

Übergang zu einer regionalen Stromversorgung aus 100 % Erneuerbaren Energien aus PV, Windkraft, Batterien und EE-Methan am Beispiel des Allgäus

M. Hlusiak und Ch. Breyer

Reiner Lemoine Institut gGmbH

Ostendstraße 15, 12439 Berlin, Deutschland

Tel.: +49 30 5304 2000

E-Mail: christian.breyer@rl-institut.de

Internet: www.reiner-lemoine-institut.de

1. Motivation

Ein Energieversorgungssystem mit hohen Anteilen fluktuierender Elektrizitätsquellen wie Photovoltaik (PV) und Windkraft zu entwerfen und zu betreiben ist eine Herausforderung. Es gibt jedoch viele Länder oder Regionen, die eine Stromversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien (EE) anstreben: die Cookinseln [1,2], Costa Rica [3], Dominica [2], Fidschi [4], die Malediven [2], Niue [4], die Region Oberland in Bayern [5], Schottland [6], Tokelau [7], Tuvalu [2] und Vanuatu [4]. Wir verwenden hier das Allgäu als Anschauungsbeispiel für eine solche Region.

Um die Größe eines Stromversorgungssystems, das in der Lage ist, eine vorgegebene Stromnachfrage jederzeit zu decken, zu bestimmen, entwerfen wir ein Energiemodell und führen stundenaufgelöste Simulationen für ein ganzes Jahr durch. Das System wird dann unter bestimmten Nebenbedingungen optimiert.

2. Vorgehen

2.1 Systemmodell und Simulation

Wir haben für unsere Simulationen ein Modell entwickelt, das einige wenige Energieproduktions- und -speichertechnologien enthält. Innerhalb des Modells optimieren wir die Größe der Komponenten, unter bestimmten Nebenbedingungen, auf geringste Stromgestehungskosten [8]. Wir berücksichtigen die zwei „unbegrenzt“ zur Verfügung stehenden erneuerbaren Ressourcen Solarstrahlung und Wind sowie zwei weitere, deren Potenzial zwar nicht vernachlässigbar aber dennoch beschränkt ist: Wasserkraft und Biomasse.

Besonders für hohe EE-Anteile sind Speichertechnologien notwendig. Wir berücksichtigen Batteriespeicher und Power-to-Gas-Anlagen, die Elektrizität in brennbare Gase wandeln, die wiederum als Brennstoff zur Wiederverstromung dienen können. Biomethan aus Biomasse ist ebenfalls einfach speicherbar und ergänzt die anderen Speichertechnologien.

Das Energiesystem wurde in zwei Schritten simuliert. Der erste Schritt war, zu bestimmen, wie viel PV- und Batteriekapazität verbraucherseitig, im Wettbewerb mit dem Netzstrombezugspreis, installiert würde. Die Elemente dieses Simulationsschrittes sind auf der rechten Seite der Abb. 1 dargestellt. Der zweite Schritt war, ein kostenoptimiertes netzseitiges System zur Deckung der Residuallast zu konfigurieren. Dieses vom Stromversorger betriebene System enthält als Erzeuger verschiedene EE-Anlagen sowie als Speicher Batterien und Power-to-Gas-Anlagen samt Gasspeicher [8,9]. Ein wichtiger Teil des Systems ist ein Gas-und-Dampf-Kraftwerk. Im nicht-erneuerbaren Fall ist es, dann betrieben mit Erdgas, der einzige Stromerzeuger. Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energie wandelt sich sein Brennstoff kontinuierlich zu EE-Methan.

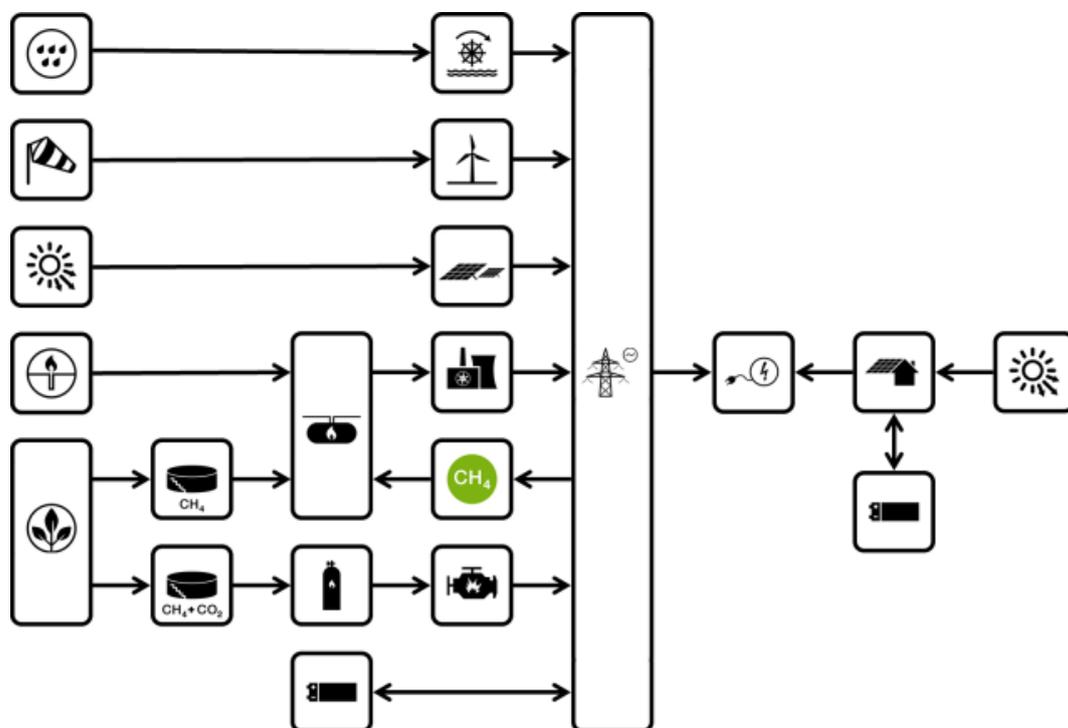


Abbildung 1: Das für die Simulationen in diesem Beitrag verwendete Energiesystem. Die zentrale Stromlast wird von zwei Untersystemen gedeckt. Das linke Teilsystem ist die netzgekoppelte Stromversorgung aus (von oben nach unten) Laufwasserkraft, Windenergieanlage, PV, GuD-Kraftwerk mit Brennstoffbezug aus Gasspeicher, EE-Methanisierung, biogasbetriebener Verbrennungsmotor und Batteriespeicher. Die Ressource links unten ist Biomasse, die als Biomethan in den Gasspeicher oder als Biogas in den unteren Pfad fließt, wo sie vor der Verstromung zwischengespeichert werden kann. Der Gasspeicher kann Erdgas beziehen, falls die anderen Quellen nicht ausreichen. Der rechte Teil steht für die verbrauchereigenen Systeme aus Dachflächen-PV und Batteriespeicher.

