
Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich

Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen

ANALYSE

Agora
Energiewende



Stromwelten 2050

IMPRESSUM

ANALYSE

Die Gesamtkosten erneuerbarer, erdgas- und kohlebasierter Elektrizitätssysteme im Vergleich

ERSTELLT VON AGORA ENERGIEWENDE

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49. (0) 30. 700 14 35-000
F +49. (0) 30. 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

PROJEKTLEITUNG

Dr. Patrick Graichen
Mara Marthe Kleiner
maramarthe.kleiner@agora-energiewende.de

DURCHFÜHRUNG DER ANALYSE

Öko-Institut
Schicklerstraße 5–7 | 10179 Berlin
Dr. Felix Christian Matthes, Christoph Heinemann,
Dr. Sylvie Ludig, Vanessa Cook (Übersetzung)

Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen, Juliane Franz

Titel: photocase.de/pixelliebe

105/02-A-2017/DE

Veröffentlichung: Januar 2017

Gedruckt auf 100% Recycling Naturpapier
FSC® Circleoffset Premium White

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

mit dem Jahr 2050 verbinden sich viele Hoffnungen, aber auch Sorgen. Aus Klimaschutzsicht soll bis dahin das Stromsystem auf Erneuerbaren Energien basieren. Aus wirtschaftlicher Sicht wird demgegenüber die Frage gestellt, ob eine solche Welt überhaupt finanziell verkraftbar ist.

Vor diesem Hintergrund haben wir das Öko-Institut gebeten, für uns verschiedene denkbare Stromwelten miteinander zu vergleichen.

So werden zwei fossile Stromwelten skizziert – ein kohlebasiertes und ein gasbasiertes Stromsystem. Dies wird verglichen mit zwei nahezu vollständigen Erneuerbare-Energien-Stromsystemen, die sich in ihren Speicherstrategien unterscheiden. Der Vergleich dieser 2 x 2 Welten erfolgt dann sowohl mit Bezug auf

die Erzeugungsstrukturen als auch mit Blick auf die Gesamtsystemkosten und die CO₂-Emissionen.

Dabei zeigt sich, dass der Kostenvergleich vor allem von der zukünftigen Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise bestimmt wird. Welche Kohle-, Gas- und CO₂-Preise für das Jahr 2050 plausibel sind, wird jede und jeder vermutlich anders beantworten. Deutlich wird mit diesem Gedankenexperiment aber eines: Keine Energiewende zu machen, bedeutet nicht, keine Energiekosten mehr zu haben – sondern andere. Und die können im Zweifel auch deutlich höher ausfallen als ursprünglich erwartet.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr
Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Das Wichtigste auf einen Blick:

1

Ein Stromsystem mit 95 Prozent Erneuerbaren Energien kostet 2050 unter den meisten erwartbaren Energie- und CO₂-Preisentwicklungen etwa gleich viel oder sogar weniger als ein fossiles Alternativsystem. Ein kohlebasiertes Stromsystem ist nur dann signifikant günstiger, wenn für 2050 sehr niedrige CO₂-Preise (20 Euro/t) erwartet werden, ein gasbasiertes Stromsystem dann, wenn für 2050 niedrige Gaspreise und gleichzeitig keine hohen CO₂-Preise (100 Euro/t) unterstellt werden.

2

Ein Erneuerbare-Energien-Stromsystem wirkt wie eine Versicherung gegen volatile Energie- und CO₂-Preise, da bei fossil basierten Stromsystemen die Gesamtkosten stark von den Energie- und CO₂-Preisentwicklungen abhängen. Der Anteil der variablen Kosten an den Gesamtkosten liegt bei fossilen Stromsystemen zwischen 30 Prozent und 67 Prozent, während der Anteil variabler Kosten im Erneuerbare-Energien-System nur 5 Prozent beträgt.

3

Ein Stromsystem mit 95 Prozent Erneuerbaren Energien senkt die CO₂-Emissionen des Stromsektors um 96 % unter das Niveau von 1990, bei CO₂-Vermeidungskosten von etwa 50 Euro/t CO₂. Es stellt somit eine effiziente Klimaschutzmaßnahme dar, da dies sehr deutlich unter den erwarteten CO₂-Schadenskosten liegt. Diese werden kurzfristig bei 80 Euro/t CO₂, mittel- bis langfristig bei 145 bzw. 260 Euro/t CO₂ angesetzt.

Zusammenfassung

Die Dekarbonisierung des Energie- und vor allem des Stromsystems ist Kernbestandteil jeder konsequenten Klimaschutzstrategie. Für den Stromsektor bedeutet dies letztlich die Umstellung von Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und anderen fossilen Brennstoffen auf eine (nahezu) Vollversorgung aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050.

Die grundsätzliche technische Umsetzbarkeit eines solchen, zu mehr als 90 Prozent auf Erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystems steht heute nicht mehr infrage. Grundlage hierfür sind die teilweise rasanten Technologiefortschritte in den vergangenen Jahren vor allem im Bereich der Windenergie (an Land und auf See) sowie bei der Solarenergie, aber auch die schon jetzt absehbaren weiteren Entwicklungen bei zentralen Flexibilitätsoptionen (inklusive flexibler Nachfrage, Batteriespeichern und *Power-to-Gas*-Technologien).

Noch nicht vollständig geklärt ist jedoch die Frage der Kosten dieses neuen Stromsystems. Zu berücksichtigen sind dabei einerseits die Gesamtkosten eines Stromsystems auf Basis Erneuerbarer Energien und andererseits der Vergleich zu einem weiterhin auf fossilen Brennstoffen beruhenden Stromsystems. Vor diesem Hintergrund präsentiert die hier vorgelegte Studie eine numerische Analyse zu folgenden Fragen:

- Welche technischen und Kostenstrukturen ergeben sich für ein im Jahr 2050 zu mehr als 90 Prozent auf Erneuerbaren Energien beruhendes Stromsystem? Wie unterscheiden sich die Kosten hinsichtlich unterschiedlicher Speicherstrategien (Batterien vs. *Power-to-Gas*)?
- Welche technischen, Kosten- und Emissionsstrukturen ergeben sich für ein hypothetisches Stromsystem auf Basis fossiler Energieträger im Jahr 2050, wenn ab sofort auf die weitere Errichtung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Wind- und Solarenergien verzichtet würde?

Wie unterscheiden sich die Kosten hinsichtlich unterschiedlicher Fossile-Energien-Systeme (klassischer Mix aus Braunkohle-/Steinkohle-/Erdgaskraftwerken vs. ein rein auf Erdgas beruhendes Stromsystem)?

Hierfür wurde eine Vielzahl von Modellrechnungen mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um die Resultate auf ihre Robustheit zu überprüfen. Im Ergebnis lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

1. Es sind heute unterschiedliche Ausprägungen eines Stromsystems auf Basis Erneuerbarer Energien für das Jahr 2050 denkbar. Sie unterscheiden sich in der Zusammensetzung des Erneuerbare-Energien-Anlagenparks sowie in dem Zusammenspiel mit den Netzinfrastrukturen und unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen. Stundenscharfe Analysen zeigen, dass sie jeweils die deutsche Stromversorgung vollständig decken und ein hohes Versorgungssicherheitsniveau gewährleisten können.
2. Werden die Kosten einer Tonne Kohlendioxid (CO₂) mit 50 Euro oder mehr bewertet, sind Erneuerbare-Energien-Stromsysteme im Jahr 2050 meist günstiger oder ähnlich teuer wie ein klassisches Braunkohle-/Steinkohle-/Erdgas-Stromsystem – weitgehend unabhängig von den angenommenen Brennstoffpreisen (Abbildung Z-1). Nur wenn für 2050 niedrige CO₂-Preise beziehungsweise eine Kombination aus niedrigen Energiepreisen und CO₂-Preisen unter 50 Euro pro Tonne angenommen werden, führt ein fossiler Braunkohle-/Steinkohle-/Erdgas-Mix zu niedrigeren Gesamtkosten als ein Erneuerbare-Energien-Stromsystem.
3. Ein komplett auf Erdgaskraftwerke umgestelltes Stromsystem hat bei hohen Brennstoffpreisen ähnliche oder höhere Kosten und ist bei niedrigen Brennstoffpreisen günstiger als ein Erneuerbare-Energien-Stromsystem – weitgehend unabhängig von den angenommenen CO₂-Preisen.

