

Lastmanagement auf Verteilnetzebene: Wann lassen sich erneuerbare Energien wirtschaftlich integrieren? Ein Stromgestehungskostenmodell.

**Marlene Gruber ^{*1}, Lothar Behringer, Hubert Röder,
Matthias Gaderer, Wolfgang Mayer**

TUM Campus Straubing, Petersgasse 18, 94315 Straubing, +49 9421/187-261,
m.gruber@wz-straubing.de, www.cs.tum.de

Stadtwerke Neuburg a. d. Donau, Heinrichsheimstraße 2, 86633 Neuburg a. d. Donau,
+49 8431/509-106, lothar.behringer@stadtwerke-neuburg.de, www.stadtwerke-neuburg.de

Hochschule Weihenstephan-Triesdorf, FG Betriebswirtschaftslehre Nachwachsender Roh-
stoffe, Petersgasse 18, 94315 Straubing, +49 9421/187-260, hubert.roeder@hswt.de,
www.cs.tum.de

TUM Campus Straubing, FG Regenerative Energiesysteme, Schulgasse 22,
94315 Straubing, +49 9421/187-100, gaderer@tum.de, www.cs.tum.de

Hochschule Kempten, FG Regenerative Energien, Energiewirtschaft und Energiesysteme,
Bahnhofstraße 61, 87435 Kempten, +49 831/2523-9528, wolfgang.mayer@hs-kempten.de,
www.hochschule-kempten.de

Kurzfassung:

Der vorliegende Artikel untersucht in einem Modell ohne Marktverzerrungen in Form von Umlagen als Bestandteil des Strompreises die Wirtschaftlichkeit der dezentralen Spitzenlastzeugung anhand der Stromgestehungskosten. Analysiert wird konkret der Einsatz von Gas-, PV-Freiflächen- und Windenergieanlagen. Das Ergebnis dieser Untersuchung ist zum einen, dass der Aufbau von dezentralen Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Spitzenlasten vor Ort im Vergleich zum Bezug aus dem vorgelagerten Netz bereits heute wirtschaftlich ist. Zum anderen wird geklärt, wann und unter welchen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Stromspeichertechnologien zur Verwendung der jährlichen Überschussstrommengen aufgrund der regenerativen Stromerzeugung als Lastmanagementmaßnahme gegeben ist.

Keywords: Erneuerbare Energien, Gestehungskosten, Stromspeicher, Spitzenlast, Verteilnetzebene, Wirtschaftlichkeit

¹ Nachwuchsautorin

1 Einleitung

Obwohl die Stromproduktion durch erneuerbare Energien betriebs- und volkswirtschaftlich betrachtet aktuell vermeintlich höhere Kosten verursacht als konventionelle Kraftwerke, ist deren Einsatz gesellschaftlich gewünscht. Bei steigenden Brennstoffpreisen und weiter anhaltenden Kostenreduzierungen im Bereich der erneuerbaren Stromproduktion durch technologischen Fortschritt und Lernkurveneffekte wird sich die Kostensituation in Zukunft ändern. Kopp et al. prognostizierten in ihrer Studie, dass die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in den 2030er Jahren unter die Kosten der fossilen Stromproduktion fallen, sofern die Kosten für fossile Brennstoffe im angenommenen Mittel ansteigen (KOPP et al. 2012). Die Senkung der Einspeisevergütung für PV-Freiflächenanlagen in Deutschland von 40 Cent/kWh im Jahr 2005 (FRAUNHOFER ISE 2015) auf 4,91 Cent/kWh im Jahr 2017 (BUNDESNETZAGENTUR 2017a) lässt die Einschätzung zu, dass das Erreichen des Kostenniveaus von fossilen Stromgestehungskosten, trotz derzeit niedriger fossiler Brennstoffpreise, früher zu erwarten ist als in Kopp et al. 2012 angenommen. In dieser Studie wird untersucht, wann und unter welchen Rahmenbedingungen der Einsatz von erneuerbaren Energien in einem abgegrenzten Versorgungsgebiet zur Spitzenlastdeckung wirtschaftlicher ist als der Einsatz von fossilen Kraftwerken. Dabei wird angenommen, dass der Strombezug aus dem vorgelagerten Netz auf die minimale Bezugsleistung beschränkt wird. Die Residuallast wird aus Stromerzeugungsanlagen bzw. Speichern vor Ort gedeckt. Als Annahme für das Gesamtsystem gilt, dass keine Umlagen erhoben werden und es aufgrund dessen nicht zu Marktverzerrungen kommt. Stattdessen stehen die einzelnen Technologien untereinander mit ihren Gestehungskosten im Wettbewerb. Untersuchungsgegenstand ist ein typischer städtischer Verteilnetzbetreiber in Deutschland mit rund 16.000 Netzkunden und dessen Versorgungsgebiet. Zur Berechnung des Modells liefert der Praxispartner reale Daten.

2 Methodische Vorgehensweise

Im Folgenden werden die Rahmenbedingungen des Gestehungskostenmodells näher ausgeführt und das methodische Vorgehen beschrieben.

2.1 Modellaufbau und Datengrundlage

Im ersten Schritt des Modells wird die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes eines entsprechend großen Gaskraftwerks zur Deckung der Spitzenlast im Vergleich zum Strombezug aus dem vorgelagerten Netz betrachtet. Dabei wird angenommen, dass im vorgelagerten Netz ebenfalls Gaskraftwerke zur Stromproduktion eingesetzt werden. Aufgrund des beschlossenen Atomausstiegs (§ 7 Atomgesetz) und der Ziele der Bundesregierung zur Energiewende (BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE 2010) kann davon ausgegangen werden, dass weder Atom- noch Kohlestrom auf Dauer eingesetzt werden und deshalb nicht zukunftsfähig sind. Im zweiten Schritt des Modells wird untersucht, unter welchen Rahmenbedingungen der Einsatz von Strom aus Wind- oder PV-Freiflächenanlagen zur Spitzenlastabdeckung wirtschaftlicher ist als der Einsatz des fossilen Kraftwerks. Wind- und PV-Anlagen werden deshalb als Repräsentanten der erneuerbaren Energien ausgewählt, weil vor allem diese beiden Technologien neben der Verstromung von Biomasse maßgebend an der regenerativen Stromproduktion in Deutschland beteiligt sind. Der Gesamtanteil der beiden Formen an der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien betrug 61,9 % im Jahr 2016 (UBA 2017). Der jährliche

Strombedarf der Netzebenen 5 bis 7 des abgegrenzten Versorgungsgebietes beträgt insgesamt 249.660.000 kWh, die Jahreshöchstlast umfasst 44.000 kW. Trotz Maßnahmen zur Energieeinsparung wird davon ausgegangen, dass die bezogene Strommenge aufgrund der Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Entwicklung neuer Technologien in den kommenden Jahren mindestens gleich bleiben wird (FRAUNHOFER IWES 2015). Aufgrund dessen wird der Bedarfslastgang aus 2014 als Berechnungsgrundlage über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2040 angenommen.