Um die Simulation nicht zu verkomplizieren wurde die Netzausdehnung vernachlässigt. Auch wurde das gesamte System als autark angenommen und kein Zusammenspiel mit der Außenwelt zugelassen. Mit Annahmen zu Kosten, wie wir sie zum Ende des Jahrzehnts (2020) erwarten, dargestellt in Tabelle 2, untersuchen wir die Kostenobergrenze für, sowie Hinweise auf einen wirtschaftlichen Transformationspfad zu einer rein erneuerbaren Stromversorgung.

2.2 Zeitaufgelöste Daten

Alle Simulationen wurden stundenaufgelöst für die Dauer eines Jahres durchgeführt und beruhen auf Daten örtlicher Solareinstrahlungen, Windgeschwindigkeiten und Wasserkraftleistungen sowie der Lastkurve. In einem Stromnetz müssen Stromerzeugung und -verbrauch zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sein. Deswegen ist es nicht ausreichend nur Jahresdurchschnitte oder jährliche Energiemengen zu betrachten. In unserem Modell bestimmen wir den Zustand aller Systemkomponenten zu jeder Stunde des Jahres, um die Last zu jedem Zeitpunkt zu decken.

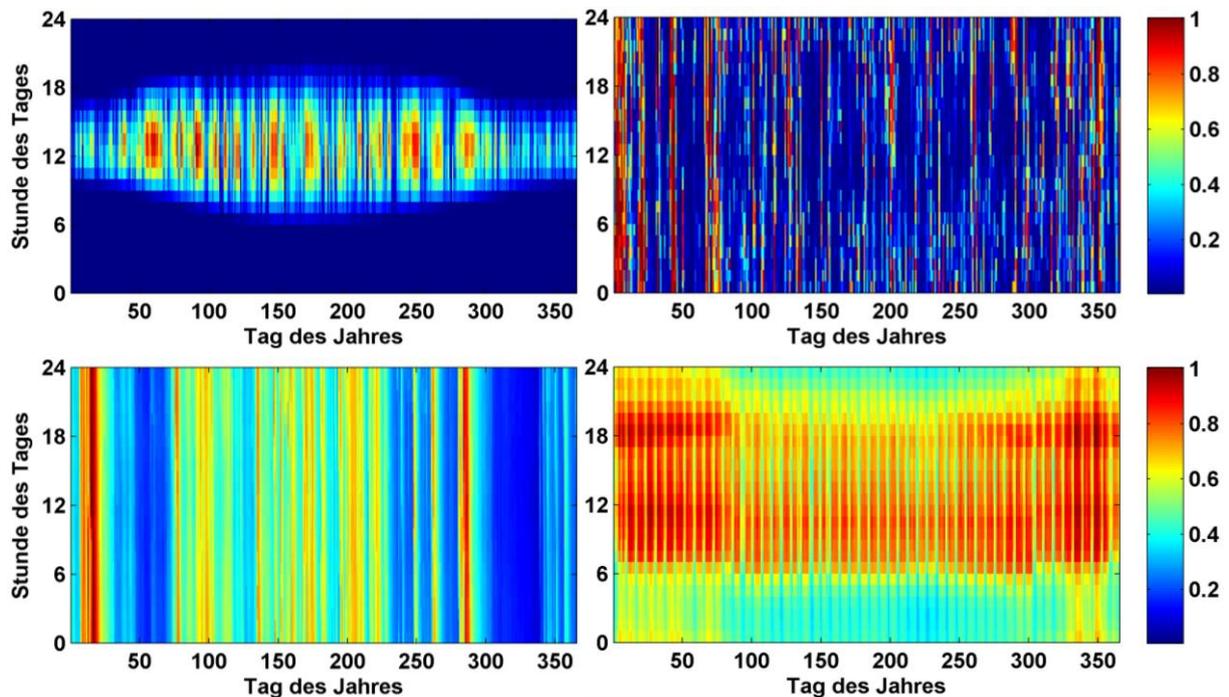


Abbildung 2: Für die Simulation verwendete stündliche Daten: PV-Ausgangsleistung (links oben), Windkraftausgangsleistung (rechts oben), Wasserkraftausgangsleistung (links unten) und Elektrizitätsnachfrage (rechts unten). Die Leistungswerte sind farbkodiert und auf die Nennleistung normiert. Die Last ist auf die maximal im Jahr auftretende Leistung normiert. Rot entspricht dem höchsten Jahreswert, blau Null. Jede Stunde des Jahres entspricht einem Pixel in den Graphen. Ein Tag entspricht einer senkrechten Linie, die Uhrzeit wird dabei auf der Ordinate angezeigt. Der 1. Januar befindet sich am linken Rand der Graphik, der 31. Dezember am rechten.

Solareinstrahlung und PV-Ertrag kommen aus einer hochaufgelösten globalen Datenbank [10]. Daten zur Ausgangsleistung von Windturbinen [11] und Laufwasserkraft [12] aus der Region wurden zur Verfügung gestellt. Es ergibt sich ein Ertrag von 1 080 kWh/kWp für PV sowie 1 730 Volllaststunden pro Jahr für Windkraft und 3 230 für Wasserkraft. Der Netzbetreiber unserer Modellregion, AllgäuNetz GmbH & Co. KG, veröffentlicht die Lastdaten in ausreichender zeitlicher Auflösung [13]. Für das Allgäu mit seinen 200 000 Einwohnern liegt die stündliche Last zwischen 70 und 233 MW. Sie beträgt im Durchschnitt 143 MW, was einer Jahresenergie von 1,25 TWh entspricht. Eine graphische Darstellung der EE-Erzeugung und der Lastdaten kann Abb. 2 entnommen werden. Im Jahr 2011 lag der Anteil erneuerbarer

Energie, die in das Netz gespeist wurde bei 27,6 % der Nachfrage. Dies setzte sich zusammen aus Wasserkraft (12,9 %), PV (9,7 %), Biogas (3,6 %) und Windkraft (1,4 %) [14].

2.3 Stromverbraucherperspektive

Der erste Teil unserer Simulation betrachtet das Verhalten der Stromendverbraucher. Diese möchten ihre Stromrechnung minimieren und haben dafür die Wahl Strom aus dem Netz zu kaufen oder sich zusätzlich eine PV-Anlage mit Batteriespeicher anzuschaffen. Wir beschränken den Anteil Privatverbraucher mit einem solchen System auf 20 %, den Anteil landwirtschaftlicher Verbraucher auf 70 %. Insbesondere in Ländern mit dicht bebauten Wohngebieten hat nicht jeder ein geeignetes Dach zur Verfügung. Auch interessiert sich nicht jeder für das Thema.