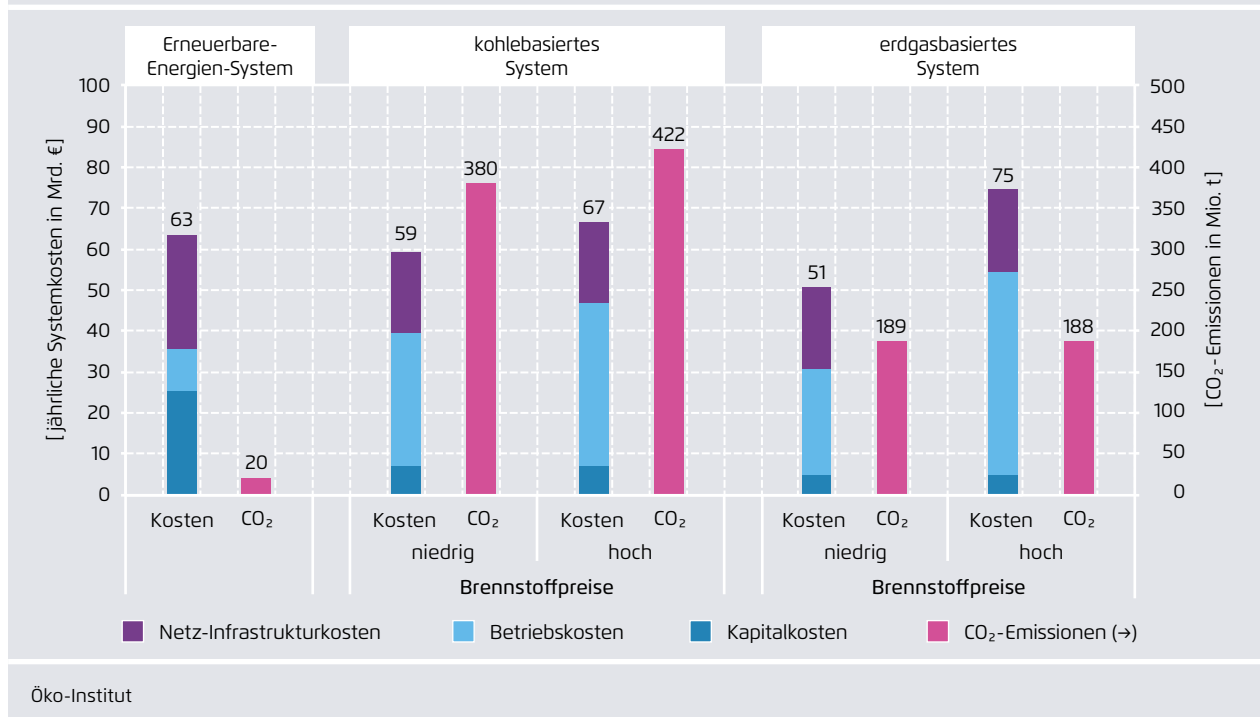
4. Ein neues Braunkohle-/Steinkohle-/Erdgas-Stromsystem hätte im Jahr 2050 im Vergleich zu 1990 um 7 bis 24,5 Prozent, ein reines Erdgas-Stromsystem um 59 Prozent und ein nahezu vollständig auf Erneuerbare Energien umgestelltes Stromsystem um 96 Prozent niedrigere CO₂-Emissionen. Letztlich ist nur ein Erneuerbare-Energien-Stromsystem mit den Klimaschutzziele kompatibel, die im Klimaschutzabkommen von Paris niedergelegt worden sind.
5. Die CO₂-System-Vermeidungskosten zwischen einem Stromsystem auf Basis fossiler Energien und einer nahezu vollständigen Versorgung aus Erneuerbaren Energien betragen in den meisten Konstellationen zwischen 40 und 60 Euro pro Tonne CO₂. Zwei Ausnahmen stechen dabei heraus: Für den Wechsel von einem erdgasbasierten zu einem Erneuerbare-Energien-Stromsystem ergeben sich im Fall dauerhaft niedriger Brennstoffpreise Vermeidungskosten von circa 125 Euro je Tonne CO₂; im Fall hoher Brennstoffkosten demgegen-

über aber sogar negative Vermeidungskosten von -15 Euro je Tonne CO₂.

Zusammenfassend lässt sich feststellen: Ein Stromsystem, das im Jahr 2050 nahezu vollständig auf Erneuerbaren Energien beruht, ist nicht nur klimapolitisch notwendig und technisch machbar, sondern aus der Systemperspektive auch kostenseitig attraktiv. Denn in den wahrscheinlichsten Zukunftsszenarien ist eine Versorgung auf Basis von Erneuerbaren Energien entweder etwa gleich teuer oder sogar günstiger als ein Stromsystem auf Basis fossiler Energieträger. Gerade angesichts der Unsicherheiten bei den Entwicklungen auf den globalen Brennstoffmärkten liefert ein Stromsystem auf Basis Erneuerbarer Energien darüber hinaus noch den Mehrwert, die Volkswirtschaft insgesamt gegen zunehmend volatile Preisentwicklungen für fossile Energien abzusichern und so auch die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland zu stärken.

Vergleich der gesamten Systemkosten von Erneuerbaren- sowie kohle- und erdgasbasierten Stromsystemen bei CO₂-Preisen von 50 Euro pro Tonne, 2050

Abbildung Z-1



Öko-Institut

Summary

The decarbonisation of the energy and, above all, the power system is the core component of any consistent climate protection strategy. For the electricity sector, this means, in the final analysis, the transition from a power supply based on lignite, hard coal, natural gas and other fossil fuels to one (almost) completely based on renewable energies by 2050.

The fundamental technical feasibility of such a system, more than 90 percent of which would generate electricity from renewable energies, is no longer disputable today. The explanation for this is the partly rapid technological advances made in recent years, particularly those involving wind (on- and offshore) and solar energy, as well as the foreseeable further developments of central flexibility options (including flexible demand, battery storage and *power-to-gas* technologies).

However, the question of the costs of this new electricity system has not yet been fully resolved. These cost calculations need to take into account, on the one hand, the total costs of an electricity system based on renewable energies and, on the other hand, the comparison to a power system that remains based on fossil fuels. Against this background, the present study provides a numerical analysis of the following questions:

- What are the technical and cost structures for a power system when 90 percent or more of the electricity is generated from renewable energies in 2050? How do the costs for different storage strategies (batteries vs. *power-to-gas*) differ?
- What technical, cost and emission structures result for a hypothetical fossil-based power system in 2050 if the further construction of electricity production plants based on wind and solar energy is immediately abandoned? How do the costs for various fossil-based power systems differ (conventional mix of lignite/hard coal/natural gas po-

wer plants vs. an electricity system based purely on natural gas)?

For this purpose, a large number of model calculations with different framework conditions and sensitivity analyses were conducted in order to check the results for their robustness. As a result, the following conclusions can be drawn:

1. Currently, different forms of a renewable electricity system are conceivable for 2050. They differ in the composition of the fleet of renewable energy power plants and the interplay with grid infrastructures and different flexibility options. Hourly analyses show that such a renewable power fleet can fully cover Germany's power supply and guarantee a high level of security of supply.
2. If the cost of a tonne of carbon dioxide (CO₂) is € 50 or more, renewable energy power systems in 2050 are mostly cheaper than or approximately as expensive as a conventional lignite/hard coal/natural gas power system - largely independently of the assumed fuel prices (Figure S-1). Only when lower CO₂ prices or a combination of low energy prices and CO₂ prices of less than € 50 are assumed for 2050, a lignite/hard coal/natural gas power mix leads to lower overall costs than a system based on renewable energy sources.
3. An electricity system based completely on natural gas power plants leads to similar or higher costs when high fuel prices are assumed and is cheaper than a renewable energy power system when low fuel prices are assumed - largely independently of the CO₂ price assumptions.
4. Compared to 1990, a new lignite/hard coal/natural gas power system would have 7 to 24.5 percent, a power system based entirely on natural gas 59 percent, and an almost fully renewable power system 96 percent lower CO₂ emissions in 2050. In the final analysis, only a renewable electricity

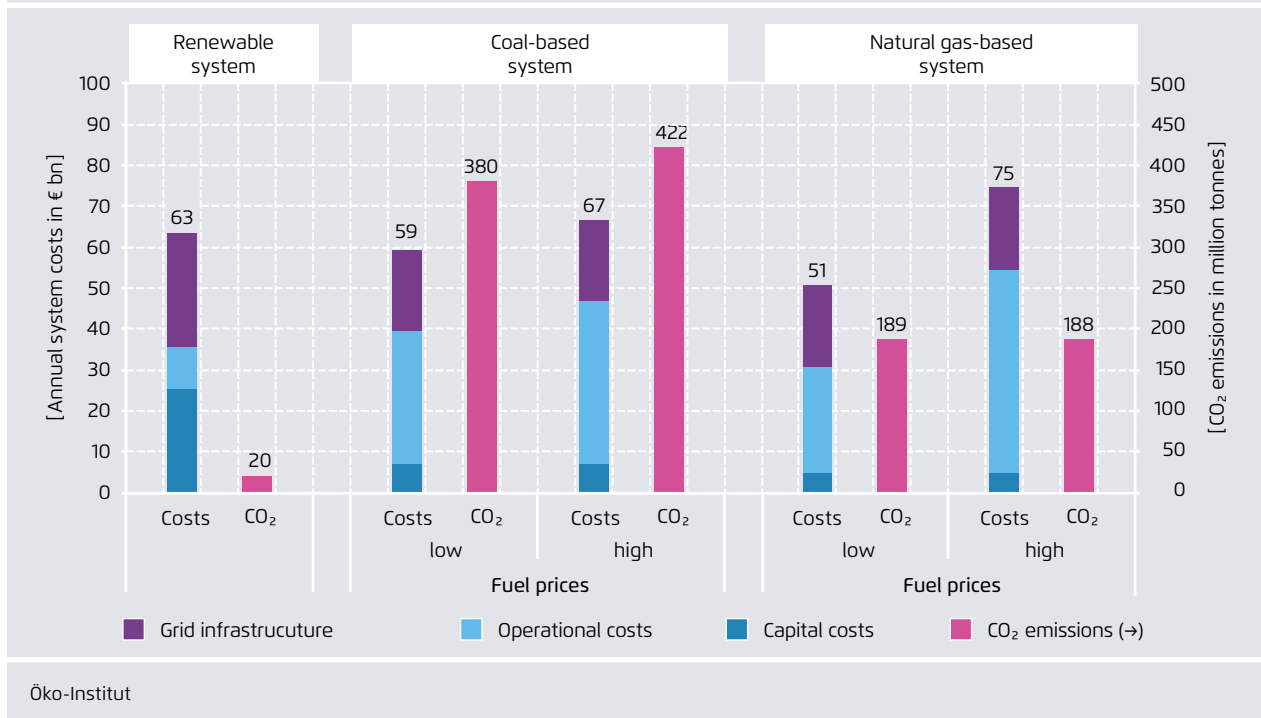
system is compatible with the climate protection targets laid down in the Paris Agreement.