Als Vergleichseinheit zur Überprüfung der Wirtschaftlichkeit werden die Stromgestehungskosten definiert, die sich wie in Formel 2.1 zusammensetzen. Die kapitalgebundenen Kosten werden über die Annuitätenmethode dynamisch betrachtet, wohingegen die restlichen Kostenarten statisch betrachtet werden.

$$LCOE_{kWh,t} = \frac{\sum [(A_{kap} + K_{bet,t} + K_{ver,t})]}{\sum Q_{MWh,t}} \quad 2.1$$

Dabei sind

- $LCOE_{kWh,t}$ die Stromgestehungskosten im Jahr t [€/kWh],
- A_{kap} die Annuität der kapitalgebundenen Kosten [€],
- $K_{bet,t}$ die Summe der betriebsgebundenen Kosten im Jahr t [€],
- $K_{ver,t}$ die Summe der verbrauchsgebundenen Kosten im Jahr t [€],
- $Q_{MWh,t}$ die produzierte Strommenge im Jahr t [kWh],
- t das Jahr der Betrachtung.

Alle monetären Werte sind Nettokosten ohne Umsatzsteuer. Die Stromsteuer wird ebenfalls nicht mitbetrachtet. Annahmen zur Inflationsentwicklung werden nicht getroffen, um die Unsicherheit der Betrachtung nicht zu erhöhen. Folgende Annahmen werden dem Gestehungskostenmodell für das Basisjahr 2015 zugrunde gelegt.

Tabelle 1: Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten 2015. [Eigene Darstellung]

	Technologie		
	Gaskraftwerk	Windenergieanlage	PV-Freiflächenanlage
Spez. Energieertrag	-	1.800 kWh/kW/a	1.200 kWh/kW/a
Kapitalgebundene Kosten	854 €/kW	1.667 €/kW	1.085 €/kW
Nutzungsdauer	15 Jahre	20 Jahre	25 Jahre
Kalkulationszinssatz	4,39%	4,39%	4,39%
Betriebsgebundene Kosten	18 €/kW	55 €/kW	14 €/kW
Fixer Anteil der Betriebskosten	70%	37%	67%
Verbrauchsgebundene Kosten	6,75 Ct/kWh	0,20 Ct/kWh	0,15 Ct/kWh
Wirkungsgrad Erzeuger	48%	-	-

Die Werte beruhen auf Daten des Praxispartners, aus Referenzanlagen von Projektentwicklern und folgender Studien zu den unterschiedlichen Erzeugungstechnologien: FRAUNHOFER IWES 2017, LÜERS et al. 2015, ASUE 2014, BUNDESNETZAGENTUR 2017b, KOST et al. 2013 und IRENA 2016. Die kapitalgebundenen Kosten umfassen die Modulkosten inklusive Peripherie, Transport, Erschließung, ggf. Gebäudekosten, Einbindung, Abnahme sowie Planung und Gutachten. Die Nutzungsdauern der betrachteten Gaskraftwerke sind abhängig von den jährlichen Betriebsstunden. Bei weniger als 6.000 Betriebsstunden pro Jahr steigt die Nut-

zungsdauer auf 25 Jahre, bei höheren Betriebsstunden entspricht sie 15 Jahren. Der Kalkulationszinssatz ist ein Mischzinssatz aus Fremd- (60 %) und Eigenkapitalverzinsung (40 %). Die betriebsgebundenen Kosten enthalten die Pacht, die kaufmännische und technische Betriebsführung, Versicherungen sowie Wartung und Instandhaltung. Bei Wind- und PV-Anlage entsprechen die verbrauchsgebundenen Kosten den Direktvermarktungskosten. Die verbrauchsgebundenen Kosten des Gaskraftwerks umfassen die Brennstoffkosten (2,68 Ct/kWh inkl. Strukturierung und Energiesteuer), die Umrechnung in den Heizwert, die Verlustenergie aufgrund des Wirkungsgrades und die Netzentgelte für den Erdgasbezug. Der Wirkungsgrad erhöht sich mit der Steigerung der Nennleistung (ASUE 2014). Der angegebene Wirkungsgrad gilt bei einer Nennleistung von 15.500 kW.

Bei den regenerativen Stromerzeugungsanlagen wird von einem Kostenreduktionspotenzial aufgrund technischen Fortschritts ausgegangen (IRENA 2016, CANDELISE et al. 2013). Im Gegensatz dazu wird im Modell angenommen, dass die fossilen Kraftwerksanlagen bereits technisch ausgereift sind und in Zukunft keine Einsparpotenziale zu heben sind. Allerdings wird für die Brennstoffpreise die historische durchschnittliche Steigerung von 0,05 Ct/kWh pro Jahr (Werte 1991 – 2016 aus Aufzeichnungen des Bundesamtes für Wirtschaft und Einfuhrkontrolle) für die Jahre 2015 bis 2040 ebenfalls angesetzt. Auf Basis der historischen Kostenentwicklung (IRENA 2016) werden die Investitionskosten in Windenergieanlagen nach Formel 2.2 bis zum Jahr 2040 prognostiziert.

$$y_{t,Wind} = -764,9 * \ln(x_t) + 4.090,2 \quad 2.2$$

Dabei sind

$y_{t,Wind}$ die Investitionskosten des Jahres t in eine Windenergieanlage pro Einheit [€/kW],
 x_t die Anzahl der Jahre ab dem Basisjahr (1983) im Jahr t .

Zur Prognose der Kostenentwicklung von PV-Freiflächenanlagen werden die Ergebnisse der Studie FRAUNHOFER ISE 2015 für das Modell verwendet. Formel 2.2 definiert die Prognosefunktion.

$$y_{t,PV} = 0,0013 * x_t^4 - 0,0819 * x_t^3 + 2,1088 * x_t^2 - 40,103 * x_t + 1.003,9 \quad 2.3$$

Dabei sind

$y_{t,PV}$ die Investitionskosten des Jahres t in eine PV-Freiflächenanlage pro Einheit [€/kW],
 x_t die Anzahl der Jahre ab dem Basisjahr (2015) im Jahr t .

