

100 Prozent erneuerbarer Strom in Berlin-Brandenburg

Simulation von Stromversorgungsszenarien für die Hauptstadtregion

Berit Müller, Caroline Möller, Markus Hlusiak, Jochen Twele



Abbildung 1: Berlin und Brandenburg mit Regionalen Planungsgemeinschaften

Veranstaltungen zu einer energetischen Selbstversorgung von Kommunen kommen mehr und mehr auf die Tagesordnung, wie z.B. Anfang März in Berlin die „Green Lecture“ der Heinrich Böll Stiftung mit dem Gründer der Transition Town Bewegung Rob Hopkins und die Abschlusskonferenz des Forschungsprojektes „EE-Regionen: Soziale und ökologische Selbstversorgung aus Erneuerbaren Energien“. Zwei Fragen stehen dabei im Vordergrund: Welche technischen Potenziale der energetischen Selbstversorgung hat die Region und wie kann die Energiewende gemeinsam mit der Bevölkerung umgesetzt werden? Während sich die Veranstaltungen zunehmend auch den Fragen des sozialökonomischen Transformationsprozesses widmen, ist die Frage des optimalen technischen Systems längst noch nicht geklärt.

Bezüglich der Selbstversorgung ist noch zu unterscheiden, ob die Kommunen von einer bilanziellen energetischen Selbstversorgung sprechen, d.h. ob die im Verlaufe eines Jahres benötigte Energie im selben Zeitraum lokal erzeugt wird, oder ob von einer lastgerechten Selbstversorgung die Rede ist, was bedeutet, dass die zu jedem Zeitpunkt erforderliche Energie aus lokalen Quellen (inkl. Speichern) bereitgestellt werden kann. Das Erreichen einer lastgerechten Selbstversorgung ist sehr anspruchsvoll, da Technologien und Strategien notwendig sind, um die fehlende Gleichzeitigkeit zwischen regionaler Energieerzeugung und -nachfrage auszugleichen. Für eine Betrachtung der Region, auch im überregionalen Kontext, ist die lastgerechte Berechnung zwingend notwendig. Nur so kann der Bedarf an Speichern, thermischen (Heiz-)Kraftwerken und weiteren z. B. auch infrastrukturübergreifenden Ausgleichsmöglichkeiten (Strom/Wärme) für Erzeugungsüberschüsse und Erzeugungsdefizite ermittelt werden. Für den Zugang zu Speichermöglichkeiten haben die Netze eine besondere Bedeutung. Dabei besitzen die Gasnetze in Deutschland das größte Speicherpotenzial. Wärmenetze haben neben einem sehr viel geringeren Speicherpotenzial auch Probleme bei der Langzeitspeicherung. Die Speicherfähigkeit der Stromnetze besteht aus den im Netz integrierten Speichern. Ihre Kapazität wird im Wesentlichen durch die Pumpspeicher bestimmt. Die Stromleitungen selbst können lediglich Erzeugung und Last über große Entfernungen hinweg ausgleichen. Aus lokaler Perspektive jedoch stellen sie Ausgleichsmöglichkeiten dar, da überschüssiger Strom eingespeist werden und zusätzlich notwendiger Strom über das Stromnetz überregional bezogen werden kann.

Die technische Herausforderung ist, mit diesen vielschichtigen Randbedingungen ein effizientes Energiesystem für die Zukunft zu entwickeln. In der Studie, die das Reiner Lemoine Institut 2011/2012 in Kooperation mit den Fraktionen von Bündnis 90/Die Grünen aus Berlin und Brandenburg erstellt hat, wurde in Szenarien untersucht, wie eine 100%ige Strom- und Wärmeversorgung aus Erneuerbaren Energien (EE) für die Region Brandenburg-Berlin (BBB) aussehen könnte. Die zwei Länder charakterisiert eine völlig unterschiedliche Struktur. Berlin hat als Hauptstadt eine hohe Einwohner- und Verbrauchsdichte,

jedoch vergleichsweise wenig Flächenpotenzial um den Endenergiebedarf aus lokalen erneuerbaren Quellen zu decken. Im Gegensatz dazu hat das Berlin umschließende Brandenburg eine teilweise sehr geringe Einwohnerdichte und ein großes Flächenpotenzial.