- The systemic CO₂ abatement costs for switching from a fossil-based power system to one based almost fully on renewable energies amount, in most constellations, to between 40 and 60 Euro per tonne of CO₂. There are two exceptions: For the change from a power system based on natural gas to one based on renewable energies, abatement costs of approx. 125 €/t CO₂ arise in the case of permanently low fuel prices; in the case of high fuel costs, however, negative abatement costs of -15 €/t CO₂ arise.

In summary, a power system that is almost entirely based on renewable energies in 2050 is not only necessary in climate protection terms and technically feasible, it is also attractive in cost terms from a system perspective. In the most probable future scenarios for Germany, an electricity supply based on renewable energies is either approximately as expensive as or is even cheaper than a fossil-based electricity system. Particularly with a view to the uncertainties about developments on the global fuel markets, a renewable energy power system also has the added value of shielding the national economy as a whole from increasingly volatile price developments for fossil fuels, thereby also strengthening the competitiveness of Germany as a business location.

Comparison of total system costs of predominantly renewable, coal and natural gas-based power systems with CO₂ prices of €50, 2050

Figure S-1



Öko-Institut

Inhalt

Vorwort	3
Zusammenfassung	5
Summary	7
1. Einführung	11
2. Methodischer Ansatz	13
2.1 Grundsätzlicher Untersuchungsgang	13
2.2 Definition der Systemgrenzen	14
2.3 Verwendetes Modellinstrumentarium	16
3. Rahmenannahmen	19
3.1 Erzeugungs- und Speicheroptionen	19
3.1.1 Erneuerbare Erzeugungsoptionen	19
3.1.2 Fossile beziehungsweise konventionelle Erzeugungsoptionen	20
3.1.3 Speicheroptionen	20
3.2 Netzinfrastrukturen	22
3.3 Kosten für Brennstoffe und CO ₂ -Zertifikate	24
3.4 Stromnachfrage	25
4. Ergebnisse	27
4.1 Die Erzeugungssysteme im Überblick	27
4.2 Analyse des von Erneuerbaren Energien geprägten Versorgungssystems	29
4.2.1 Stromerzeugung und CO ₂ -Emissionen	29
4.2.2 Systemkosten	30
4.3 Analyse der von fossilen Energieträgern geprägten Versorgungssysteme	33
4.3.1 Stromerzeugung und CO ₂ -Emissionen	33
4.3.2 Systemkosten	34
4.4 Vergleich der Erneuerbaren und fossil geprägten Versorgungssysteme	38
5. Schlussfolgerungen	43
6. Referenzen	45

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 4-1:	Installierte Nettoleistung der exemplarischen Kraftwerksparks, 2050	28
Abbildung 4-2:	Installierte Nettoleistung der exemplarischen Fossile-Energien-Kraftwerksparks bei begrenztem Ausbau von Wind- und Solarenergieanlagen im Kontext hoher Brennstoff- und CO ₂ -Preise, 2050	29
Abbildung 4-3:	Gesamte Systemkosten weitgehend auf Erneuerbare Energien umgestellter Stromsysteme, 2050	30
Abbildung 4-4:	Sensitivitätsrechnungen für die Systemkosten weitgehend auf Erneuerbare Energien umgestellter Stromsysteme, 2050	31
Abbildung 4-5:	Stromerzeugung und CO ₂ -Emission verschieden ausgeprägter Stromsysteme auf Basis fossiler Brennstoffe, 2050	33
Abbildung 4-6:	Sensitivitätsanalyse für Stromerzeugung und CO ₂ -Emission verschieden ausgeprägter fossil dominierter Stromsysteme mit einem begrenzten Anteil regenerativer Stromerzeugung, 2050	35
Abbildung 4-7:	Gesamte Systemkosten des kohlebasierten Stromsystems in Abhängigkeit von CO ₂ -Kosten und Brennstoffpreisen, 2050	35
Abbildung 4-8:	Gesamte Systemkosten des erdgasbasierten Stromsystems in Abhängigkeit von CO ₂ -Kosten und Brennstoffpreisen, 2050	36
Abbildung 4-9:	Sensitivitätsanalysen für die Systemkosten verschieden ausgeprägter fossil basierter Stromsysteme mit einem begrenzten Anteil regenerativer Stromerzeugung bei hohen Energiepreisen, 2050	37
Abbildung 4-10:	Vergleich der gesamten Systemkosten eines Erneuerbaren- und eines kohlebasierten Stromsystems, 2050	39
Abbildung 4-11:	Vergleich der gesamten Systemkosten eines Erneuerbaren- und eines erdgasdominierten Stromsystems, 2050	39
Abbildung 4-12:	Vergleich der CO ₂ -Minderungen regenerativ und fossil dominierter Stromsysteme, 2050	40
Abbildung 4-13:	Vergleich der gesamten Systemkosten von Erneuerbaren- sowie kohle- und erdgasbasierten Stromsystemen bei CO ₂ -Preisen von 50 Euro je Tonne, 2050	41
<hr/>		
Tabelle 3-1:	Rahmenannahmen für die Kosten von Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien, 2030 und 2050	19
Tabelle 3-2:	Rahmenannahmen für die Kosten konventioneller Kraftwerke, 2030 und 2050	20
Tabelle 3-3:	Rahmenannahmen für die Kosten von Speicheroptionen, 2030 und 2050	21

1. Einführung

Die zur Bekämpfung des anthropogen verursachten Klimawandels anstehende Umgestaltung des Energiesystems in Richtung CO₂-freier Energien, das heißt für Deutschland die Umstellung auf Erneuerbare Energien, bildet eine gravierende Herausforderung für die nächsten Dekaden. Zwar haben sich im Verlauf der letzten zwei Dekaden die technischen Parameter und die ökonomische Attraktivität der Stromerzeugungsoptionen auf Basis Erneuerbarer Energien massiv verbessert. Gleichzeitig verbleiben aber bezüglich einer ganzen Reihe grundlegender Elemente eines Erneuerbare-Energien-Stromsystems, vor allem hinsichtlich der Flexibilitätsoptionen sowie der Netzinfrastruktur noch offene Fragen. Nicht zuletzt sind durch die unerwarteten Umbrüche auf den internationalen Brennstoffmärkten gerade im Bereich der Kosten eines Erneuerbaren-Energien-Systems auch neue Herausforderungen entstanden.

Diese Fragen können angesichts der grundlegenden Umstrukturierungs-Notwendigkeiten im Übergang zu einem Stromsystem auf Basis Erneuerbarer Energien nicht mehr hinreichend belastbar beantwortet werden, wenn einzelne Elemente der verschiedenen Systeme (Erzeugungsanlagen, Flexibilitätsoptionen, Netzinfrastruktur) isoliert voneinander analysiert werden.

Vor diesem Hintergrund zielt die hier vorgelegte Analyse auf die integrierte Betrachtung der unterschiedlichen Elemente sehr unterschiedlich ausgeprägter Stromsysteme. Um eine Einordnung der Ergebnisse zu ermöglichen, wurden die Analysen in Form eines modellgestützten Gedankenexperiments durchgeführt, mit dem fünf Fragen beantwortet werden sollen:

1. Wie kann ein Stromsystem im Jahr 2050 aussehen, in dem das Stromaufkommen zu mehr als 90 Prozent aus Erneuerbaren Energien gedeckt wird?

2. Wie sähe ein Stromsystem im Jahr 2050 aus, wenn zukünftig keine neuen Wind- und Solarkraftwerke mehr errichtet werden würden und sich im Ergebnis wieder ein fossil geprägtes Stromsystem herausbilden würde?
3. Wie würden sich diese beiden Welten mit Blick auf Systemkosten und CO₂-Emissionen unterscheiden?
4. Wie robust sind die Ergebnisse eines solchen Vergleichs in Bezug auf unterschiedliche Entwicklungen bei Brennstoff-, CO₂- beziehungsweise Anlagenkosten sowie hinsichtlich unterschiedlicher Ausprägungen des Erneuerbaren-Energien- sowie des Fossile-Energien-Stromsystems?
5. Welche Schlussfolgerungen lassen sich daraus ziehen?

Das Kapitel 2 enthält eine kompakte Darstellung des für die genannten Fragestellungen gewählten methodischen Ansatzes. Im Kapitel 3 werden die wichtigsten Rahmenannahmen für die numerischen Analysen dokumentiert, welche aus Konsistenzgründen zum größten Teil auf vorhergehende Analysen von Agora Energiewende aufbauen. Das Kapitel 4 enthält die kompakte Darstellung der Ergebnisse, einschließlich der Sensitivitätsanalysen zur Einordnung der im Kapitel 3 getroffenen Annahmen. Im Kapitel 5 werden die wichtigsten Schlussfolgerungen aus den Analysen präsentiert.

2. Methodischer Ansatz

2.1 Grundsätzlicher Untersuchungsgang

Das Ziel der Untersuchung besteht zunächst darin, die Kosten alternativer Gesamtsysteme für die Strombereitstellung zu ermitteln und zu vergleichen. Diese Systemkosten enthalten

- alle Kosten für Investitionen, Brenn-, Roh- und Hilfsstoffe, Emissionsberechtigungen, Personal, Wartung und Instandhaltung
- für alle Elemente des Strombereitstellungssystems, also Erzeugung, Netze und Speicher.

Alle Kosten werden auf Jahresbasis ermittelt, Kapitalkosten für Investitionen etc. werden nach der Annuitätenmethode auf Jahreskosten umgerechnet.

Darüber hinaus werden die CO₂-Emissionen des Stromsystems ermittelt. Diese Emissionen werden auf Grundlage des mit einem *Dispatch*-Modell ermittelten Kraftwerkseinsatzes errechnet und nach dem sogenannten Anlagenkonzept bilanziert. Damit erfassen die Emissionen des Stromsektors alle Emissionen aus Stromerzeugungsanlagen; eine Bereinigung der Emissionen entsprechend der in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugten Wärme erfolgt nicht.