Die Formeln 2.2 und 2.3 werden im Gesteungskostenmodell hinterlegt. Die Investitionskosten in eine PV-Freiflächenanlage sinken damit im Modell von 976 €/kW im Jahr 2015 auf 532 €/kW im Jahr 2040. Die Investitionskosten in eine Windenergieanlage von 1.667 €/kW auf 984 €/kW. Der variable Anteil der Betriebskosten sinkt analog.

2.2 Begrenzung des Strombezugs aus dem vorgelagerten Netz

Im ersten Schritt des Gesteungskostenmodells wird die Frage geklärt, ob im Modell ohne Marktverzerrungen die Erzeugung der Spitzenlast vor Ort innerhalb des Versorgungsgebiets wirtschaftlicher ist als der Gesamtstrombezug aus dem vorgelagerten Netz. Grundsätzlich gilt: Je höher die Auslastungsrate der Netzinfrastruktur ist, desto geringer sind die Kosten pro Einheit. Folglich sollten Fluktuationen im Lastlevel und hohe Spitzenlasten vermieden werden, um

die Netzkosten möglichst gering zu halten. Im Gesteungskostenmodell wird deshalb davon ausgegangen, dass die Auslastungsrate des Strombezugs aus der vorgelagerten Netzebene maximiert wird und so die gewälzten Netzkosten minimiert werden. Dazu wird der Bezug aus der Netzebene 4 auf die MinLoad begrenzt. Die MinLoad ist die minimale Last, die bei einer Auslastungsrate von 100 % (8.760 h/a) und der Gesamtstrommenge des entsprechenden Jahres benötigt wird. Im Fall der Verteilnetzebene (Netzebenen 5 bis 7) des Praxispartners wird die MinLoad folgendermaßen berechnet:

$$\text{MinLoad}_{\text{NE5-7}} [\text{kW}] = \text{Gesamtstrommenge}_{\text{NE5-7}} [\text{kWh}] / 8.760 [\text{h}] \quad 2.4$$

$$\text{MinLoad}_{\text{NE5-7}} = 249.660.000 \text{ kWh} / 8.760 \text{ h} = 28.500 \text{ kW}$$

Die verbleibende Spitzenlast von 15.500 kW im Maximum mit einer Jahresstrommenge von 20.800.000 kWh wird vor Ort erzeugt. Als Voraussetzung gilt, dass die Spitzenlastproduktion vor Ort wirtschaftlicher ist als der Bezug aus der vorgelagerten Netzebene. Der Sachverhalt ist dann gegeben, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

Bedingung 1: $A_{\text{kap,Gas,vO}} \leq v\text{NE}_{4,t}$

Bedingung 2: $K_{\text{betrGas,vO}} + K_{\text{ver,Gas,vO}} \leq K_{\text{VB}}$

Dabei sind

- $A_{\text{kap,Gas,vO}}$ die Annuität der kapitalgebundenen Kosten des Gaskraftwerks vor Ort [€/a],
- $\text{NE}_{4,t}$ die vermiedenen Netznutzungsentgelte der Netzebene 4 im Jahr t [€/a],
- $K_{\text{betr,Gas,vO,t}}$ die betriebsgebundenen Kosten des Gaskraftwerks vor Ort pro Einheit im Jahr t [Ct/kWh],
- $K_{\text{ver,Gas,vO,t}}$ die verbrauchsgebundenen Kosten des Gaskraftwerks vor Ort pro Einheit im Jahr t [Ct/kWh],
- $K_{\text{VB,t}}$ die Kosten für den Vollbezug der Gesamtstrommenge aus der Netzebene 4 pro Einheit im Jahr t [Ct/kWh].

Zur Überprüfung der Bedingungen werden die Stromgestehungskosten zweier verschiedener Kraftwerksgrößen betrachtet. Zum einen ein Gaskraftwerk mit einer Nennleistung von 44.000 kW, das den gesamten Strombedarf der Verteilnetzebene überörtlich decken kann, und zum anderen ein Gaskraftwerk mit einer Nennleistung von 28.500 kW, das die MinLoad produzieren kann. Tabelle 2 stellt die beiden Bezugsvarianten dar.

Tabelle 2: Vergleich der Vollbezugs- und MinLoad-Bezugsvariante. [Eigene Darstellung]

	Variante: Vollbezug	Variante: MinLoad-Bezug	Spitzenlast
Jahresstrommenge	249.660.000 kWh	229.000.000 kWh	20.660.000 kWh
Jahreshöchstlast	44.000 kW	28.500 kW	15.500 kW
Vollbenutzungsstunden	5.680 h/a	8.033 h/a	1.333 h/a
Jährliche Gesamtkosten	19.900.000 €	17.565.000 €	2.335.000 €
Stromgestehungskosten	7,97 Ct/kWh	7,67 Ct/kWh	11,30 Ct/kWh
Netzentgelte pro Jahr	5.300.000 €	3.500.000 €	1.800.000 €

Im Fall der übergeordneten Kraftwerke beträgt die Nutzungsdauer 15 Jahre aufgrund der mehr als 6.000 jährlichen Betriebsstunden. Damit Bedingung 1 erfüllt ist, müssen die vermiedenen Netzentgelte größer oder gleich den jährlichen kapitalgebundenen Kosten des dezentralen Kraftwerks sein. Die Einsparung aus den Netzentgelten beträgt 1.800.000 € jährlich, die kapitalgebundenen Kosten des Gaskraftwerks vor Ort mit einer Nennleistung von 15.500 kW betragen bei einem Kalkulationszinssatz von 4,39 % und einer Nutzungsdauer von 25 Jahren (Betriebsstunden < 6.000/a) 883.000 € pro Jahr.

Bedingung 1: $A_{\text{kap,Gas,vO,2015}} \leq v_{\text{NE}_{4,2015}} \rightarrow 883.000 \text{ €} \leq 1.800.000 \text{ €} \rightarrow$ erfüllt

Da die kapitalgebundenen Kosten des dezentralen Gaskraftwerks deutlich höher sind als die vermiedenen Netzentgelte, bleibt ein gesamtwirtschaftlicher Vorteil von 917.000 € pro Jahr für die Verbraucher des Versorgungsgebiets, da die Netzentgelte über den Verteilnetzbetreiber an die Kunden gewälzt werden.