Die Vorstellung der Studie an dieser Stelle beschränkt sich auf den Teil der Stromversorgungsszenarien. Die Gesamtstudie ist auf der Homepage des RLI zu finden: <http://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2015/12/Möller-Müller-Twele-2012-Szenarioberechnung-einer-Strom-und-W%C3%A4rmeversorgung-der-Region-Brandenburg-Berlin-auf-Basis-Erneuerbar.pdf>

Ziel der Analyse der Stromversorgung war es, Szenarien zu entwickeln, die die Versorgung von BBB mit möglichst günstigem Strom aus Erneuerbaren Energien in jeder Stunde des Jahres sicherstellen. Eine möglichst genaue Darstellung der Situation mit realistischen Annahmen war Voraussetzung, um die Szenarien als Grundlage für die Diskussion zur Gestaltung der Energielandschaft der Region nutzen zu können. Auf der anderen Seite muss die Komplexität der Berechnungen begrenzt werden, um den Rechenaufwand in Grenzen zu halten.

Methodik: Die Szenarien für BBB wurden im Wesentlichen mit zwei Simulationsumgebungen entwickelt, die nacheinander eingesetzt wurden.

Der erste Schritt diente der Optimierung der Zusammensetzung aller zu installierenden Technologien anhand ihrer Systemkosten in einem sogenannten „Ein-knoten-Modell“. Hier wurden zunächst die Daten der Gesamtregion zusammengefasst betrachtet. Auf Basis angenommener Entwicklungen der Technologiekosten und der Brennstoffpreise sowie der stündlichen Werte der Stromnachfrage (dem Bedarfslastgang) und des Strahlungs- und Windangebots wurde errechnet, wie viel Leistung der einzelnen Technologien installiert werden müsste, um einen vorgegebenen Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung zu erreichen.

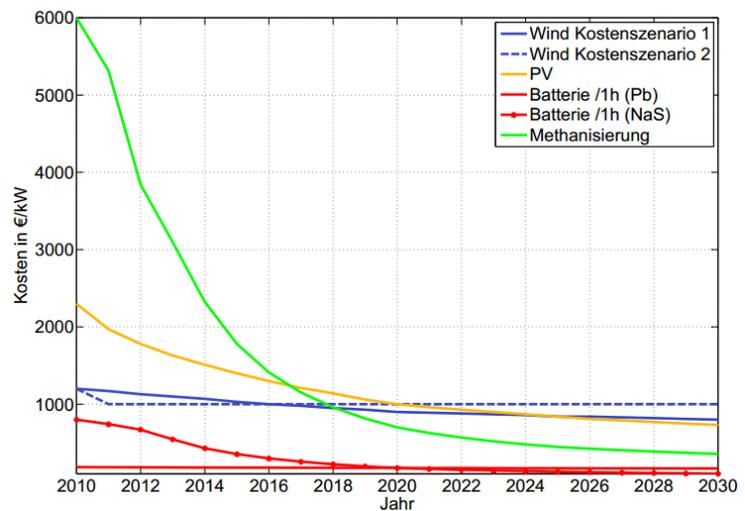


Abbildung 2: Lernkurven der Kosten verschiedener eingesetzter Technologien

Bei der ökonomischen Optimierung wurden die Investitionskosten, die Nutzungsdauer, die Kosten für Fremd- und Eigenkapital und laufende Betriebs- sowie Brennstoffkosten auf die erzeugte Energie bezogen (EUR/MWh). Die Optimierung wurde für Anteile Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von 0% bis 100% durchgeführt. Hierbei stellte die Stromerzeugung aus Biomasse keine Variable dar. Auf Grund der bereits hohen Anzahl von Anlagen zur Nutzung der Biomasse in Brandenburg wurde das Biomassepotenzial konstant mit einem Lastdeckungsanteil von 10 % berücksichtigt. Auf **Abbildung 2** sind die für die Simulationen verwendeten Kosten-Lernkurven der Technologien zu sehen. Für Windkraftanlagen wurde das Kostenszenario 2 verwendet. Weitere für die Simulation verwendete Annahmen zu Betriebs- und Kapitalkosten sind in **Tabelle 1** zu finden.