Der Energieverbrauch der teilnehmenden Verbraucher wird bestimmt durch Multiplikation des Gesamtstromverbrauchs mit dem Energieverbrauchsanteil der Verbraucher und des Teilnehmeranteils. Innerhalb der Simulation optimieren wir die Größen der Modellkomponenten „Verbraucher-PV“ und „Verbraucher-Batterie“ auf niedrigste Gesamtkosten für die Verbraucher unter der Annahme, dass nicht abgedeckte Nachfrage jederzeit für einen festen Preis aus dem Netz entnommen werden kann. In unserem Modell ist das Ergebnis installierter Kapazität eine Summe, die in der Realität auf viele individuelle Systeme aufgeteilt wäre.

2.4 Parameterannahmen

In den Simulationsszenarien benutzen wir geschätzte Komponentenpreise für das Jahr 2020. Die durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) betragen 6,4 % p.a. Weitere verwendete Annahmen finden sich in den Tabellen 1 bis 3.

Investitionsausgaben (Capex) von 900 €/kWp für große PV-Anlagen liegen unter den Schätzungen von 970 bis 1 240 €/kW [15], 1 203 €/kW [16] und 1 650 USD/kW [17], da dieses Preisniveau bereits 2012 erreicht wurde. Wir nehmen bis 2020 leicht fallende Preise an. Unsere Annahme der jährlichen Betriebskosten (Opex) für PV von 1,2 % der investierten Summe liegt im Rahmen von Literaturwerten: 1,5 % [15], 1 % [16] und 1,3 % (21 USD von 1 650 USD) [17]. Kosten für PV-Systeme zum Eigenbedarf wurden um 300 €/kW über denen von Freiflächenanlagen angesetzt.

Investitionsausgaben von 1 000 €/kW für Windkraft basieren auf Schätzungen in Höhe von 1 400 USD/kW [18], 1 030 €/kW [16] und 1 290 USD/kW [17]. Der Wert von 4 % für Windkraftbetriebskosten passt genau zu 4 % aus dem Leitszenario 2010 [16] und in etwa zu 4,3 % (55 USD von 1 290 USD) von Teske et al. [17].

Die Kapitalausgaben für Wasserkraft in Höhe von 2 000 €/kW entnehmen wir der Roadmap 2050 (dort 1 750 bis 2 200 €/kW für das Jahr 2020) [19] während die Betriebskosten mit 60 €/kW innerhalb der Spanne von 40 bis 75 €/kW eines Berichtes der Europäischen Kommission [20] liegen.

Kostenparameter für das GuD-Kraftwerk wurden der Roadmap 2050 [19] entnommen. Biogas- und Biomethankosten wurden in Anlehnung an Daten der Fachagentur

für nachwachsende Rohstoffe [21] für 500 kW-Systeme gewählt. Wir erwarten keine wesentlichen Kostensenkungen für diese Technologie.

Tabelle 1: Technische Parameter. Der Methanisierungswirkungsgrad ist per Definition von Strom zu Heizwert von Methan und enthält den Energieaufwand für das Abscheiden von CO₂ aus Luft. Der Biogaswirkungsgrad bezieht sich auf das Verhältnis von Elektrizität zu Heizwert von Biogas. Der Batteriewirkungsgrad beschreibt einen kompletten Zyklus von Strom zu Strom. GuD steht für Gas-und-Dampf.

	Wirkungsgrad [%]	Selbst- entladerate [%/h]	Energie-zu- Leistung [h]	Maximaler Entladegrad [%]
GuD-Kraftwerk	58			
Methanisierung	50			
Biogasverstromung	40			
Batterie	85	0,1	5	100
Gasspeicher	100	0	0	100
Biogasspeicher	100	0	5 (ein) / 2,5 (aus)	100

Tabelle 2: Wirtschaftliche Parameter. Die Abkürzungen stehen für: Investitionsausgaben (Capex), Betriebs- und Wartungskosten (Opex) und Gas-und-Dampf (GuD). Zahlen für Biogas beziehen sich auf die gesamte Kette inkl. Speicher und Generator und auf die durchschnittliche elektrische Ausgangsleistung. Die Zahlen für Methanisierung und Biomethan beziehen sich auf die Ausgangsleistung (Heizwert von Methan), die der Speichertechnologien auf die Speicherkapazität.

	Capex [€/kW]	Fixe Opex [€/kW·a]	Variable Opex [€/MWh]	Lebensdauer [a]
PV (Versorger)	900	11	0	30
PV (Verbraucher)	1 200	15	0	30
Wind	1 000	20	0	25
Wasser	2 000	60	0	50
GuD	725	15	1	30
Biogas	3 595	261	80	20
Biomethan	-	-	72	-
Methanisierung	1 880	47	3	30
Batterie	219 h _{cap} ⁻¹	10 h _{cap} ⁻¹	0	10
Methanspeicher	1 h _{cap,th} ⁻¹	0	0	100

Tabelle 3: Verbrauchersicht. Der Energieanteil beschreibt den Anteil der Verbrauchergruppe an dem gesamten Stromverbrauch.

	Strompreis [€/kWh]	Energieanteil [%]	Teilnehmeranteil [%]
Privathaushalte	0,28	26,5	20
Landwirtschaft	0,20	1,7	70

Investitions- und Betriebskostenschätzungen für EE-Methan stammen von Breyer et al. [8]. Daten dort sind auf die Eingangsleistung der Elektrolyse bezogen. Nach Umrechnung auf Methanisierungsausgangsleistung und Berücksichtigung von Kohlendioxidabscheidung aus Luft erhält man 1 876 €/kW_{Methan} Capex, 38 €/kW jährliche fixe

Opex und $4,69 \text{ €/MWh}_{\text{Methan}}$ variable Opex. Mit einem Wirkungsgrad von 50 % von Elektrizität zu Gas und einschließlich CO_2 -Bezug entspricht dies $936 \text{ €/kWh}_{\text{el}}$ Capex. Die Batteriekosten sind der am schwierigsten abzuschätzende Parameter. Im Grundszenario wurden sie auf $219 \text{ €/kWh}_{\text{cap}}$ gesetzt um aktuelle Preise für Bleisäure widerzuspiegeln, während sich die hohe Selbstentladerate eher an thermischen Verlusten von Natrium-Schwefel-Batterien orientiert. Gasspeicherkosten haben keinen wesentlichen Einfluss auf die Simulationsergebnisse. Für den Erdgas- bzw. Methanspeicher wurden Werte von $1 \text{ €/kWh}_{\text{cap}}$ verwendet, mehr als eine Größenordnung über denen unterirdischer Kavernenspeicher [22] und nahe an Kosten von Hochdruckübertagespeichern [23]. Da die Installationen für Biogasspeicherung bei Umgebungsdruck nicht standardisiert sind, schwanken die Kosten sehr stark. Wir schätzen sie auf 25 €/m^3 oder $5 \text{ €/kWh}_{\text{cap}}$.

