg.de/cms/media.php/gsid=lbm1.a.1312.de/Netzstudie_Schlussbericht_final.pdf)

[24.11.08]

Anschrift der Autoren:

Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz
CEBra – Centrum für Energietechnologie Brandenburg
Brandenburgische Technische Universität Cottbus
Walther-Pauer-Str. 5
D – 03046 Cottbus
harald.schwarz@tu-cottbus.de