Für den Fall geringer Akzeptanz des Ausbaus von Freiflächenanlagen wurde, neben der Optimierung mit durch ihre Wirtschaftlichkeit bestimmtem Ausbau von Windkraftanlagen und PV-Systemen, eine Optimierung mit einem auf 6 GW begrenzten Ausbau der Photovoltaik durchgeführt. Für die Windenergie besteht nach einer Studie des BWE bei Ansatz eines Flächenanteils von 2% der Landesfläche ein Ausbaupotenzial von 13 GW¹. In einer weiteren Optimierung im Ein-Knoten-Modell wurde ein Eigenverbrauch von PV-Strom sowie der Einsatz von zum PV-System gehörenden dezentralen Speichern be-

¹ Bundesverband WindEnergie e.V. (Hrsg.): Potenzial der Windenergienutzung an Land, Kurzfassung, 2. Auflage März 2012

rücksichtigt. Bei Strompreisen von angenommenen 28 ct/kWh besteht das wirtschaftliche Interesse einer Eigenstromversorgung, sobald mit einem PV-System niedrigere Erzeugungskosten realisiert werden können.

Tabelle 1: Weitere Annahmen zu Kosten und Lebensdauer der Komponenten

	fixe Betriebskosten (als Anteil an den Investitionskosten)	Lebensdauer [Jahre]
Windkraft	2 %	25
Photovoltaik	1,5 %	30
Batterie	2 %	10
Methanisierung	2 %	30
Gasspeicher	0	100
GuD-Kraftwerk	2 %	30

Investitionskosten GuD-Kraftwerk	750 €/kW
Erdgaspreis	0,05 €/kWh _{th}
Zinssatz	6,4 %

Im zweiten Schritt wurden die Ergebnisse der Optimierung im Einknoten-Modell in ein sogenanntes „Mehrknoten-Modell“ übertragen, das die Region BBB differenziert in sechs Teilregionen betrachtet. Die ermittelten kostenoptimierten Installationsmengen der einzelnen Technologien wurden dazu auf die Teilregionen verteilt. Auf Netzebene wurden für den Leistungsaustausch die begrenzten Kapazitäten des Übertragungsnetzes berücksichtigt. Der Einsatz der Anlagen wurde für ein Referenzjahr simuliert, um

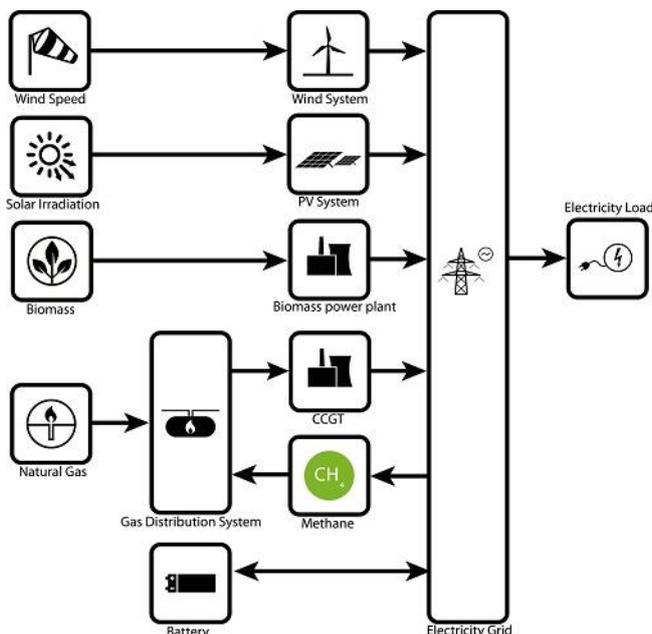


Abbildung 3: Komponenten des Mehrknoten-Simulationsmodells (CCGT steht für „combined cycle gas turbine“)