Damit Bedingung 2 erfüllt ist, muss die Summe der betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten des dezentralen Gaskraftwerks kleiner oder gleich den Differenzkosten aus Vollbezug und MinLoad-Bezug sein. Diese betragen 11,30 Ct/kWh. Die Summe der betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten des fossilen Spitzenlastkraftwerks vor Ort ergibt bei der angenommenen Nennleistung von 15.500 kW im Jahr 2015 1.800.000 € bei einer erzeugten Strommenge von 20.660.000 kWh. Daraus ergeben sich Stromgestehungskosten (ohne kapitalgebundene Kosten) in Höhe von 8,71 Ct/kWh.

Bedingung 2: $K_{\text{betrGas,vO,2015}} + K_{\text{ver,Gas,vO,2015}} \leq K_{\text{VB,2015}} \rightarrow 8,71 \text{ Ct/kWh} \leq 11,30 \text{ Ct/kWh} \rightarrow$ erfüllt

Die betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten liegen um 2,59 Cent pro Kilowattstunde bzw. 23 % signifikant unter den Gestehungskosten der aus dem vorgelagerten Netz bezogenen Spitzenlast. Damit sind beide Bedingungen erfüllt, was bedeutet, dass die Spitzenlastproduktion vor Ort durch ein dezentrales Gaskraftwerk wirtschaftlicher ist als der Bezug der Gesamtstrommenge aus dem vorgelagerten Netz.

2.3 Einsatz regenerativer Energien zur Deckung der Spitzenlast vor Ort

Im zweiten Schritt des Gestehungskostenmodells wird untersucht, ob und unter welchen Rahmenbedingungen der Einsatz von erneuerbaren Energien zur Deckung der Spitzenlast vor Ort wirtschaftlicher ist als der Einsatz des fossilen Kraftwerks. Um die benötigte Last auch bei Nicht-Verfügbarkeit von Sonne und Wind abdecken zu können, bleibt das Gaskraftwerk aus Schritt 1 bestehen. Die kapitalgebundenen Kosten werden von den vermiedenen Netzentgelten getragen. Der Überschuss in Höhe von 917.000 € pro Jahr bleibt als gesamtwirtschaftlicher Vorteil bestehen und wird nicht weiter verrechnet. Verglichen werden also im Weiteren die betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten des Gaskraftwerks vor Ort mit den Gestehungskosten von Wind- bzw. PV-Freiflächenanlagen vor Ort. Dem Modell sind Stromlastgänge mit der Auflösung in Viertelstunden hinterlegt. Zur Simulation der PV- und Windlastgänge ist jeweils ein Referenzlastgang² zugrunde gelegt, auf dessen Basis der simulierte Lastgang in Abhängigkeit der installierten Nennleistung über das Jahr ausgerollt wird. Das Ausgangsjahr der

² Referenzlastgang Wind: Enercon E-101, Nennleistung: 3.050 kW, Nabenhöhe: 149 m, Rotordurchmesser: 101 m, Standort: Oberfranken; Referenzlastgang PV: Nennleistung: 4.560 kW_p, Standort: Oberbayern

Betrachtung ist das Jahr 2015, in dem die Annahme gilt, dass noch keine regenerativen Erzeugungsanlagen vor Ort bestehen. Nach dem in Abbildung 9 dargestellten Entity-Relationship-Schema läuft die Simulation der Kostenentwicklungen in Abhängigkeit der jeweiligen Lastgänge ab.

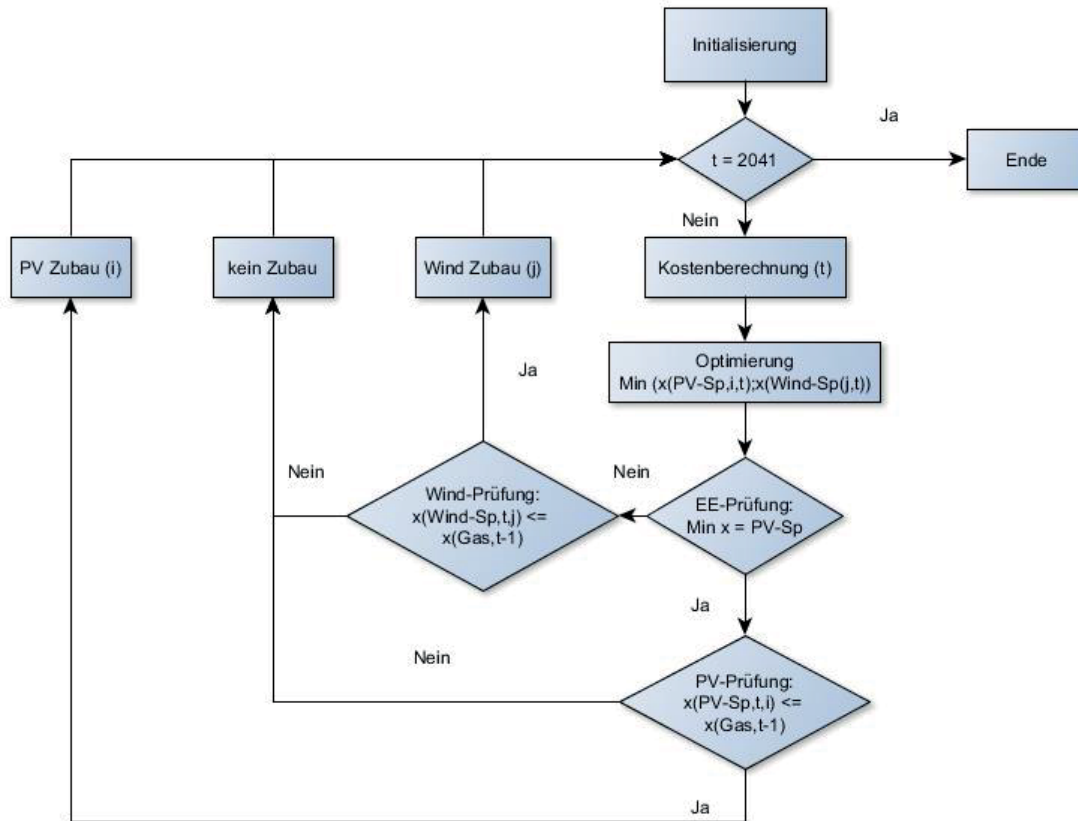


Abbildung 1: Entity-Relationship-Modell als Ablaufplan der Simulation. [Eigene Darstellung]