Betrachtet werden verschiedene Ausprägungen des Strombereitstellungssystems unter Berücksichtigung unterschiedlicher Rahmenbedingungen für das Jahr 2050. Die Aufwuchsdynamik der unterschiedlichen Elemente des Systems und die diesbezüglich erforderlichen Zeiträume beziehungsweise die in diesem Kontext zu berücksichtigende Investitionskostendynamik werden bei den Investitionskostenansätzen berücksichtigt, bei allen anderen Kostenelementen gehen die jeweiligen Jahreswerte für das Jahr 2050 in die Berechnungen ein.

Das im Rahmen dieser Untersuchung vollzogene Gedankenexperiment wird in sechs Analyseschritten vollzogen:

1. In einem ersten Schritt werden zwei Ausprägungen eines sehr weitgehend durch Erneuerbare Erzeugungsoptionen geprägten Stromsystems entwickelt (Erneuerbare Energien decken einen Anteil von 95 Prozent an der Stromnachfrage).
 - Für die Stromerzeugungskapazitäten von On- und Offshore-Windkraftwerken sowie Photovoltaik-(PV-)Anlagen werden für beide Varianten identische Ausbaupfade unterstellt, die sich an einer Minimierung der Residuallast orientieren.
 - Für die komplementär zu den Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien notwendigen Flexibilitätsoptionen werden zwei unterschiedliche Varianten berechnet. In einer ersten Variante kommen in erheblichem Ausmaß Batteriespeicher zum Tragen, in einer zweiten Variante wird die speicherseitige Flexibilität ausschließlich durch *Power-to-Gas*-(PtG-)Anlagen bereitgestellt.
2. In einem zweiten Schritt werden zwei Varianten eines Stromsystems entwickelt, für das unterstellt wird, dass die Finanzierung von Windkraft- und Solarstromanlagen in den nächsten Jahren eingestellt wird und sich bis 2050 ein durch fossile Energieträger geprägtes System in den konventionellen Strukturen der Vergangenheit entwickelt. Dabei wird die Kernenergie als Element des Stromsystems ausgeschlossen.
 - In einer ersten Variante entwickelt sich das System auf Basis der Vollkosten für die verschiedenen Erzeugungsoptionen in den klassischen Strukturen der Grund-, Mittel- und Spitzenlasterzeugung. Klimarestriktionen spielen dabei nur eine nebensächliche Rolle. Methodisch wird diese Variante auf der Grundlage eines vereinfachten Vollkostenmodells für fossile Stromerzeugungsanlagen und historische Lastverläufe spezifiziert.

- In einer zweiten Variante entwickelt sich das System unter Berücksichtigung klimapolitischer Restriktionen, aber hier auch nur so weit, dass das System in Richtung des am wenigsten CO₂-intensiven fossilen Energieträgers, also Erdgas, umgestellt wird, letztlich aber weitgehend auf der Basis fossiler Energieträger verbleibt. Methodisch baut die Entwicklung dieses Kraftwerksparks auf der ersten Variante auf, nur dass die dort für Stein- und Braunkohlekraftwerke ermittelten Kapazitäten als erdgasbetriebene Gas- und -Dampfturbinen-(GuD-)Kraftwerke in Ansatz gebracht werden.
 - 3. In einem dritten Schritt werden die jeweiligen Stromerzeugungssysteme für jede Stunde des Jahres kostenoptimal eingelastet:
 - Aus den installierten Stromerzeugungskapazitäten auf Basis Erneuerbarer Energien, den entsprechenden Einspeiseprofilen sowie der stundengenauen Nachfrage wird ein Residuallastverlauf ermittelt.
 - Für diese Residuallast werden die Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen entlang ihrer kurzfristigen Grenzkosten (das heißt im Wesentlichen der Kosten für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen beziehungsweise der Wirkungsgrade der Speicher) und unter Berücksichtigung diverser Systemrestriktionen eingelastet und die entsprechende Stromerzeugung, die kurzfristigen Betriebskosten sowie die CO₂-Emissionen ermittelt.
 - 4. In einem vierten Schritt werden die unterschiedlichen Kostenpositionen der unterschiedlichen Stromsysteme ermittelt beziehungsweise zusammengefasst:
 - Die Kapitalkosten von Stromerzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen werden als Annuität ermittelt.
 - Die fixen Betriebskosten der Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen werden auf der Grundlage typischer Kennzahlen berechnet.
 - Die variablen Betriebskosten des Gesamtsystems werden als Ergebnisgröße des Einlastungsmodells einbezogen.
 - Zusätzliche Betriebskosten für die fixen Kosten der Braunkohlentagebaue und für die CO₂-Beschaffung für PtG-Anlagen werden über Nebenrechnungen ermittelt.
 - Die Kosten für die Netzinfrastrukturen werden ebenfalls über Nebenrechnungen ermittelt.
 - 5. In einem fünften Schritt wird eine Reihe von Indikatoren ermittelt, die die Einordnung der Ergebnisse erleichtern:
 - der Stromerzeugungsmix
 - die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung
 - der Umfang des Überschussstroms aus Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien
 - die nicht über Kurzzeitspeicher verlagerten Erzeugungsüberschüsse aus Erneuerbaren-Energien-Kraftwerken
 - der Einsatz von Erneuerbar erzeugtem Überschussstrom in PtG-Anlagen, die jahresdurchschnittliche Auslastung dieser Anlagen und gegebenenfalls deren CO₂-Bedarf für die Erzeugung synthetischen Methans sowie die Stromerzeugung aus Anlagen, die aus Strom erzeugte gasförmige Energieträger einsetzen und deren jahresdurchschnittliche Auslastung
 - 6. Vor dem Hintergrund der teilweise weit in die Zukunft fortgeschriebenen Basisgrößen für die Analysen werden für zentrale Annahmen bei den Inputparametern Sensitivitätsanalysen angestellt.
- Der gewählte Ansatz dient so vor allem der robusten Abschätzung der Systemkosten für unterschiedlich geprägte Zukunftsentwicklungen.

2.2 Definition der Systemgrenzen

Die im Rahmen der hier angestellten exemplarischen Analyse verglichenen Stromsysteme repräsentieren letztlich auch sehr unterschiedliche Entwicklungspfade für das gesamte Energiesystem. Während ein ganz überwiegend auf Erneuerbare Energien basierendes Stromsystem konsistent zu einer Entwicklung ist, in der das gesamte Energiesystem dekarboni-

siert werden soll, ist ein überwiegend fossil geprägtes Stromsystem nur im Kontext eines Energiesystems passfähig, in dem bis zur Mitte dieses Jahrhunderts nur geringe oder wenig ambitionierte Minderungen der Treibhausgasemissionen erzielt werden sollen.

Im Kontext der Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems können zusätzliche Stromnachfragen aus dem Wärme- und Verkehrssektor entstehen, die gegebenenfalls ein deutlich stärker ausgebautes Stromsystem erfordern (Fraunhofer IWES 2015, Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015, 2015, UBA 2014b, Quaschnig 2016). Der Umfang dieser zusätzlichen Stromnachfragen hängt vom Ambitionsniveau der Treibhausgas-Emissionsminderung, von der Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse sowie der möglichen Herstellung von synthetischen Kraftstoffen im Ausland ab. Die Bandbreite der gesamten Stromnachfragen ist hier mit 450 bis 800 beziehungsweise in einigen Varianten mit deutlich über 1.000 Terawattstunden erheblich.

Da die Rolle der Elektrizitätsversorgung in den beiden übergeordneten Trajektorien des Energiesystems, aber auch für unterschiedlich geprägte Dekarbonisierungspfade sehr unterschiedlich ausfallen kann, ist vor allem für einen belastbaren Vergleich der Systemkosten eine konsistente Abgrenzung der Systeme von zentraler Bedeutung. Hier können grundsätzlich zwei verschiedene Ansätze verfolgt werden:

→ Es werden die Stromsysteme für unterschiedliche Stromnachfragen analysiert. Allerdings müssen dann auch die Kosten der Stromanwendungstechnologien wie auch die vermiedenen Kosten im Wärme- und Verkehrsegment des Energiesystems in ihrer ganzen Breite (Investitions-, Betriebs- und Infrastrukturkosten) einbezogen werden. Die Modellierung kann sich hier nicht auf den Stromsektor beschränken, letztlich muss das gesamte Energiesystem parametrisiert und analysiert werden. Für den Zeithorizont 2050 sind hier erhebliche Bandbreiten zu berücksichtigen, die prinzipiell über entsprechende Sensitivitätsrechnungen

abgebildet werden könnten, aber über die entsprechende Kombinatorik die Zahl der Variantenrechnungen massiv erhöhen. Diesem Nachteil steht als Vorteil eine umfassende Kostenbewertung gegenüber.

→ Es werden Stromsysteme für die gleichen Stromnachfragen analysiert. Dieses Vorgehen kann im Kontext einer Dekarbonisierung des Energiesystems die Vollkosten des Stromsystems in ihrer absoluten Höhe unterschätzen. Es vermeidet aber umfangreiche Zusatzmodellierungen beziehungsweise Variantenrechnungen und klammert die Unsicherheiten aus, die mit der Parametrisierung unterschiedlicher Entwicklungsvarianten im Wärme- und Verkehrssektor entstehen. Dem Nachteil einer Ausblendung der hinsichtlich der Dimensionierung des Stromsystems entstehenden Kostenunterschiede steht hier der Vorteil deutlich robuster ermittelbarer Kostenrelationen gegenüber.