3 Ergebnisse

3.1 Installierte Kapazitäten

Ergebnisse der Optimierung zur installierten Leistung sind in Abb. 4 zu sehen. Die Abszisse zeigt, wie auch in den folgenden drei Abbildungen, den Anteil erneuerbarer Energie. Für jeden Prozentsatz dieses Anteils wurde das kostengünstigste System, das die Nachfrage zu jeder Stunde des Jahres decken kann, bestimmt. Das System zur Linken der Abbildung (0 % EE) besteht nur aus dem Gaskraftwerk; es wird in diesem Fall nur mit Erdgas betrieben. Das System zur Rechten (100 % EE) ist das, unter den getroffenen Annahmen, günstigste System, das ohne jegliche fossile Brennstoffe auskommt.

Von Null ausgehend sind die Ersten, die mit steigendem EE-Anteil in das System kommen, die PV-Batteriesysteme der Verbraucher. Der erste Teil der Simulation kommt auf zu installierende Werte von 64 MW PV und $70 \text{ MWh}_{\text{cap}}$ Batteriekapazität. Dies kann etwa 5 % der gesamten Stromnachfrage abdecken. Für das Allgäu könnte dies beispielsweise auf 20 000 Anlagen mit durchschnittlich $3,2 \text{ kWp}$ PV und $3,5 \text{ kWh}_{\text{cap}}$ Batteriekapazität aufgeteilt werden. Eine PV-Anlage hätte einen Platzbedarf von 20 bis 30 m^2 Dachfläche und die Batterie würde in jeden Keller passen – zum Vergleich: eine Kfz-Starterbatterie hat etwa 1 kWh Kapazität.

Die erste erneuerbare Energiequelle, die auf der Netzebene installiert werden würde ist Wasserkraft. Sie erreicht schnell ihre Grenze von 50 MW Nennleistung. Da die meisten Gewässer der Region bereits genutzt werden, steht kaum zusätzliches Potenzial zur Verfügung.

Nach Ausschöpfung dieser Grenze wird Windkraft in Anspruch genommen. Sie würde mehr oder weniger kontinuierlich installiert und erreicht 400 MW im rein erneuerbaren Fall. Freiflächen-PV würde erst bei mehr als 27 % EE-Anteil zugebaut werden, ihre Leistung zieht jedoch schnell an der von Wind vorbei. Bei EE-Anteilen von mehr als 42 % ist, trotz der etwas höheren Gestehungskosten, die Freiflächen-PV Leistung höher als die der Windkraft und steigt bis 100 % EE auf 640 MWp.

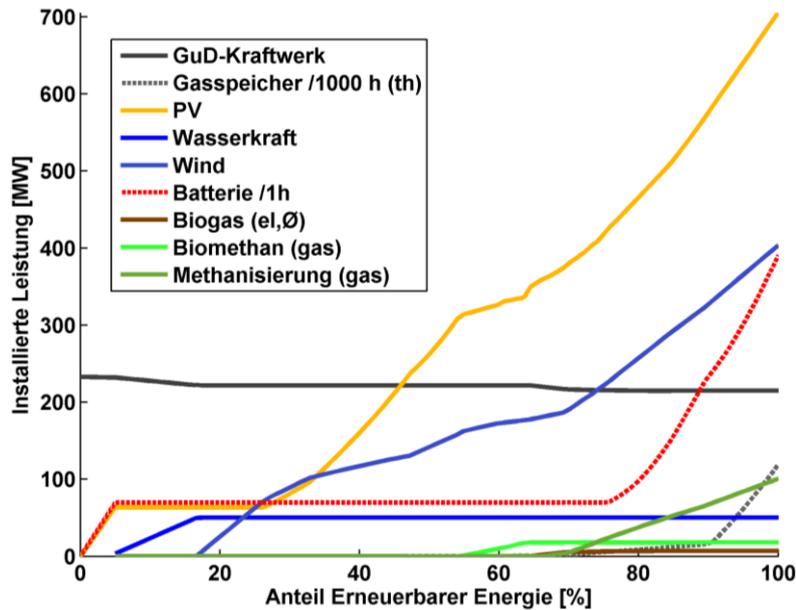


Abbildung 4: Für jeden Anteil erneuerbarer Energie ist die kostenoptimierte Systemkonfiguration dargestellt. Für Energiespeicher zeigt der Graph Werte der installierten Kapazität, ansonsten der Nennleistung. Die ersten 5 % EE-Anteil werden von den verbraucherseitigen PV-Batterie-Systemen gedeckt. Erdgaskosten sind auf 50 €/MWh_{th} gesetzt, Kosten für CO₂-Emissionen auf 0 €/tCO₂. Netzverluste oder -engpässe wurden nicht berücksichtigt. Für PV und Batterien entsprechen die dargestellten Werte den Summen aus versorger- und verbraucherseitigen Installationen.

Das nachhaltige Biomassepotenzial setzen wir auf einen Wert, der der momentanen durchschnittlichen Nutzung Deutschlands entspricht. Dieser beträgt für das Allgäu 36 MW_{th} und bezieht sich auf den Heizwert des produzierten Biogases. Wir weisen dieses Potenzial zu gleichen Teilen den beiden betrachteten Technologien Biogas und Biomasse zu. Biomethannutzung beginnt bei 57 % EE und erreicht sehr schnell die Grenze von 18 MW_{th}. Biogas startet mit 65 % EE etwas später und schöpft auch schnell sein Potenzial von 7 MW_{el,Ø} aus.

Methanisierung wird bei EE-Anteilen von über 70 % wirtschaftlich. Die Größe des Gasspeichers steigt über 90 % EE-Anteil rasch an und erreicht final mehr als 100 GWh_{th}. Dies wäre ausreichend um die durchschnittliche Last für zwanzig Tage zu decken. Netzgekoppelte Batterien kommen etwa ab dem gleichen EE-Anteil von 75 % ins Spiel und steigen auf 320 MWh_{cap} Nennkapazität, etwas mehr als zwei durchschnittliche Laststunden.