Für die Kostenberechnung werden sieben Varianten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Modell untersucht. Als maximaler Zubau gelten jeweils die Werte aus dem Energienutzungsplan des Versorgungsgebiets (PV = 113 MW, Wind = 17,5 MW). Als jährliche maximale Zubauleistung werden jeweils 5 MW definiert. Bei PV-Freiflächenanlagen wird jeweils der Zubau von 1, 2, 3, 4 und 5 MW untersucht. Bei Windenergieanlagen 2,5 und 5 MW an zusätzlicher Leistung. Als Restriktion gilt, dass pro Jahr entweder der jährliche Maximalzubau an PV- oder an Windleistung erfolgen kann. Da die regenerative Stromerzeugung nicht steuerbar ist, entsteht zwangsläufig Überschussstrom, der nicht direkt die Spitzenlast deckt. In diesem Modellschritt wird davon ausgegangen, dass der Überschussstrom in das vorgelagerte Netz zu einem Rückspeisepreis „rückgespeist“ wird. Dieser wird als Mischpreis aus einem Anteil für fossil erzeugten Strom und einem Anteil für erneuerbaren Strom aus dem übergeordneten Netz angenommen. Der fossile Anteil des Mischpreises entspricht den Kosten des übergeordneten Gaskraftwerks des jeweiligen Betrachtungsjahres und beträgt im Ausgangsjahr 2015 7,67 Ct/kWh. Für den erneuerbaren Anteil des Mischpreises werden 0 Cent/kWh angesetzt, da davon ausgegangen werden muss, dass zu Zeiten des Überschussstroms im Modellgebiet ebenfalls ein hoher Anteil erneuerbarer Energien in das übergeordnete Netz aus anderen Versorgungsregionen eingespeist wird und es aufgrund dessen zu Netzengpässen kommen kann, die eine Rückspeisung verhindert. Der Anteil des erneuerbaren Anteils am Rückspeisepreis

steigt analog zum Ziel der Bundesregierung, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion bis 2050 auf 80 % zu erhöhen (BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE 2010). Aufgrund der Überschussmenge, die nicht in die Spitzenlast integriert werden kann, steigt der Preis, der für den erneuerbaren Spitzenlaststrom gezahlt werden muss, von den Ausgangs-Stromgestehungskosten ($PV_{2015} = 6,73 \text{ Ct/kWh}$, $Wind_{2015} = 10,64 \text{ Ct/kWh}$) auf den EE-Spitzenlastpreis an. Dieser berechnet sich wie in Formel 2.5 definiert.

$$x(\text{EE-SL}_t) = \frac{X(\text{EE}_t) - X(\text{GL-}\ddot{A}_t)}{Q(\text{EE-SL}_t)} \quad 2.5$$

Dabei sind

- $x(\text{EE-SL}_t)$ der Preis für die Spitzenlast aus erneuerbaren Energien pro Einheit im Betrachtungsjahr t [€/kWh],
- $X(\text{EE}_t)$ die Gesamtkosten zur Erzeugung des EE-Stroms im Betrachtungsjahr t [€],
- $X(\text{GL-}\ddot{A}_t)$ die Gesamterlöse für die Überschussstrommenge im Betrachtungsjahr t [€],
- $Q(\text{EE-SL}_t)$ die Strommenge aus erneuerbaren Energien (EE-Spitzenlast), die im Betrachtungsjahr t in die Spitzenlast integriert werden kann [kWh].

Als Bedingung für den Zubau gilt wie im Entity-Relationship-Modell dargestellt, dass die günstigste EE-Variante nur dann zugebaut wird, wenn der entsprechende Spitzenlastpreis kleiner oder gleich den Gestehungskosten (nur betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten) für das dezentrale Gaskraftwerk im Vorjahr ist.

Bedingung 3: $x_{\text{Min}}(\text{EE-SL}_t) \leq x(\text{Gas}_t)$

Im Jahr 2016 ist die günstigste Zubauvariante 1 MW an PV-Erzeugungskapazität. Der Preis dafür liegt mit 7,47 Ct/kWh unter den Gestehungskosten für das Gaskraftwerk vor Ort im Jahr 2015 ($= K_{\text{betrGas,VO,2015}} + K_{\text{ver,Gas,VO,2015}}$), die 8,14 Ct/kWh betragen. Im Modellgebiet wird folglich eine PV-Freiflächenanlage mit einer Leistung von 1 MW zugebaut. Anschließend beginnt die Kostenberechnung für das Jahr 2017, wobei die durch den Zubau veränderten Lastgänge übertragen werden und als neue Ausgangsbasis gelten. Die in Abbildung 9 dargestellte Berechnungs-Optimierungs-Schleife läuft durch bis zum Jahr 2040.

3 Implikationen für das Lastmanagement auf Verteilnetzebene

Im Folgenden werden die Auswirkungen der Ergebnisse aus der Simulation auf das Modellgebiet dargestellt und die Implikationen auf das Lastmanagement auf Verteilnetzebene abgeleitet.

3.1 Begrenzung des Netzbezugs und dezentrale Spitzenlasterzeugung

Zunächst kann festgehalten werden, dass die Begrenzung des Netzbezugs aus der vorgelagerten Netzebene auf die MinLoad ein signifikantes Einsparpotenzial bietet. Die günstigste Variante für die Spitzenlasterzeugung ist der Aufbau von PV-Erzeugungskapazität um jährlich 1 MW auf insgesamt 21 MW im Jahr 2039. Gleichzeitig bleibt das dezentrale Gaskraftwerk bestehen, um die nicht durch regenerativen Strom zu deckende Spitzenlast abzufahren. Beim

optimalen Zubau von 21 MW PV-Leistung können 46 % (9.523.000 kWh) der Spitzenlaststrommenge regenerativ gedeckt werden. Die restlichen 54 % müssen weiterhin fossil abgedeckt werden, da die Zeiten der Stromerzeugung aus PV nur zum Teil mit den Strombedarfszeiten übereinstimmen. Abbildung 2 stellt den Verlauf der Spitzenlastpreise dar. Trotz der sinkenden Investitionskosten steigen die Spitzenlastkosten für regenerativen Strom an, da durch den Zubau immer weniger erzeugte Strommenge in die Spitzenlast integriert werden kann. Dennoch bleiben die Spitzenlastkosten für Photovoltaikstrom (gelb) bis 2036 unter den Kosten für die fossile Stromerzeugung (rot). Diese wiederum wachsen einerseits aufgrund der steigenden Brennstoffkosten und andererseits aufgrund der geringeren Auslastung aufgrund des PV-Zubaus im Zeitverlauf an.