Aussagen über die Leitungsbelastungen zwischen den Teilregionen, die Ausnutzung der Speicherkapazitäten und den Verlauf der Restlastkurve bei nicht 100 % erneuerbarer Stromerzeugung treffen zu können. **Abbildung 3** gibt einen vereinfachten Überblick über den Einsatz der Komponenten in der Simulation. Die Simulation erfolgte dabei autark für die Region BBB, d. h. ein Leistungsaustausch oder eine Durchleitung von Energie über die Grenzen der Gesamtregion hinweg wurde nicht betrachtet. Dies spiegelt nicht die Realität wider, ist jedoch eine als konservativ einzustufende Annahme. Durch die Kopplung mehrerer (100 %-) Regionen würden sich weitere Ausgleichseffekte ergeben.

Ergebnisse: Folgende Ausgangssituation wurde für die Region BBB recherchiert: Brandenburg deckt seinen Strombedarf (15 TWh im Jahr 2008) bilanziell bereits zu über 60 % aus

Erneuerbaren Energien. Der Hauptanteil an der Erneuerbaren Stromerzeugung erfolgt durch Windkraftanlagen. Ende des Jahres 2012 waren in Brandenburg rund 4.840 MW installiert. Die installierte Photovoltaikleistung betrug Ende 2012 rund 2.150 MW. Weitere in Brandenburg installierte Erneuerbare Energien sind Bioenergie mit rund 350 MW und Wasserkraft mit rund 5 MW installierter Leistung.

In Berlin ist der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch (13,4 TWh im Jahr 2008) mit rund 40 MW installierter Photovoltaik- und 2 MW installierter Windkraftleistung derzeit noch verschwindend gering. Berechnungen aus der Energiebilanz Berlin für das Jahr 2008 ergeben, dass die fossilen Energie-

träger wie Steinkohle, Braunkohle, Heizöl und Erdgas und die Stromproduktion aus Abfällen rund 66 % der Stromversorgung ausmachen. Erneuerbare Energieträger sind nur zu rund 2 % an der Deckung des Strombedarfs beteiligt. Einen großen Anteil haben hierbei die Biomasse und die biogenen Abfälle mit rund 1,8 %. Die restlichen 32 %, die zur Deckung des Strombedarfs notwendig sind, werden importiert.

Um eine Aussage über einen realistischen zeitlichen Verlauf des Ausbaus hin zu 100% Erneuerbaren Energien treffen zu können wurden die Ausbauraten der letzten drei Jahre fortgeschrieben. Selbst bei sehr optimistischen Annahmen konnte die 100%ige Stromversorgung der Region BBB aus Erneuerbaren Energien nicht bis 2020 erreicht werden. Deshalb wurde ein Szenario mit 80% Strom aus Erneuerbaren Energien für 2020 berechnet und das Szenario einer 100%igen Versorgung für 2030 erstellt. Für letzteres werden ca. 9,5 GW installierte Wind-, 10,2 GW Photovoltaikleistung und Speicherkapazitäten in Form von Gasspeichern in Höhe von ca. 530 GWhth benötigt. Speicherkapazitäten von ca. 11 GWhel werden in Form von Batteriespeichern benötigt. Für thermische Kraftwerke besteht im Jahr 2030 ein Restbedarf von 3.000 MW installierter Leistung. Hierfür ist ein Zubau von ca. 1.000 MW zusätzlicher Gaskraftwerke notwendig, unter der Annahme, dass alle sonstigen bestehenden fossilen Kraftwerkstypen nicht einsetzbar sind, da sie auf die geforderten Leistungsänderungen nicht adäquat reagieren können bzw. ihnen für ein 100%-Szenario der erneuerbare Brennstoff fehlt. Die Gaskraftwerke können teilweise (2020) bzw. vollständig (2030) mit erneuerbarem Methan befeuert werden. **Abbildung 4** zeigt die Zusammensetzung der Energiekosten für die Stromerzeugung unter Zugrundelegung der Kostenannahmen für das Jahr 2030. Dieser Kostenentwicklung liegt die Annahme zugrunde, dass die Stromerzeugung aus Bioenergie gleichzusetzen ist mit den Kosten der Stromerzeugung aus Erdgas. Der Erdgaspreis wurde mit 5,0 ct/kWh_{th} angenommen.