Im Kontext des im Rahmen dieser Analyse angestellten Gedankenexperiments und der verfügbaren Ressourcen, also aus pragmatischen Gründen, wurde der zweite Ansatz für die Systemabgrenzung gewählt. Die Untersuchungen zielen also primär auf die Bewertung der Kostenrelationen zwischen den unterschiedlichen Ausprägungen des Stromsystems ab.

Zusätzlich wurde, auch zur Komplexitätsreduktion und zur Verdeutlichung der wesentlichen Wirkungszusammenhänge, für die Berechnungen eine Reihe von Vereinfachungen getroffen:

→ Betrachtet wurde das deutsche Stromerzeugungssystem, in dem der inländische Strombedarf durch inländische Erzeugung und inländische Flexibilitätsoptionen gedeckt wird. Ein Stromaustausch mit dem Ausland wurde nicht einbezogen, gerade für die Varianten mit hohem Flexibilitätsbedarf (also die durch Erneuerbare Energien geprägten Stromsysteme) markieren die ermittelten Systemkosten diesbezüglich das konservativ abgeschätzte, das heißt ein vergleichsweise hohes Niveau der Systemkosten.

- Rückwirkungen zwischen den unterschiedlichen Rahmenbedingungen und der Ausprägung der Erzeugungsparks beziehungsweise der Portfolien der Flexibilitätsoptionen (andere Investitions- und/oder Stilllegungsmuster) wurden (modellendogen) nicht abgebildet.
- Die gegebenenfalls in anderen Sektoren genutzten Mengen an Überproduktion aus Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen wurden kostenseitig und emissionsseitig nicht bewertet.
- Die Verbrauchsniveaus und die Lastverläufe wurden für den Erneuerbare Energien dominierten und den fossil geprägten Kraftwerkspark nicht variiert, um so eine bessere Vergleichbarkeit zu ermöglichen und die Problematik der kostenseitigen Bewertungen von zusätzlichen Versorgungsaufgaben für andere Sektoren zu vermeiden.

Der verwendete Ansatz für die Systemabgrenzung zielt also vor allem auf die Ermittlung robuster Kostenrelationen zwischen unterschiedlich ausgeprägten Stromsystemen.

2.3 Verwendetes Modell-instrumentarium

Für die Analysen im Rahmen des hier angestellten Systemvergleichs wurden verschiedene Modelle des Öko-Instituts miteinander kombiniert.

Die Ausprägung des zu über 90 Prozent aus Erneuerbaren Energien gespeisten Stromsystems wurde mit einem einfachen Simulationsmodell ermittelt, in dem aus einer vorgegebenen Lastkurve, den Einspeisecharakteristika der unterschiedlichen Erneuerbaren Erzeugungsoptionen (jeweils auf stündlicher Basis) einerseits die Residuallast und andererseits die Überschussproduktion aus Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien minimiert wird.

Das durch einen fossilen Erzeugungsmix geprägte Stromsystem wurde über ein einfaches Optimierungsmodell ermittelt, in dem (unter Maßgabe von *Perfect-Foresight*) ein langfristiges Optimum der

Kraftwerksflotte entsteht. Der Leistungsanteil der jeweiligen Optionen ermittelt sich dabei aus der jährlichen Betriebsdauer, für die der jeweilige Kraftwerkstyp aus der Vollkostenperspektive die kostengünstigste Versorgungsoption darstellt. Für die Ermittlung der Vollkosten der jeweiligen fossilen Erzeugungsoptionen werden neben den unmittelbaren Investitions-, Betriebs- und CO₂-Kosten für Braunkohlekraftwerke auch die Vollkosten der Brennstoffbereitstellung, also einschließlich der Investitionen und fixen Betriebskosten der Braunkohletagebaue berücksichtigt.

Für die Einlastung der Kraftwerksparks wurde das vom Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex eingesetzt. PowerFlex ist ein klassisches Kraftwerkseinsatzmodell, welches die einzelnen Elemente im Stromsystem wie Kraftwerke, Speicher und andere Flexibilitätsoptionen kostenminimal einsetzt, um den Stromverbrauch, den Verbrauch an Nah- und Fernwärme in KWK-Systemen sowie den Bedarf an Regelleistung zu decken. Das Kraftwerkseinsatzmodell ist als gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsmodell formuliert. Die zu minimierende Zielfunktion beinhaltet alle variablen Kosten (Grenzkosten) der einzelnen Elemente. Energiewirtschaftliche Zusammenhänge, wie zum Beispiel das An- und Abfahren von Kraftwerken oder die Bereitstellung von Regelleistung, werden über Nebenbedingungen im Modell berücksichtigt.

Die Stromnachfrage, die Stromeinspeisung aus *Must-run*-Kraftwerken (zum Beispiel Gichtgas, Müllverbrennung) sowie die mögliche Stromeinspeisung aus Wasserkraft-, Windenergie- und Photovoltaikanlagen und das anfallende Biogas und Klärgas werden exogen in einer stündlichen Auflösung vorgegeben (*Perfect-Foresight*-Ansatz). Die tatsächlich in das Stromsystem integrierbare Strommenge aus Wasserkraft-, Windenergie-, Biogas- und Photovoltaikanlagen wird hingegen modellendogen bestimmt und hängt direkt von der Nachfrage, der verfügbaren Flexibilität im System und der installierten Speicherkapazität ab. Die Modellierung findet in der für die hier

angestellten Analysen verwendeten Modellvariante dabei für Deutschland statt.

Für die Ermittlung der Kosten für die Netzinfrastrukturen wurde eine Literaturlauswertung vorgenommen. Die dort ausgewiesenen Investitionsbedarfe für den Netzausbau wurden mit der Annuitätenmethode über einen Zeitraum von jeweils 40 Jahren auf Jahreskosten umgerechnet.

Für die Ermittlung der Systemkosten wurde schließlich ein Integrationsmodell entwickelt, in dem die Kraftwerksparks und die Kapazitäten der Flexibilitätsoptionen (Kurzzeitspeicher, *Power-to-Gas*-Technologieketten) sowie die Netzinfrastrukturen hinsichtlich ihrer auf Jahreswerte umgerechneten Investitionskosten und der fixen Betriebskosten bewertet werden. Die Brennstoff- und CO₂-Kosten sowie die CO₂-Emissionen werden direkt aus dem Strommarktmodell PowerFlex übernommen.

Die Berechnung der als Annuität berücksichtigten Investitionen erfolgt durchgängig mit einem einheitlichen Zinssatz von fünf Prozent, die entsprechenden Planungszeiträume wurden technologiespezifisch definiert und sind in den nachfolgenden Abschnitten jeweils spezifisch ausgewiesen. Vor dem Hintergrund des langen Zeithorizonts für die hier angestellten Analysen wurde schließlich auf die Umrechnung der Basisdaten aus den jeweils genannten Quellen (mit Preisbasen von 2012 bis 2015) auf eine einheitliche Preisbasis verzichtet. Die für die Jahre 2030 und 2050 ermittelten Kostendaten werden so als Realkosten auf Basis von Geldwerten ausgewiesen, die etwa die vergangenen vier Jahre repräsentieren.

3. Rahmenannahmen

3.1 Erzeugungs- und Speicheroptionen

3.1.1 Erneuerbare Erzeugungsoptionen

Die Kostenannahmen für Onshore- und Offshore-Windkraftwerke sowie Photovoltaikanlagen wurden zunächst aus zwei Studien der Agora Energiewende übernommen beziehungsweise abgeleitet:

- Aus der Analyse von Consentec & Fraunhofer IWES (2013) zum kostenoptimalen Ausbau der Erneuerbaren Energien wurde die für die Jahre 2013, 2023 und 2033 ausgewiesene Kostenentwicklung für On- und Offshore-Windkraftanlagen zugrunde gelegt. Die Daten für 2030 wurden über eine lineare Interpolation abgeschätzt, für das Jahr 2050 wurde die Kostendynamik der Dekade 2023 bis 2033 fortgeschrieben. Für Onshore-Windkraftanlagen wurde der Mittelwert von Stark- und Schwachwindanlagen in Ansatz gebracht.
- Die Daten für die Entwicklung der Kosten von Photovoltaikanlagen basieren auf der Analyse von Fraunhofer ISE (2015) zur Entwicklung der Kosten von Photovoltaikfreiflächenanlagen. Diese Anga-

ben wurden unter Zugrundelegung der in Consentec & Fraunhofer IWES (2013) berichteten Strukturdaten auf die Kostenentwicklung bei Dachanlagen übertragen. Für die zukünftige Entwicklung wurde dann ein etwa hälftiger Zuwachs von Dach- und Freiflächenanlagen unterstellt.

Die Kapitalkosten der im Jahr 2050 betriebenen Anlagenflotten ergeben sich bei Lebensdauern von jeweils etwa 20 Jahren aus der Kostenentwicklung im Zeitraum 2030 bis 2050; hier wurde in grober Näherung ein etwa linearer Verlauf angenommen, sodass sich die Kapitalkosten als Mittelwert der Ansätze für 2030 und 2050 ergeben.

Tabelle 3-1 zeigt im Überblick die entsprechenden Annahmen für Investitionskosten sowie die fixen Betriebskosten und die Lebens- beziehungsweise Planungsdauer, die der Ermittlung der Annuitäten für die Investitionskosten zugrunde gelegt werden.