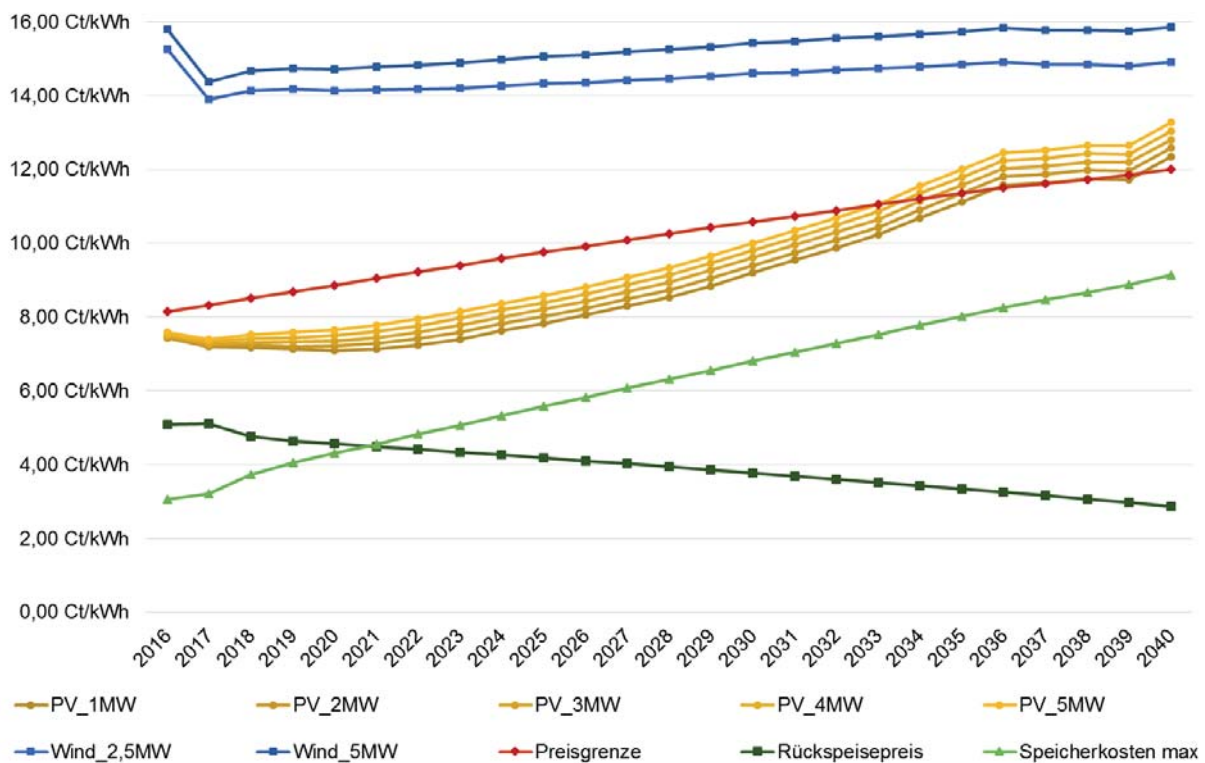


Abbildung 2: Verlauf der Spitzenlastkosten der Zubauvarianten, des Rückspeisepreises und des maximalen Speicherpreises von 2016 bis 2040. [Eigene Darstellung]

Die Kostensteigerung bei der Windenergie (blau) ist deutlich flacher, da die Kostensenkungen durch technische Entwicklungen zum einen höher sind als bei der Photovoltaik. Zum anderen kann eine höhere erzeugte Strommenge in die Spitzenlast integriert werden. Dennoch liegen die Spitzenlastkosten für Windstrom in diesem Modell bis 2040 über den fossilen Gesteinskosten.

3.2 Einsatz von Stromspeichertechnologien auf Verteilnetzebene

Zur Erhöhung des regenerativen Anteils an der Spitzenlaststrommenge besteht die Möglichkeit als Lastmanagementmaßnahme Stromspeichertechnologien auf Verteilnetzebene einzusetzen. So kann die überschüssige Strommenge in Zeiten des Strombedarfs verschoben werden. Die schwarze Linie in Abbildung 2 zeigt den Verlauf des Rückspeisepreises an. Mit den sinkenden Erlösen für den Überschussstrom steigen die Kosten an, die eine Kilowattstunde

Speicherstrom im Modell maximal kosten darf. Während die maximalen Speichergestehungskosten pro integrierte Kilowattstunde Spitzenlast im Jahr 2015 lediglich 3,05 Cent betragen dürfen, steigen diese bis zum Jahr 2040 auf 9,13 Cent an. Unterstellt man, dass aus netztechnischen Gründen keine Energie mehr rückgespeist werden darf, betragen die maximalen Speichergestehungskosten im Jahr 2040 12,0 Ct/kWh. Die Speichergestehungskosten enthalten alle Kostenkomponenten einschließlich Verzinsung. Zur Bewertung der Ergebnisse werden die Speicherkosten in die Kosten pro installierte Kilowattstunde Speicherkapazität umgerechnet. Dazu werden die jährlichen Kosten aus der Multiplikation der Speichergestehungskosten mit der zur Spitzenlastdeckung zur Verfügung stehenden Speicherstrommenge ermittelt und anhand der gewöhnlichen Nutzungsdauer von Stromspeichern von 15 Jahren auf die potenziellen Investitionskosten skaliert. Geteilt durch die installierte Speicherkapazität ergeben sich die maximal möglichen Investitionskosten in pro Kilowattstunde Speicherkapazität.