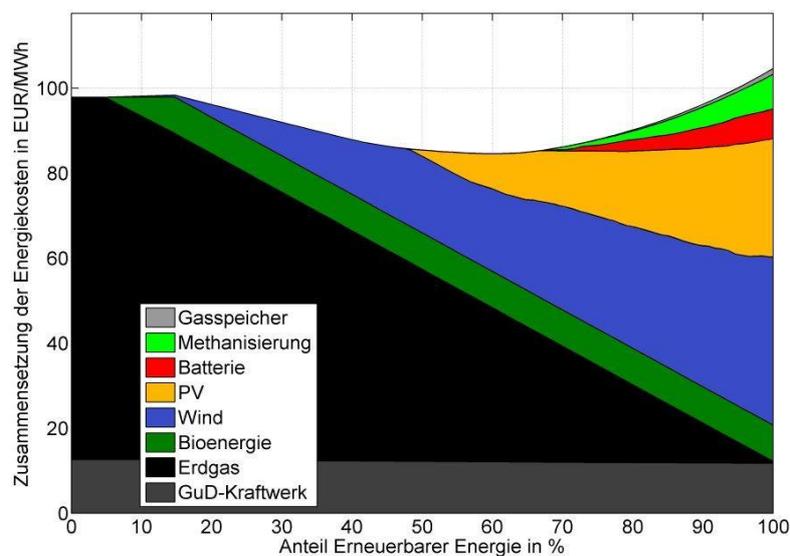


Abbildung 4: Zusammensetzung der Energiekosten im Jahr 2030, bei Simulation ohne Begrenzung des PV-Ausbaus

Mit einer Begrenzung des PV-Ausbaus auf 6 GW gehen eine Verringerung der notwendigen elektrischen Speicherkapazität und ein steigender Bedarf an Methanisierungsanlagen und Gasspeicherkapazität einher. Die im Resultat etwas höheren Stromerzeugungskosten liegen dennoch in der Größenordnung von 11 ct/kWh.

Abbildung 5, mit der installierten Leistung über dem Anteil Erneuerbarer Energien, bezieht sich auf die Simulation, die neben dem Gesamtsystem auch den Eigenverbrauch von PV-Strom optimiert. Hier wird sichtbar, dass Photovoltaikanlagen, die in Kombination mit Batteriespeichern zur Deckung des Eigenbedarfs eingesetzt werden, im hier dargestellten Jahr 2030 schon bei kleinen EE-Anteilen konkurrenzfähig sind. Die Installation zentraler PV-Anlagen rentiert sich erst ab einem Deckungsanteil durch Erneuerbare Energien zwischen 50 und 60 %. Der zusätzliche Effekt der Eigenstromversorgung ist eine Entlastung

der Netze durch dezentrale Kombination von Erzeugung und Verbrauch. Weitere Effekte müssen im Sinne der Netzplanung vertieft untersucht werden.

Bezüglich der Speicher ist festzustellen, dass Batteriespeicher eine hohe Zyklenanzahl benötigen um wirtschaftlich zu werden, weshalb sich ihr Ausbau eher an dem Ausbau der Photovoltaik, mit ihren gleichmäßigen Tag-Nacht-Schwankungen der Stromerzeugung, orientiert. Die hohen Speicherkapazitäten von Gasspeichern eignen sich, um längere Flauten der stark schwankenden Stromproduktion aus Windenergieanlagen zu überbrücken.

Durch die Betrachtung im Mehr-Knoten-Modell konnten die Leistungsflüsse im Höchstspannungsnetz ausgewertet werden.