3.2 Kosten

Die Kostenanteile der betrachteten Technologien sind in Abb. 5 dargestellt. Das GuD-Kraftwerk ist so dimensioniert, dass es die größte Residuallast des Jahres abdecken kann. Dieser Wert liegt kaum unter dem Wert der Jahresspitzenlast, da nur Wasserkraft oder Biogas signifikant gesicherte Leistung bereitstellen können. Die Ausgaben für Erdgas gehen mit sinkendem Verbrauch in gleichem Maß wie der Anteil erneuerbarer Energie zurück.

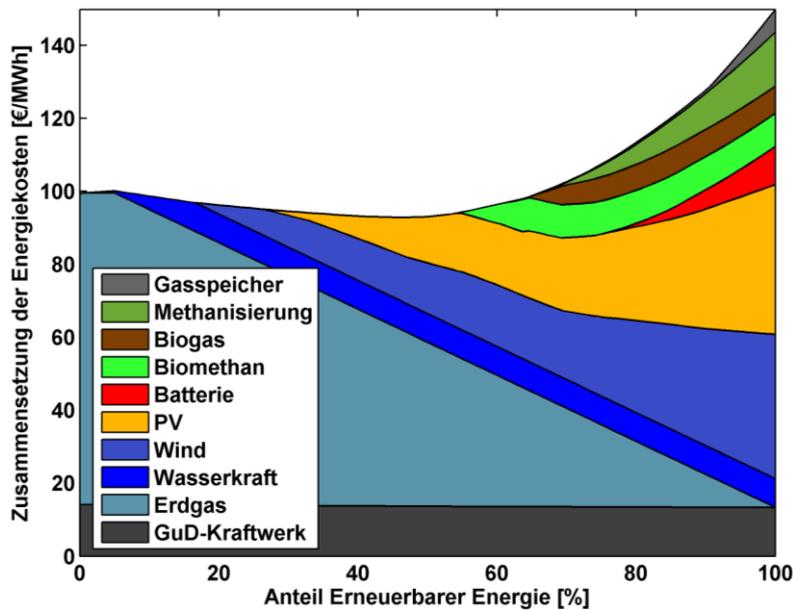


Abbildung 5: Aufteilung der Stromgestehungskosten auf die Beiträge der einzelnen Energietechnologien aus Sicht des Stromversorgers. In diesem Szenario wurden die Erdgaskosten auf 50 €/MWh_{th} und die CO₂-Emissionskosten auf 0 €/tCO₂ gesetzt.

Das GuD-Kraftwerk kann in jeder Phase verwendet werden, da nur sein Brennstoff, ursprünglich Erdgas, durch EE-Methan ersetzt wird. Das Kraftwerk selbst muss nicht verändert werden, da die Eigenschaften von Methan innerhalb der Spezifikationen für Erdgas liegen. Dies ist der Grund, warum erdgasbetriebene GuD-Kraftwerke, im Gegensatz zu Kohle- oder Kernkraftwerken, die wahre Brückentechnologie zu einem rein erneuerbaren Energiesystem darstellen.

Der nächste Graph, Abb. 6, zeigt, wie die Kosten des Energiesystems auf Veränderungen der Brennstoffkosten reagieren. Die unterschiedlichen Kurven bilden eine Variation der Beschaffungs- (Erdgaspreis) und Entsorgungskosten (CO₂-Emissionspreis) von fossilen Brennstoffen ab. Die durchgezogene schwarze Linie benutzt die Parameter des Grund Szenarios und entspricht der Kostensumme in Abb. 5.

Die untere Kurve entspricht in etwa dem momentanen europäischen Preisniveau für Erdgas (25 €/MWh_{th}) in Verbindung mit kostenloser CO₂-Entsorgung. Sie hat ihren Tiefpunkt im fossilen Szenario. Mit steigenden Erdgas- und CO₂-Kosten formt die Kurve Minima bei immer höheren EE-Anteilen, bei 70 % EE im höchsten betrachteten Szenario. Dies bedeutet, dass selbst bei einer rein wirtschaftlichen Betrachtungsweise der optimale Systemzustand immer höhere EE-Anteile enthält. Gleichzeitig verringert sich die Spreizung der Kurven – das Risiko gegenüber Fluktuationen der fossilen Brennstoffpreise sinkt. Bei 100 % erneuerbarer Energie treffen sich alle Kurven bei einem Wert von 15 Cent pro kWh in einem Punkt.

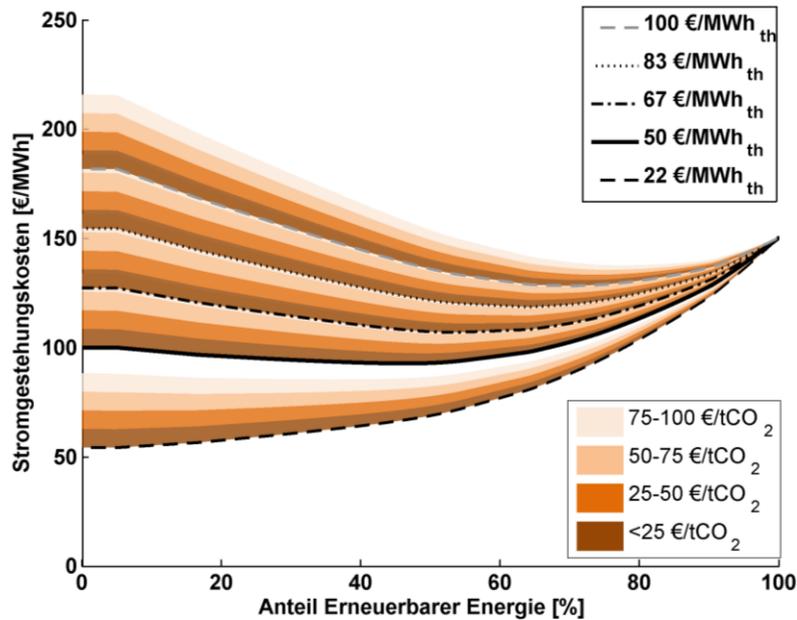


Abbildung 6: Stromgestehungskosten kostenoptimierter Systeme für jeden Prozentsatz EE-Anteil. Erdgasbeschaffungs- und Kohlendioxidemissionspreise wurden variiert. Die durchgezogene schwarze Linie entspricht den Kostensummen aus Abb. 5.