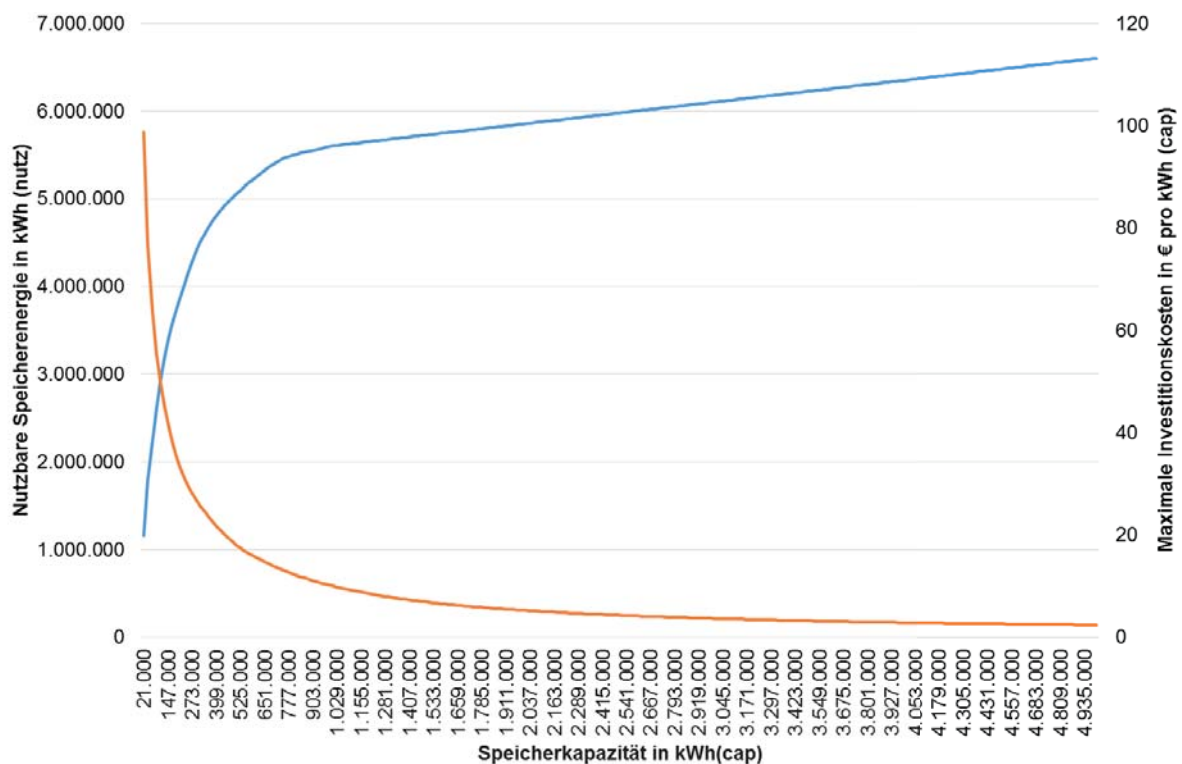


Abbildung 3: Veränderung der maximalen Speicherinvestitionskosten in Abhängigkeit von der Speicherkapazität und der nutzbaren Speicherenergie. [Eigene Darstellung]

Abbildung 3 stellt die maximalen Investitionskosten ($\text{€/kWh}_{\text{cap}}$) in Abhängigkeit von der Speicherkapazität und der nutzbaren Speicherstrommenge dar. Mit der Erhöhung der Speicherkapazität geht die Erhöhung der nutzbaren Speicherstrommenge einher. Ab einer Kapazität von rund 294.000 kWh lässt der Anstieg der nutzbaren Speicherstrommenge deutlich nach, während die maximalen Investitionskosten weiter abnehmen. Ein Grund dafür ist der Umstand, dass die Spitzenlast abgedeckt werden soll, die tages- und jahreszeitlich stark schwankt. Während im Sommer zwar mehr Überschussstrom zur Verfügung steht, kann der Bedarf durch die PV-Erzeugung zu einem Großteil gedeckt werden. Dagegen stehen im Winter sowohl weniger Überschussstrom als auch weniger Spitzenlaststrom zur Verfügung, weswegen die Beladung des Speichers nicht mehr voll stattfinden kann. Bei einer Speicherkapazität von 21.000 kWh

betragen die maximalen Investitionskosten 99 €/kWh_{cap} bei einer nutzbaren Speicherstrommenge von 1.152.000 kWh. Bei der vierfachen Speicherkapazität sinken die Kosten bei einer nutzbaren Strommenge von 2.594.000 kWh auf 56 €/kWh_{cap}. Mit der zusätzlich abgedeckten Spitzenlast erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energien auf 58 %. Laut SCHMIDT et al. 2017 entwickeln sich die Produktpreise für Lithium-Ionen- bzw. Redox-Flow-Großspeicher wie in Abbildung 4 dargestellt. Die Produktpreise (nicht Kosten!) sinken bis zum Jahr 2040 auf 284 bzw. 231 €/kWh_{cap}, was um 216 % über den im Modell errechneten maximalen Investitionskosten liegt. Abbildung 4 stellt die von Schmidt et al. prognostizierten Produktpreise dar.

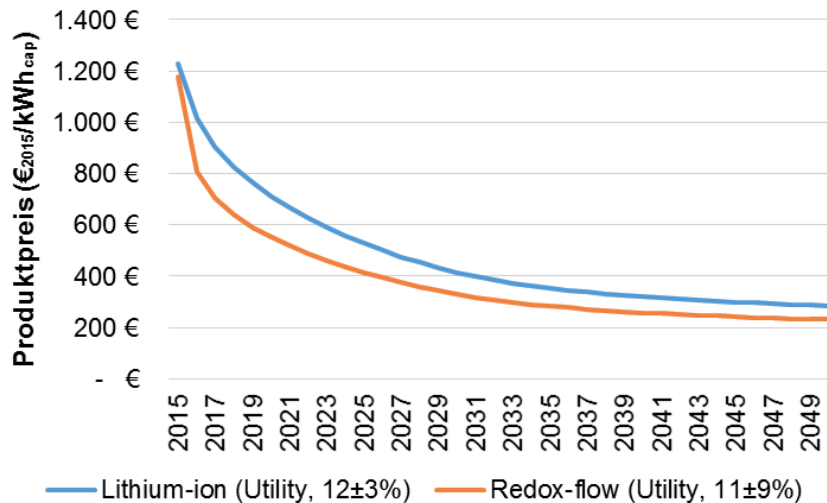


Abbildung 4: Entwicklung der Produktkosten für Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Speichern. [Eigene Darstellung nach Schmidt et al. 2017]

Dagegen gehen MÜLLER et al. 2017 davon aus, dass die Investitionskosten in eine Kilowattstunde Speicherkapazität bereits 2025 bei nur mehr 312 € liegen, was ein höheres Kostenreduktionspotenzial impliziert. Die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichertechnologien als Lastmanagementmaßnahme zur Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze ist stark abhängig von den zugrunde gelegten Opportunitätskosten. Im Modell liegen die Opportunitätskosten bei 12 Ct/kWh (Kosten für die fossile Erzeugung vor Ort) aus Sicht des Verteilnetzbetreibers, der die Investitionsentscheidung zu Erzeugungstechnologien trifft. Betrachtet man dagegen die Opportunitätskosten eines Haushaltskunden liegen diese im Jahr 2017 laut Bundesnetzagentur im Durchschnitt bei 29,86 Ct/kWh inklusive Steuern und Umlagen. Die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern auf Haushaltsebene – vor allem in Verbindung mit der Installation einer PV-Anlage – kann folglich möglicherweise schneller erreicht werden.