Da mit Blick auf andere Analysen zur Entwicklung der Kosten Erneuerbarer Erzeugungsoptionen (50Hertz 2016, Rech & Elsner 2016, Elsner & Sauer

Rahmenannahmen für die Kosten von Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien, 2030 und 2050

Tabelle 3-1

	Investitionskosten [€/kW]		Fixe Betriebskosten **	Lebensdauer [a]	Anmerkung
	2030	2050			
Onshore-Windkraftanlagen *	957	865	2%	20	Kosten auf 2030 umgerechnet und für 2050 mit Dynamik der Vordekade fortgeschrieben
Offshore-Windkraftanlagen	1.920	1.285	2%	20	
PV-Aufdachanlagen	733	491	2%	20	Kosten auf Basis Freiflächenanlagen hochgerechnet
PV-Freiflächenanlagen	651	436	2%	20	
* Hälftiger Mix aus Stark- und Schwachwindanlagen ** jährliche Kosten bezogen auf die Investitionskosten					

Consentec & Fraunhofer IWES (2013), Fraunhofer ISE (2015), Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

2015, EIA 2016a, 2016b, National Renewable Energy Laboratory 2012) eine Reihe von Unterschieden zu konstatieren ist, werden die entsprechenden Kostenbandbreiten über exemplarische Sensitivitätsanalysen einer Bewertung unterzogen.

3.1.2. Fossile beziehungsweise konventionelle Erzeugungsoptionen

Obwohl in den letzten Jahren konventionelle Erzeugungsanlagen in erheblicher Zahl errichtet worden sind, verbleiben für die im Zeitraum 2030 bis 2050 anzusetzenden spezifischen Kosten erhebliche Unsicherheiten, die aus den Kosten für wichtige Rohstoffe, aber auch aus der zukünftigen Situation in den Anlagenmärkten (vor allem im Vergleich zur letzten Dekade) resultieren.

Die verwendeten Kostenansätze wurden aus den von Prognos et al. (2014) angesetzten Werten abgeleitet, die unter Zuhilfenahme des European Power Capital Costs Index (EPCCI) von IHS (2016) fortgeschrieben wurden.

Grundsätzlich wurde hier im Zeitverlauf keine Dynamik unterstellt, sodass die im Jahr 2050 bestehende Kraftwerksflotte kostenseitig durch die in Tabelle 3-2 gezeigten konstanten Werte geprägt ist. Vor allem die beiden erdgasbasierten Technologien sollten dabei als

repräsentative Technologien mit bestimmtem Einsatz beziehungsweise bestimmten Charakteristiken verstanden werden, die durchaus auch auf Basis anderer Technologien (zum Beispiel modulare Gasmotorkraftwerke) realisiert werden könnten.

Diese Werte liegen teilweise unter den in aktuelleren Arbeiten angesetzten Kostendaten (50Hertz 2016, Görner & Sauer 2016, r2b 2014, Frontier & Consentec 2014, EIA 2016a, 2016b); angesichts der im Bereich der Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen sowie bei den Flexibilitätsoptionen für die Zukunft in erheblichem Umfang unterstellten Kostensenkungen erschien ein eher optimistischer Ansatz im Bereich der konventionellen Erzeugungsanlagen als konsistent. Gleichwohl werden auch diesbezüglich exemplarische Sensitivitätsanalysen angestellt.

3.1.3. Speicheroptionen

In den sehr weitgehend durch Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien geprägten Entwicklungsvarianten des Stromsystems spielen die unterschiedlichen Speicheroptionen eine wichtige Rolle.

Die wesentliche Grundlage für die numerischen Analysen bildet hier die Speicherstudie von Agora Energiewende (FENES et al. 2014), die die Entwicklungen für 2023 und 2023 sowie für ein zu 90 Prozent auf

Rahmenannahmen für die Kosten konventioneller Kraftwerke, 2030 und 2050

Tabelle 3-2

	Investitionskosten [€/kW]		Fixe Betriebskosten [€/kW]	Lebensdauer [a]	Anmerkung
	2030	2050			
Braunkohlekraftwerk	1.600	1.600	40	40	
Steinkohlekraftwerk	1.300	1.300	40	40	
GuD-Kraftwerk	800	800	30	40	
Gasturbine	400	400	10	20	
Wasserkraftwerk	1.000	1.000	40	45	erschlossener Standort

Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

Erneuerbaren Energien beruhendes Stromsystem analysiert. Für die Übernahme dieser Daten wurden folgende Annahmen getroffen:

- Grundsätzlich wurden die Mittelwerte der Minimum-/Maximum-Angaben in Ansatz gebracht.
- Die Annahmen für das Jahr 2030 wurden über eine lineare Interpolation der Daten für den Zeitraum 2023 bis 2033 ermittelt.
- Für das Jahr 2050 wurden die Annahmen übernommen, die bei FENES et al. (2014) für ein zu 90 Prozent auf Erneuerbaren Energien basierendes Stromsystem berichtet werden.
- Für Pumpspeicherkraftwerke wurden Kostenansätze aus eigenen Recherchen und Schätzungen verwendet, wobei Standorte unterstellt wurden, die bereits erschlossen sind, aber bis zum Jahr 2050 umfangreichen Erneuerungs- und Modernisierungsmaßnahmen unterzogen werden müssen.

Die Tabelle 3-3 zeigt die Rahmenannahmen für die unterschiedlichen Speicheroptionen. Die leistungsbezogenen Investitionskosten werden dabei aus den auf Speichermengen bezogenen Investitionskosten, den jeweiligen Zyklen sowie den Kosten für Umrichter (Batteriespeicher) und Gasspeicher abgeleitet.

Für die PtG-Route über synthetisches Methan wurden darüber hinaus unterschiedliche Varianten für die Kosten des benötigten CO₂ berücksichtigt, wobei die Anforderung zugrunde gelegt wurde, dass das CO₂ klimaneutral bereitgestellt werden muss, also entweder über die Nutzung von Biomasse oder durch die Gewinnung aus der Atmosphäre:

- In einer ersten Variante wird unterstellt, dass für die Gewinnung von CO₂ aus der Atmosphäre massive technologische Durchbrüche beziehungsweise entsprechende Kostensenkungen erzielt werden und diese auch in passfähigen Anlagengrößen realisiert werden können. Cressey (2015) referiert hier Kostensenkungen auf bis zu 100 US-Dollar je Tonne CO₂. Vereinfachend wird für diese Variante ein Kostenansatz von 100 Euro pro Tonne CO₂ unterstellt.
- In einer zweiten Variante werden ebenfalls erhebliche technologische Fortschritte für die Gewinnung von CO₂ aus der Atmosphäre unterstellt, die Kosten sinken hier jedoch nur auf den oberen Bandbreitenwert von Cressey (2015), der entsprechende Ansatz für die hier angestellten Berechnungen liegt bei 200 Euro je Tonne CO₂. Auch das wäre mit Blick auf die aktuellen Kosten von circa 600 US-Dollar je Tonne CO₂ (APS 2011) eine massive Kostensenkung.

Rahmenannahmen für die Kosten von Speicheroptionen, 2030 und 2050

Tabelle 3-3

	Investitionskosten [€/kW]		Fixe Betriebskosten *	Lebensdauer [a]	Anmerkung
	2030	2050			
PtG-Anlagen H ₂	871	494	2%	25	Kosten auf 2030 umgerechnet, Kosten für die Gasspeicherung in die Investitionskosten eingerechnet
PtG-Anlagen synCH ₄	959	629	2%	25	
Kurzzeitspeicher (Batterie)	948	641	2%	25	Kosten auf 2030 umgerechnet, inklusive Umrichter
Pumpspeicherkraftwerk	1.000	1.000	40	45	erschlossener Standort
* jährliche Kosten bezogen auf die Investitionskosten, für Pumpspeicherkraftwerke in €/kW					

FENES et al. (2014), Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts

→ In einer dritten Variante wird schließlich angenommen, dass das benötigte CO₂ kostenfrei zur Verfügung steht. Hierfür käme die im Zuge der Biomassenutzung teilweise ohnehin erforderliche Abscheidung von CO₂ infrage. Wichtige Voraussetzungen für diese Variante bilden die Verfügbarkeit der entsprechenden Biomassemengen, die räumliche Überlagerung der Nutzungsmuster für Biomasse und PtG-Erzeugung sowie letztlich auch die Konvergenz der entsprechenden Anlagendurchsätze.

Da auch und gerade im Bereich der Speicherkosten erhebliche Unterschiede bei den Kostenprojektionen vorliegen (National Renewable Energy Laboratory 2012, Elsner & Sauer 2015, Eichman et al. 2016; Feldman et al. 2016), werden auch hier exemplarische Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Da nicht nur die Kosten, sondern auch die für die klimapolitische Konsistenz notwendigen Voraussetzungen bezüglich der Bereitstellung von klimaneutralem CO₂ zur Herstellung von synthetischem Methan mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sind (Öko-Institut 2014), wurden zusätzliche Sensitivitätsanalysen für eine Variante durchgeführt, in der die *Power-to-Gas*-Option auf die Herstellung und Nutzung von Wasserstoff beschränkt bleibt.

3.2 Netzinfrastrukturen

Die Kosten der Netzinfrastrukturen werden für die von fossilen Brennstoffen einerseits und von Erneuerbaren Energien andererseits dominierten Entwicklungsvarianten des Kraftwerksparks über zwei unterschiedliche Ansätze eingegrenzt. Betrachtet wird dabei lediglich das Elektrizitätsnetz, gegebenenfalls erforderlich werdende Investitionen für Gasnetze werden aus Vereinfachungsgründen nicht weiter berücksichtigt.

Die Gesamtkosten der Netzwerkinfrastrukturen wurden dabei zunächst über die Netznutzungsentgelte der verschiedenen Nutzergruppen in der Systematik abgeschätzt, die den Monitoringberichten von

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (BNetzA & BKartA 2016) zugrunde liegt. Bei einem Stromabsatz im Jahr 2010 von 142 Terawattstunden an private Haushalte, 137 Terawattstunden an das Gewerbe sowie 212 Terawattstunden an Industrie und Verkehr (hier ohne Eigenerzeugung) ergeben sich für das Gesamtsystem Kosten von 18,2 Milliarden Euro jährlich.