3.3 Volllaststunden

Das Nutzungsprofil des Ausgleichskraftwerks, in unserem Fall des GuD-Kraftwerks, ändert sich gravierend im Verlauf unserer Simulation. Im rein fossilen Fall sind seine Volllaststunden (VLh) durch die Lastkurve vorgegeben. Hier hat die Residuallastkurve, nach Berücksichtigung der verbraucherseitigen PV-Batterie-Systeme, etwa 5 250 Volllaststunden pro Jahr oder einen Kapazitätsfaktor von 0,6. Wie man in Abb. 7 sehen kann nimmt die Ausnutzung des Gaskraftwerks mehr oder weniger gleichmäßig mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien ab. Der flachere Abschnitt um 60 % EE rührt von der Aufnahme von Biomethan in das System her. Biomethan erhöht den EE-Anteil, muss aber trotzdem im GuD-Kraftwerk verbrannt werden und trägt so zu höheren VLh bei. In erneuerbaren Fall läuft das GuD etwa 1 000 VLh pro Jahr. Die Methanisierung selbst läuft, nach Aufnahme ins System etwa 2 000 bis 2 500 Volllaststunden im Jahr. Sofern vorhanden ändert sich auch die Ausnutzung der Batterie kaum. Sie durchläuft etwa 150 Vollzyklen pro Jahr oder durchschnittlich 0,4 Zyklen am Tag.

Leistungsdauerlinien des GuD-Kraftwerkes sind in Abb. 8 dargestellt. Man erkennt, dass die nötige Maximalleistung für steigende EE-Anteile nicht signifikant abnimmt. Alle Kurven für 30 oder mehr Prozent EE berühren die Abszisse. Dies bedeutet, dass Zeitpunkte existieren, zu denen die Last vollständig durch Erneuerbare gedeckt werden kann und Ausgleichsleistung nicht benötigt wird.

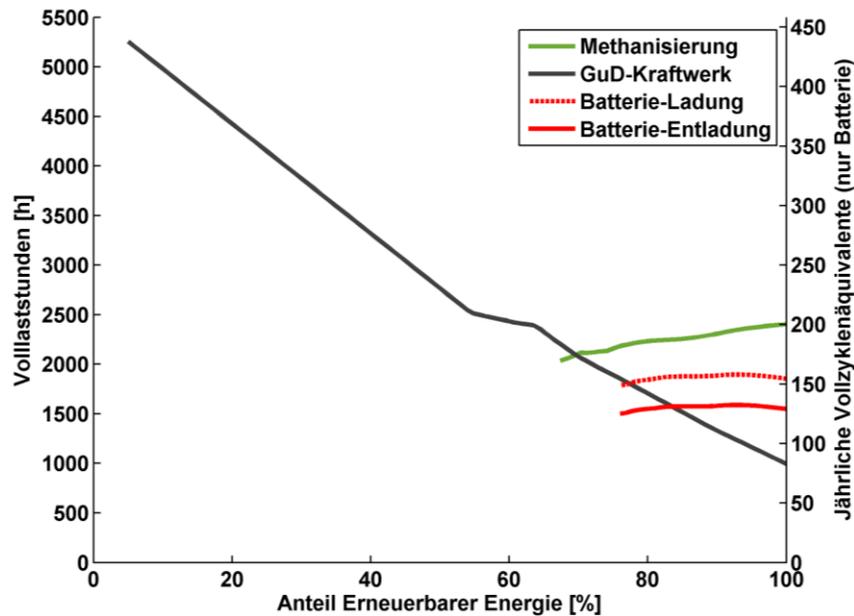


Abbildung 7: Volllaststunden der Methanisierung und des GuD-Kraftwerks (linke Achse) und Batterieausnutzung in jährlichen Vollzyklen (rechte Achse) für Anteile erneuerbarer Energie von 5 % bis 100 %.

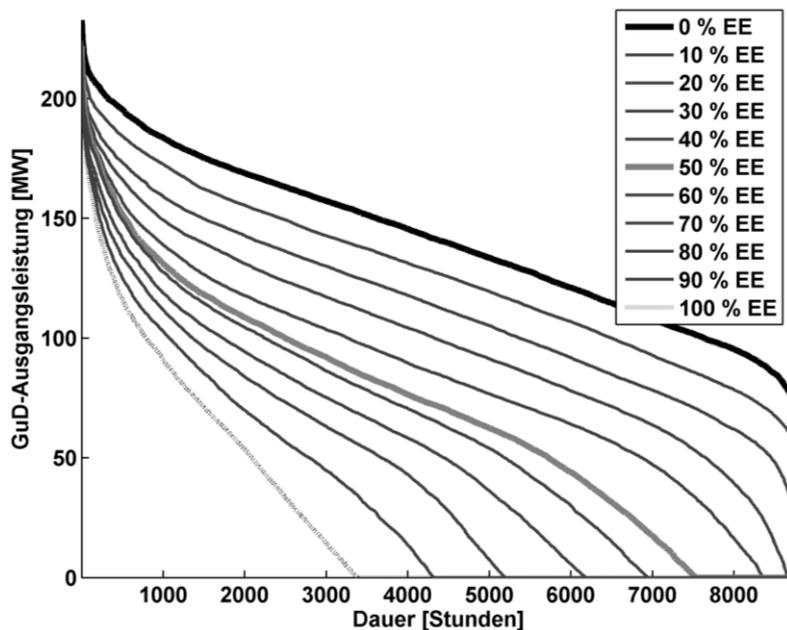


Abbildung 8: Leistungsdauerlinien des Gaskraftwerks. Die EE-Anteile in hier unterscheiden sich leicht von denen aus den anderen Graphen, da sie sich hier auf den versorgerseitigen Beitrag beziehen. 0 % EE hier bezieht sich auf etwa 5 % EE im Gesamtsystem, für 100 % EE stimmen beiden Skalen wieder überein.

3.4 Abwägung Batterie gegenüber Methanisierung

Wir haben eine Sensitivitätsanalyse zum Einfluss veränderlicher Batterie- und Methanisierungspreise durchgeführt. Abb. 9 zeigt, wie viel Batteriekapazität und Methanisierungsleistung bei 100 % EE in einem optimierten System installiert werden müsste, während Abb. 10 die daraus resultierenden Stromgestehungskosten darstellt. Es zeigt sich, dass bis zu einem gewissen Grad Batteriespeicher und Power-

to-Gas-Technologien austauschbar sind und nur Szenarien in denen beide Komponenten teuer sind weisen Stromkosten jenseits der 0,17 €/kWh auf. Aus der Information in Abb. 9 wurden drei Bereiche unterschiedlicher Systemtopologie abgeleitet und in Abb. 10 dargestellt: Nur mit Batterien (linke obere Ecke), nur Methanisierung (untere rechte Hälfte) und mit beiden Technologien (mittlerer Teil).