3.3 Auswirkung der Ergebnisse auf das Gesamtsystem

In Bezug auf den Speichereinsatz lässt sich sagen, dass mit dem Ausbau der regenerativen Erzeugungskapazität im Gesamtsystem die Wirtschaftlichkeit der Speichertechnologien ansteigt. Je schneller der Ausbau der erneuerbaren Energien im gesamten System vollzogen wird, desto schneller kann aus netztechnischen Gründen nicht mehr in die vorgelagerte Netzebene rückgespeist werden. Aufgrund dessen steigt der Druck die überschüssige Strommenge durch den Speichereinsatz nutzbar zu machen.

Begrenzt nicht nur die Modellregion ihren Strombezug aus der Versorgungsnetzebene, sondern auch die anderen Verteilnetzgebiete, führt dies aufgrund der sinkenden Erlöse für den

Netzbetreiber der Netzebene 4 bei bestehender Infrastruktur zwangsläufig zu steigenden Kosten pro Einheit. Während das Einsparpotenzial sinkt, steigt der Anreiz zur Bezugsbegrenzung weiter an. Aufgrund der im Modell berechneten Wirtschaftlichkeit der Spitzenlasterzeugung vor Ort, gilt es den Ausbau der Stromnetze auf Versorgungs- und Transportnetzebene zu überdenken und stattdessen die Investition in den Ausbau der Verteilnetze und in den Aufbau dezentraler Erzeugungskapazität in Betracht zu ziehen. Es sei denn, die Kosten der überregionalen Stromproduktion können beispielsweise durch die verstärkte Nutzung kostengünstiger Wind-Offshoretechnologien deutlich reduziert werden.

4 Fazit und Ausblick

Auch wenn aktuell bereits große Anstrengungen zur Untersuchung von Stromspeichertechnologien gemacht werden, herrscht dennoch eine hohe Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung von Speicherkosten. Aufgrund dessen ist es zum aktuellen Zeitpunkt schwierig Aussagen über die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Stromspeichern für die Zukunft zu treffen. Aus diesem Grund begnügt sich die vorliegende Studie auf die Aussage, was der in die Spitzenlast zu integrierende Speicherstrom maximal kosten darf. Je nach Zielsetzung (Kostenminimierung vs. Maximierung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromproduktion) kann die Beurteilung der Ergebnisse abweichen. Die Verwendung von dezentralen Power-to-Gas-Technologien bei zukünftigen großen Stromüberschussmengen kann durch den Einsatz des entstehenden Brennstoffs im fossilen Spitzenlastkraftwerk interessant werden. Deren Wirtschaftlichkeit müsste allerdings in einer weiterführenden Studie betrachtet werden.

Aus der Modellannahme, dass Marktverzerrungen in Form von Umlagen nicht berücksichtigt werden, lässt sich folgender Schluss ableiten: Die Wahl des Umlagen-Systems in der deutschen Energiewirtschaft führt zwar zu einem steigendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion, aber nicht zu effizienten und kostenoptimalen Bedingungen. Ohne Marktverzerrungen können bereits jetzt PV- und Windenergieanlagen wirtschaftlich in das Stromsystem integriert werden. Die Gestaltung des zukünftigen Strommarktes sollte deshalb unter Beachtung dieses Gesichtspunktes stattfinden.

Literaturverzeichnis

ASUE (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten. Berlin.

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin.

BUNDESNETZAGENTUR (2017a): Be-en-de-te Ausschreibungen 2017. Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Solar-Anlagen 2017. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2017/Ausschreibungen2017_node.html (15.11.2017).

BUNDESNETZAGENTUR (2017b): EEG-Anlagenstammdaten (außer PV-Gebäudeanlagen). Veröffentlichung der Registerdaten (08/2014 bis 10/2017). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html#doc732052bodyText1 (07.12.2017).

CANDELISE, C., WINSKEL, M. & GROSS, R. J.K. (2013): The dynamics of solar PV costs and prices as a challenge for technology forecasting. – *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 26: 96–107.

FRAUNHOFER ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende.

FRAUNHOFER IWES (2015): Wie hoch ist der Stromverbrauch der Energiewende? Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

FRAUNHOFER IWES (Edit.) (2017): Windenergie Report Deutschland 2016. – Fraunhofer Verlag, Stuttgart.

IRENA (2016): The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. – International Renewable Energy Agency (IRENA).

KOPP, O., EßER-FREY, A. & ENGELHORN, T. (2012): Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? – Zeitschrift für Energiewirtschaft 36 (4): 243–255.

KOST, C., MAYER, J. N., THOMSEN, J., HARTMANN, N., SENKPIEL, C., PHILIPPS, S., NOLD, S., LUDE, S. & SCHLEGL, T. (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Version November 2013. – Fraunhofer ISE, Freiburg.

LÜERS, S., WALLASCH, A.-K. & REHFELD, K. (2015): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Update. Varel.

MÜLLER, M., VIERNSTEIN, L., TRUONG, C. N., EITING, A., HESSE, H. C., WITZMANN, R. & JOSSEN, A. (2017): Evaluation of grid-level adaptability for stationary battery energy storage system applications in Europe. – Journal of Energy Storage 9: 1–11.

SCHMIDT, O., HAWKES, A., GAMBHIER, A. & STAFFELL, I. (2017): The future cost of electrical energy storage based on experience rates. – Nature Energy 2.

UBA (2017): Erneuerbare Energien in Zahlen. Strom aus erneuerbaren Energien. <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1> (15.11.2017).