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass auch für ein Energiesystem auf Basis fossiler Energieträger leichte Kostensteigerungen im Bereich der Netzinfrastrukturen auftreten werden, wurde für das Jahr 2050 hier ein Aufschlag von zehn Prozent unterstellt, der sich an den Abschätzungen orientiert, die im Rahmen der *Energy Roadmap 2050* (European Commission 2011a, 2011b) für die Szenarien ohne weitere Klimaschutzambition getroffen wurden. Insgesamt ergeben sich damit im Kontext der fossil dominierten Stromsysteme für das Jahr 2050 jährliche Kosten der Netzinfrastruktur von etwa 20 Milliarden Euro.

Für die grundsätzlich in Richtung Erneuerbarer Energien umgebauten Stromsysteme wird dieses Basisniveau um die Annuitäten der als rein der Erneuerbarer Stromerzeugung zuzurechnenden Investitionen im Bereich Übertragungsnetze, Offshore-Windkraftanbindung sowie Verteilernetze erhöht. Die bisher für Zeithorizonte bis 2035 vorliegenden Projektionen kommen hier zu unterschiedlichen Bandbreitenschätzungen:

- Eine Analyse von 50Hertz (2016) zum Ausbaubedarf der Übertragungsnetze bis zum Jahr 2035 errechnet für Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien, mit denen die Energiewendeziele erreicht werden können, eine Bandbreite der Investitionskosten von 30 bis 35 Milliarden Euro.
- Auf der Grundlage der aktuellsten Abschätzungen für den Investitionsbedarf im Bereich der Übertragungsnetze (bereits unter Berücksichtigung der Erdverkabelung) errechnet sich auf Basis des aktuellsten Entwurfs der Netzentwicklungsplanung (zweiter Entwurf für den Netzentwicklungsplan Strom 2025, 50Hertz Transmission et al. 2016a) bis

zum Jahr 2025 eine Bandbreite von 27 bis 34 Milliarden Euro.

- Ebenfalls auf der Grundlage der Schätzungen im aktuellsten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans (50Hertz et al. 2016b) ergibt sich für die Anbindung der Offshore-Windparks im Zeithorizont bis 2025 ein Investitionsvolumen von etwa sieben bis zehn Milliarden Euro.
- Die Analyse der Netzausbaukosten im Rahmen der IMPRES-Projektes des BMU (Fraunhofer ISI 2014) ermittelt für den Zeitraum bis 2022 für die Übertragungsnetze eine Bandbreite der Investitionskosten von 15 bis 20 Milliarden Euro, für die Offshore-Anbindungen 10 bis 12 Milliarden Euro sowie für die Verteilnetze von 18 bis 27 Milliarden Euro.
- Im Ergebnis einer Langfristanalyse von P3 Energy & IFHT (2012) ergeben sich bis 2050 Ausbaukosten für das Übertragungsnetz von 31 bis 39 Milliarden Euro wobei hier erhebliche Kosten für den Ausbau der Grenzkuppelstellen eingeschlossen sind, aber noch keine Mehrkosten für umfangreiche Erdverkabelungen berücksichtigt werden konnten. Ohne die – in hohem Maße von den Entwicklungsmustern des Stromsystems im Ausland abhängigen – Grenzkuppelstellen werden Ausbaukosten von 21 bis 25 Milliarden Euro errechnet.
- Die Untersuchungen zum Verteilnetzausbau im Rahmen der BMWi-Verteilnetzstudie (E-Bridge Consulting et al. 2014) ermitteln für den Zeitraum 2013 bis 2032 Investitionskosten von 23 bis 49 Milliarden Euro, wobei der obere Bandbreitenausbau sich auf ein Szenario mit einem sehr schnellen Ausbau Erneuerbarer Energien bezieht (installierte Leistung von über 200 Gigawatt im Jahr 2032), jenseits dieses (Extrem-)Szenarios wird eine Bandbreite von 23 bis 28 Milliarden Euro errechnet. Durch den Einsatz moderner Technologien wird jedoch im Vergleich zu diesen Referenzwerten auch ein Kostensenkungspotenzial von mindestens 20 Prozent ermittelt.
- Aus den Analysen der dena-Verteilnetzstudie (Deutsche Energie-Agentur 2012) lässt sich für den

Investitionsbedarf bis zum Jahr 2030 eine Bandbreite von 22 bis 27,5 Milliarden Euro ableiten.

- Die BDEW-Verteilnetzstudie (E-Bridge et al. 2011) ermittelt bis zum Jahr 2020 Investitionskosten in der Bandbreite von 21 bis 27 Milliarden Euro, die sich durch moderne Technologieansätze auf 20 bis 26 Milliarden Euro reduzieren lassen.

Für die Hochrechnung dieser Daten ist eine Reihe unterschiedlicher Einflussfaktoren zu berücksichtigen:

- Fast alle Studien zeigen, dass der Investitionsbedarf im Zulauf auf das Jahr 2030 abnimmt, der höchste Investitionsbedarf in die Netze also in den nächsten zehn Jahren auftreten wird.
- Für den Zeitraum nach 2030 werden im Lichte des weiter gehenden Ausbaus der Wind- und Solarstromerzeugung andere Flexibilitätsoptionen (Speicher etc.) im Zeitverlauf eine größere Rolle spielen, den Netzausbaubedarf damit nicht vermeiden, aber im Zeitverlauf weiter vermindern.
- Alle Untersuchungen zeigen, dass der technische Fortschritt auch im Bereich des Netzausbaus im Zeitverlauf deutliche Kostensenkungen ermöglichen wird.

Unter Berücksichtigung dieser Faktoren werden für die weiteren Analysen folgende Annahmen getroffen:

- Für den Ausbau der Übertragungsnetze bis zum Jahr 2050 wird ein Referenzansatz von 60 Milliarden Euro gewählt, über 40 Jahre ergibt sich bei einem Zinssatz von 5 Prozent eine Annuität von 3,5 Milliarden Euro. Für eine hohe (Sensitivitäts-) Variante wird eine Annuität von 4,7 Milliarden Euro angesetzt.
- Für die Anbindung der Offshore-Windkraftanlagen werden bis zum Jahr 2050 Gesamtinvestitionen von 30 Milliarden Euro in Ansatz gebracht, dies entspricht einer Annuität von 1,7 Milliarden Euro. Für eine Sensitivitätsvariante mit höheren Investitionskosten wird eine Annuität von 2,3 Milliarden Euro unterstellt.

→ Für den Verteilnetzausbau bis zum Jahr 2050 wird als Referenzwert ein gesamter Investitionsbedarf von 40 Milliarden Euro unterstellt, dies entspricht einer Annuität von 2,3 Milliarden Euro. Als obere Variante wird hier eine Annuität von 4,7 Milliarden Euro berücksichtigt.

Insgesamt lässt sich damit ein Erwartungswert der zusätzlichen jährlichen Netzinfrastrukturkosten von etwa 7,6 Milliarden Euro ableiten, als oberer Bandbreitenwert ergibt sich ein entsprechender Wert von 11,7 Milliarden Euro. Dabei ist jedoch explizit darauf hinzuweisen, dass der hier verwendete grobe Abschätzungsansatz die zusätzlichen Kosten eines durch Erneuerbare Energien geprägten Stromsystems eher über- als unterschätzt.

Die genannte Größenordnung der Kostendifferenzen für die Infrastruktur wurde schließlich auch über eine Auswertung der Analysen für die *EU Energy Roadmap 2050* (European Commission 2011a, 2011b) plausibilisiert, für die sich in der Differenz zwischen dem *High Renewables*- und den Referenzszenarien ähnliche Werte ergeben.

3.3 Kosten für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate

Wesentliche Determinanten für den Einsatz der fossilen Kraftwerke sind die Annahmen zur Entwicklung der Kosten für (fossile) Brennstoffe und CO₂-Emissionsberechtigungen (CO₂-Zertifikate). Hier werden folgende Ansätze zugrunde gelegt:

→ Für Braunkohle liegen die Vollkosten bei 6 Euro je Megawattstunde Brennstoff, davon entfallen 1,5 Euro je Megawattstunde auf die Kosten der kurzfristigen Bereitstellung, die für den Einsatz der Kraftwerke maßgeblich sind, und 4,5 Euro je Megawattstunde, die zur Vollkostendeckung der Tagebaue notwendig sind und nur über längere (und unterschiedliche) Zeiträume abgebaut werden können.

→ Für die Preisentwicklung bei Erdgas wird zwischen einer hohen und einer niedrigen Entwicklungsvariante unterschieden.

- In der niedrigen Variante stellen sich frei Kraftwerk Preise von circa 14,9 Euro je Megawattstunde (bezogen auf den unteren Heizwert) ein, dies entspricht etwa der Situation zu Beginn des Jahres 2016.
- In der hohen Variante steigt der Erdgaspreis frei Kraftwerk auf 42,1 Euro je Megawattstunde, dies entspricht dem langfristig erwarteten Niveau vieler Mainstream-Projektionen (zum Beispiel IEA 2016).

→ Auch für die Preise von importierter Kesselkohle (Steinkohle) frei Kraftwerk werden zwei Varianten analysiert:

- In einer unteren Variante liegt der Preis frei Kraftwerk bei 5,4 Euro je Megawattstunde, dies entspricht wiederum dem Niveau am Anfang des Jahres 2016.
- In der hohen Variante ergibt sich dagegen im Umfeld allgemein steigender Preise für international gehandelte fossile Brennstoffe ein Niveau von 15,4 Euro je Megawattstunde, auch dies entspricht etwa dem oberen Bandbreitenwert aktueller Mainstream-Projektionen (IEA 2016).