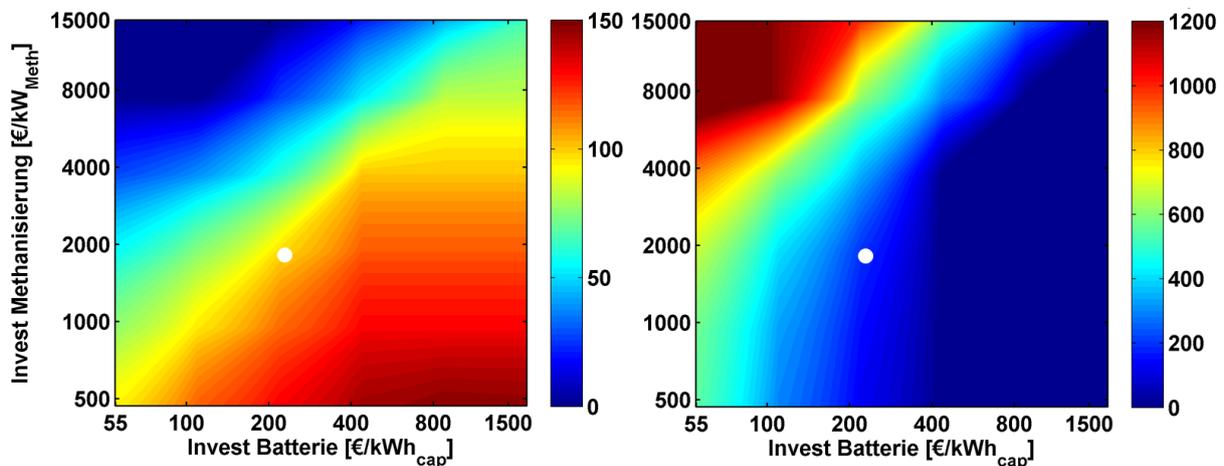


Abbildung 9: Kostenoptimierte Methanisierungsleistung in MW_{aus} (links) und Batteriekapazität in MWh_{cap} (rechts) für 100 % EE bei veränderlichen Batterie- und Methanisierungskosten. Der weiße Punkt markiert die Position des Grundszenarios, das in den vorherigen Graphen verwendet wurde.

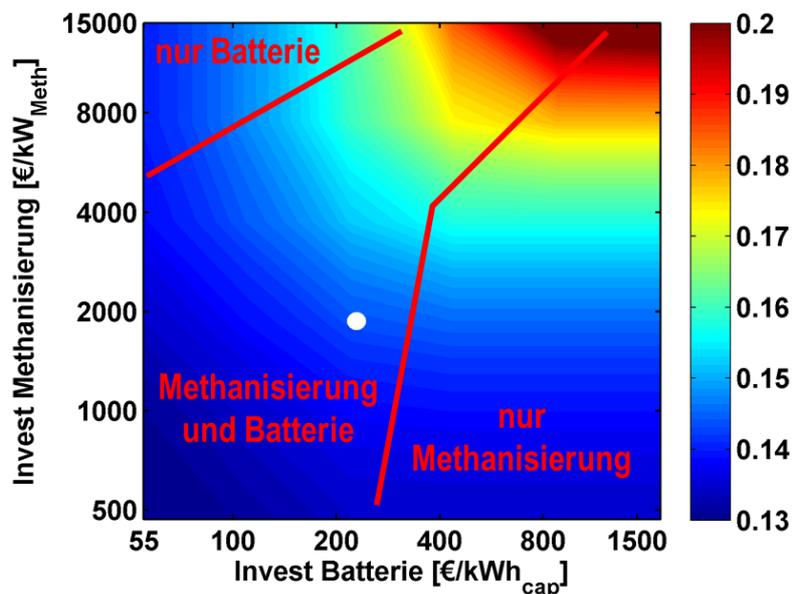


Abbildung 10: Stromgestehungskosten in €/kWh für veränderliche Batterie- und Methanisierungskosten. Der weiße Punkt gibt die Position des Grundszenarios an. Drei Bereiche unterschiedlicher Systemtopologien wurden erkannt und in rot markiert.

4 Zusammenfassung

Ein nur auf erneuerbaren Energiequellen beruhendes Elektrizitätsversorgungssystem und ein möglicher Transformationspfad dorthin wurden vorgestellt. Erneuerbare

Energien können, zusammen mit Batterien und Power-to-Gas-Technologien eine typische Last, zuverlässig und zu bezahlbaren Preisen, weniger als 0,15 €/kWh in diesem Szenario, decken. Auf einer stündlichen Zeitebene betrachtet und mit der Annahme eines idealen Netzes werden Speicher ab > 60 % EE relevant.

Erdgas ist eine mögliche Brückentechnologie, da damit betriebene Kraftwerke nicht verändert werden müssen, um in ein rein auf Erneuerbare basierendes Stromversorgungssystem integriert werden zu können. Gaskraftwerke können in jedem Zwischenstadium verwendet werden.

5 Ausblick

In diesem Modell berücksichtigen wir eine zeitliche Auflösung von einer Stunde und einen fossilen Kraftwerkspark, der auf dieser Zeitskala voll regelbar ist. Betrachtet man ein Transformationsszenario, das ausgehend von den heutigen Zuständen zu 100 % EE führt, wird, wenn man die Trägheit der bestehenden Grundlastkraftwerke berücksichtigt, die Nachfrage nach Regelleistung früher ansteigen und Batterien entsprechend wirtschaftlicher machen. Wir betrachten außerdem die Modellregion als Ganzes und vernachlässigen mögliche Übertragungsverluste innerhalb des Verteilnetzes. Beide Effekte führen dazu, dass Batterien deutlich früher als 75 % EE ihren Markt finden werden.

Wie in allen Modellen, so können auch wir die Realität nur vereinfacht abbilden. Auf Grund der getroffenen Annahmen können unsere Ergebnisse als Kostenobergrenze für eine 100 % EE Stromversorgung betrachtet werden. Abhängig von den Ressourcenbedingungen haben andere Orte einen etwas abweichenden Pfad oder finale optimale Systemkonfiguration, aber da das Allgäu im Hinblick auf seine Wind- und Solarbedingungen durchschnittlich ist, werden die meisten Orte in der Welt sich nicht wesentlich davon unterscheiden.

Um generell die Kosten weiter zu reduzieren gibt es vielfältige Möglichkeiten, z.B.:

- Stärkere Verknüpfung des Stromnetzes mit den Wärme- und Mobilitätssektoren.
- Aufweichung der Autarkiebedingung und optimierter lokaler und globaler Handel mit erneuerbarem Strom und Brennstoffen. Dies beinhaltet z.B., räumliche Gradienten der erneuerbaren Ressourcenlage durch Stromtransport auszugleichen oder weltweiten Handel mit EE-Methan, ähnlich heutigem Flüssigerdgas (LNG).
- Direkte Wasserstoffnutzung als Stromspeicher hat einen höheren Zyklengewinnungsgrad und könnte dadurch die Wirtschaftlichkeit verbessern.
- Disruptive Innovationen wie, z.B. PV-Technologie der dritten Generation oder luftgestützte Windkraft könnten die EE-Erzeugungskosten signifikant reduzieren.