Für die Auswertung des Szenarios 2020 war erkennbar, dass die Übertragungskapazitäten nach den in der Studie vorgenommenen Berechnungen und in der autarken Betrachtung der Region BBB ausreichen. Lediglich auf der Leitung von der Teilregion Oderland-Spree nach Berlin war für 140 Stunden im Jahr ein Engpass erkennbar. Die Leitungsbelastung kann in der Realität jedoch höher sein, da beispielsweise Durchleitungen von erneuerbarem Strom durch die Region BBB in den Süden Deutschlands und der Export von Braunkohlestrom nicht ausgewertet wurden.

Fazit: Eine 100%ige Stromversorgung der Region BBB aus Erneuerbaren Energien erscheint denkbar. Die dafür notwendige installierte Photovoltaikleistung kann erreicht werden, wenn die mittlere Ausbaurate der Jahre 2009 bis 2011 weiter fortgeschrieben wird. Die notwendige Verdopplung der installierten Windleistung ist ein ambitioniertes Ziel, das jedoch nicht dem Flächenziel von 2 % der Landesfläche widerspricht.

Aus dem in dieser Studie entwickelten Szenario 2020 ergibt sich für die nahe Zukunft ein neues Anforderungsprofil für die fossile Reststromversorgung. Zukünftig müssen fossile Kraftwerke ihre Stromerzeugung zeitlich sehr flexibel regeln und unmittelbar auf Lastschwankungen reagieren können. Gut geeignet für solche Anforderungen sind moderne erdgasbetriebene GuD-Kraftwerke. Braunkohlekraftwerke sind für diese Aufgabe ungeeignet, da eine Regelung von Braunkohlekraftwerken nur kurzzeitig über die Drosselung der Dampfzufuhr möglich ist, jedoch nicht über einen längeren Zeitraum. Zudem ist dabei eine Einsparung von Rohstoffen und CO₂-Emissionen kaum möglich, da die Feuerung nicht in einem derart kurzen Zeitraum heruntergefahren werden kann. Die in den Szenarien berechneten Einsatzstunden der Gaskraftwerke (2400 Vollaststunden für das Alternativszenario 2020) bedeuten, dass diese mit dem heutigen Marktmodell nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Für den schnelleren Umstieg auf diese modernen Kraftwerke sind neue Energiemarktmodelle notwendig.

Die Studie verdeutlicht, welche Möglichkeiten die Region BBB für den Beitrag zu einer Erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland bietet. Die ausführliche Darstellung der Annahmen soll jedoch auch dafür sensibilisieren, dass Simulationen nur Berechnungen von Szenarien sind. Sie können große Dienste leisten für die Einschätzung von Möglichkeiten, sie beruhen jedoch immer auch auf Annahmen, die bei der Nutzung und Interpretation der Ergebnisse eine wichtige Zusatzinformation sind.

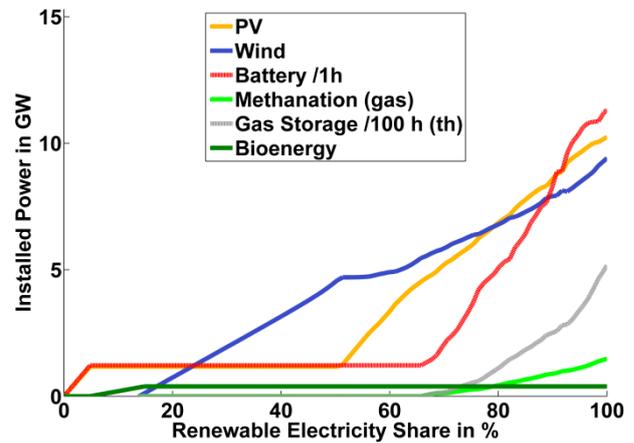


Abbildung 5: Installierte Leistung bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energien optimiert auf minimale Kosten im Jahr 2030 unter Berücksichtigung von dezentralen PV-Batteriespeicher-Systemen