Danksagung

Die Verfasser möchten Ann-Katrin Gerlach für die sehr hilfreiche Datenaufbereitung und Carmen Albrecht vom Allgäuer Überlandwerk für die Bereitstellung der Wasserkraftdaten danken.

Literaturverzeichnis

- [1] Government of the Cook Islands. (2011). Te Atamoa o te Uira Natura, The Cook Islands Renewable Electricity Chart. Rarotonga. Abgerufen von [http://cook-islands.gov.ck/docs/renewableenergy/ Cook Islands Renewable Energy Chart Final April 2012.pdf](http://cook-islands.gov.ck/docs/renewableenergy/Cook%20Islands%20Renewable%20Energy%20Chart%20Final%20April%202012.pdf)
- [2] Barbados Declaration on Achieving Sustainable Energy for All in Small Island Developing States (SIDS). (2012). Bridgetown. Abgerufen von [http://www.undp.org/content/dam/undp/library/Environment and Energy/Climate Change/Barbados-Declaration-2012.pdf](http://www.undp.org/content/dam/undp/library/Environment%20and%20Energy/Climate%20Change/Barbados-Declaration-2012.pdf)
- [3] [IRENA] - International Renewable Energy Agency. (2012). Renewable Energy Country Profiles Latin America, IRENA. Abu Dhabi. Abgerufen von <http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=227>
- [4] [IRENA] - International Renewable Energy Agency. (2012). Renewable Energy Country Profiles. Special edition on the occasion of the Renewables and Islands Global Summit. IRENA. Abu Dhabi. Abgerufen von <http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=222>
- [5] Bürgerstiftung Energiewende Oberland. (2012). Ziel und Zweck der Energiewende Oberland. Wolfratshausen. Abgerufen am 30. November 2012 von <http://energiewende-oberland.de/hp415/Ziel-und-Zweck.htm>
- [6] The Scottish Government. (2011). 2020 Routemap for Renewable Energy in Scotland. Edinburgh. Abgerufen von <http://www.scotland.gov.uk/Resource/Doc/917/0120033.pdf>
- [7] Government of Tokelau. (2012). Solar Project The world's first truly renewable nation. Tokelau Abgerufen am 30. November 2012 von [www.tokelau.org.nz/Solar+ Project.html](http://www.tokelau.org.nz/Solar+Project.html)
- [8] Breyer Ch., Rieke S., Sterner M., Schmid J., (2011). Hybrid PV-Wind-Renewable Methane Power Plants – A Potential Cornerstone of Global Energy Supply, Proc. 26th EU PVSEC, Hamburg, 5. bis 9. September, DOI: 10.4229/26thEU PVSEC 2011-6CV.1.31
- [9] Sterner M., (2009). Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems, Dissertation, Universität Kassel
- [10] Gerlach A.-K., Stetter D., Schmid J., Breyer Ch., (2011). PV and Wind Power – Complementary Technologies, 26th EU PVSEC, Hamburg, 5. bis 9. September, DOI: 10.4229/26thEUPVSEC2011-6CV.1.32Breyer
- [11] Einsiedler W., (2011). Detaillierte Daten einer Windkraftanlage in Hutoi bei Wildpoldsried im Allgäu, persönliche Mitteilung
- [12] Allgäuer Überlandwerk, 2012. persönliche Mitteilung, Kempten
- [13] AllgäuNetz, (2011). Lastdaten 2010, Kempten, Abgerufen von www.allgaeunetz.com/zahlenfakten/lastgaenge/index.html
- [14] [DGS] – Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. (2012). Die Karte der Erneuerbaren Energien. DGS. München. Abgerufen am 30. November 2012 von <http://www.energymap.info/>
- [15] Breyer C. and Gerlach, A. (2012). Global overview on grid-parity. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. doi:10.1002/pip.1254
- [16] DLR, Fraunhofer IWES, & IfnE. (2010). Leitszenario 2010: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in

28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 6. - 8. März 2013

- Europa und global. BMU. Berlin. Abgerufen von http://umweltminister.info/files/pdfs/allgemein/application/pdf/langfristszenarien_ee_bf.pdf
- [17] Teske, S. et al. (2012). energy [r]evolution 2012 - A Sustainable World Energy Outlook - Full Report. Greenpeace International. Amsterdam. Abgerufen am 30. November 2012 von www.greenpeace.org/international/Global/international/publications/climate/2012/Energy%20Revolution%202012/ER2012.pdf
- [18] [IEA] – International Energy Agency.. (2010). Projected Costs of Generating Electricity. IEA and NEA. Paris.
- [19] [ECF] - European Climate Foundation. (2010). Roadmap 2050, Technical Analysis, Appendix A. Studie durchgeführt von McKinsey & Company, KEMA, The Energy Futures Lab at Imperial College London und Oxford Economics im Auftrag von ECF. Brüssel. Abgerufen von http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Vol 1_Appendices.zip
- [20] [EC] - Commission of the European Communities. (2008). Second Strategic Energy Review: Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies, for Power Generation, Heating and Transport, EC, Brussels, SEC(2008) 2872, Abgerufen am 30. November 2012 von [www.ipex.eu/ipex/webdav/site/myjahiasite/groups/CentralSupport/public/2008/SEC_2008_2872/COM_SEC\(2008\)2872_EN.pdf](http://www.ipex.eu/ipex/webdav/site/myjahiasite/groups/CentralSupport/public/2008/SEC_2008_2872/COM_SEC(2008)2872_EN.pdf)
- [21] [FNR] - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe . (2010). Leitfaden Biogas, Von der Gewinnung zur Nutzung. FNR, Gülzow-Prüzen. Abgerufen von <http://mediathek.fnr.de/broschuren/bioenergie/biogas/leitfaden-biogas.html>
- [22] Federal Energy Regulatory Commission. (2004). Current State of and Issues Concerning Underground Natural Gas Storage. Energy, Washington D.C. Abgerufen von www.ferc.gov/eventcalendar/files/20041020081349-final-gs-report.pdf
- [23] Grothe. (2001). Gasspeicher. Stadtwerke Bietigheim-Bissingen. Abgerufen am 30. November 2012 von <http://www.sw-bb.de/de/privatkunden/erdgas/service-erdgas/kundeninformationen/gaspeicher/>