→ Für die Kosten von Emissionsberechtigung werden drei verschiedene Varianten untersucht.¹

¹ Es sei an dieser Stelle explizit darauf hingewiesen, dass die Schadenskosten deutlich über diesen Ansätzen liegen. So empfiehlt UBA (2014a) kurzfristig einen Preis von 80 (40–120) Euro, mittelfristig 145 (70–215) Euro und langfristig 260 (130–390) Euro je Tonne CO₂ (jeweils zu Preisen von 2010). Für die Kosten-Nutzenanalysen im aktuellen Bundesverkehrswegeplan (PTV et al. 2016) wird ein Kostenansatz von 145 Euro je Tonne CO₂ zugrunde gelegt. Die britische Regierung (DECC 2015) nutzt für die politische Planung CO₂-Kostenansätze von 100 (50–150) Euro je Tonne CO₂ (zu Preisen von 2015). Der World Energy Outlook 2016 der IEA (2016) unterstellt für das Current Policies Scenario im Jahr 2040 CO₂-Preise von 40 US-Dollar je Tonne CO₂, für das New Policies Scenario 50 US-Dollar und für das 450 Scenario 140 US-Dollar (jeweils zu Preisen von 2015).

- In einer niedrigen Variante bleibt der Preis bei 20 Euro je Emissionsberechtigung (*European Union Allowance* – EUA), dies repräsentiert den Fall, dass es auch langfristig nicht gelingt, im Emissionshandel Knappheitspreise zu erzeugen (sei es durch einen weiter bestehenden Überschuss an Emissionsberechtigungen oder einen umfangreichen Zufluss von Emissionszertifikaten von außerhalb der EU).
- In einer hohen Variante steigt der Preis auf 103 Euro je Emissionsberechtigung, dies repräsentiert den Fall einer ambitionierten Klimapolitik, in der die CO₂-Bepreisung eine wichtige Rolle spielt (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015) und es bei hohen Knappheitspreisen im System nicht zu politischen Interventionen kommt.
- In einer mittleren Variante entsteht zwar Knappheit im Emissionshandelssystem, der Preisanstieg wird jedoch durch Preisobergrenzen oder ähnliche Mechanismen auf 50 Euro je Emissionsberechtigung begrenzt.

gen nicht in erheblichem Maße überkompensieren. In einer Entwicklung ohne deutliche Anstrengungen zur Energieeffizienzerhöhung bei traditionellen Stromwendungen, die ohne Orientierung auf ambitionierte Klimaschutzziele unterstellt werden kann, würde sich ein ähnliches Niveau der Stromnachfrage einstellen.

Der zeitliche Verlauf der Nachfrage entspricht dem historisch beobachteten Verlauf im Jahr 2011; dieses Jahr dient auch als Basis für die Modellierung des Dargebots Erneuerbarer-Energien-Erzeugungsanlagen.

3.4 Stromnachfrage

Alle hier betrachteten Varianten für die Ausprägung des Kraftwerksparks beruhen im Kontext der für diese Untersuchung getroffenen Konventionen zur Systemabgrenzung (vgl. Kapitel 2.2) auf einer identischen Versorgungsaufgabe.

Der Nettostromverbrauch (also die Inlands-Endverbrauchs- und zuzüglich der Netzverluste) liegt in allen untersuchten Varianten bei 550 Terawattstunden. Der Kraftwerkseigenverbrauch sowie der in Speicher eingespeiste Strom kommt dabei nicht als Endnachfrage zum Tragen, wird aber natürlich innerhalb des Strombereitstellungssystems berücksichtigt.

Die Nachfrage von 550 Terawattstunden wurde aus einer Projektion (Klimaschutzszenario 80 der Klimaschutzszenarien 2050, Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015) abgeleitet, in dem zusätzliche Stromnachfragen aus dem Wärme- und Verkehrssektor die Energieeffizienzgewinne aus traditionellen Stromwendungen

4. Ergebnisse

4.1 Die Erzeugungssysteme im Überblick

Für die beiden durch Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien dominierten Varianten („Erneuerbare-Energien-System“) ergibt sich für das Jahr 2050 die folgende Struktur des Erneuerbare-Energien-Kraftwerksparks:

- 4,5 Gigawatt Wasserkraft
- 130 Gigawatt Onshore-Windkraft
- 40 Gigawatt Offshore-Windkraft
- 90 Gigawatt Photovoltaik
- 2,4 Gigawatt aus Anlagen auf Basis sonstiger Erneuerbarer Energien (Biomasse, Geothermie)
- 3,8 Gigawatt Kraftwerke auf der Basis sonstiger fossiler Brennstoffe (Kuppelgase etc.)
- 9 Gigawatt Pumpspeicherkraftwerke (Hier werden neben den deutschen Pumpspeicherkraftwerken auch das Pumpspeicherkraftwerk Vianden in Luxemburg sowie die Anlagen in Österreich erfasst, die von deutschen Versorgern gesteuert werden.)

Die beiden Varianten unterscheiden sich hinsichtlich der notwendigen Flexibilitätsoptionen (Der höhere Wert wird jeweils in der Variante mit einem höheren Anteil der Flexibilitätsoption *Power-to-Gas* notwendig):

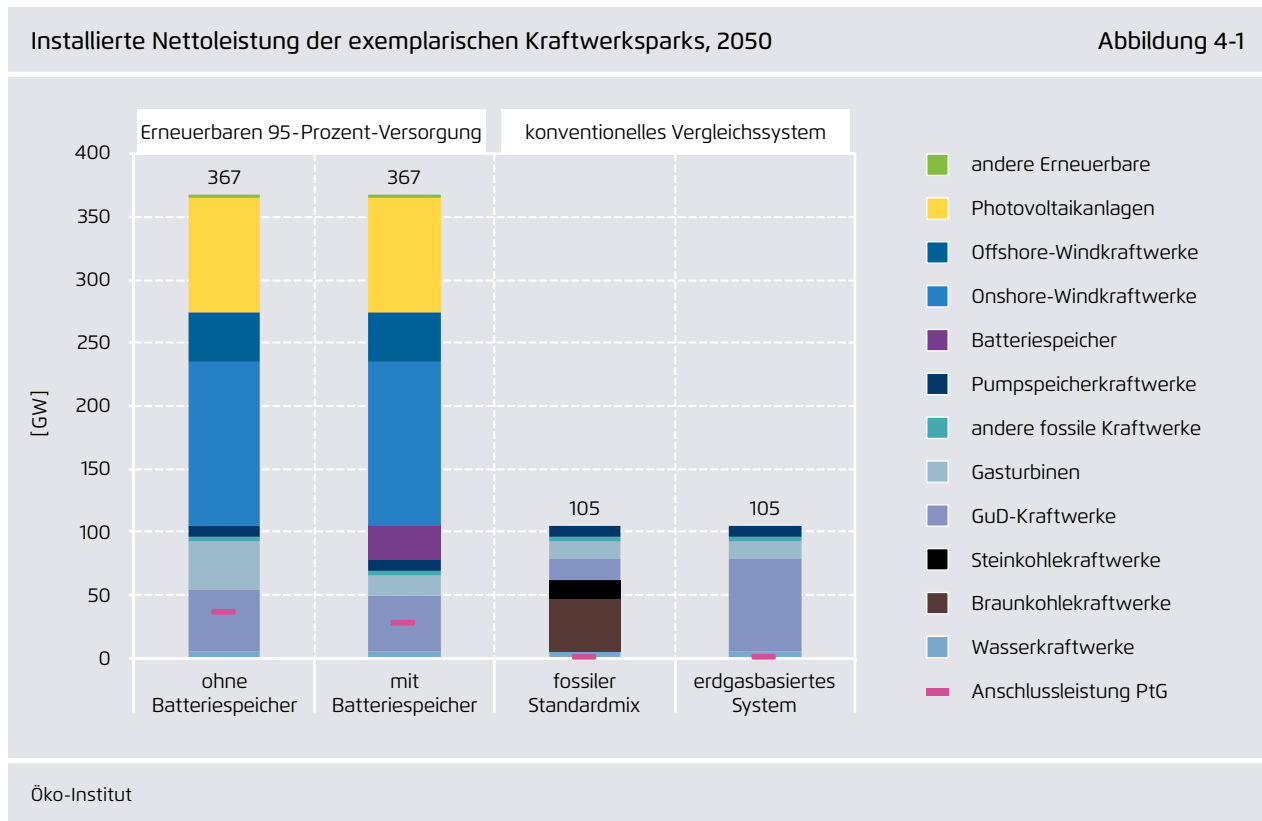
- 45 beziehungsweise 49,5 Gigawatt GuD-Kraftwerke (überwiegend für die Verstromung von strombasiertem Gas, je nach Ausbau der Kurzzeitspeicher)
- 15,4 beziehungsweise 37,9 Gigawatt Gasturbinen (zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Kontext unterschiedlicher Wetterjahre und überwiegend für die Verstromung von strombasiertem Gas, je nach Ausbau der Kurzzeitspeicher)
- eine Anschlussleistung der PtG-Anlagen von 26 beziehungsweise 35,7 Gigawatt (je nach Ausbau der Kurzzeitspeicher)

- 27 Gigawatt neue (Batterie-)Kurzzeitspeicher in der Variante mit einem starken Einsatz von Kurzzeitspeichern; in der Variante ohne diese zusätzlichen Kurzzeitspeicher entfallen diese

Insgesamt ergibt sich für die Erneuerbare Energien geprägten Entwicklungsvarianten des Stromsystems eine installierte Leistung von 390 bis 400 Gigawatt, davon jeweils etwa 105 Gigawatt in Anlagen, die in jedem Fall gesicherte Leistung bereitstellen können.

Die Abbildung 4-1 zeigt neben den beiden Varianten für das Erneuerbare Energien dominierte Stromsystem auch die zwei Varianten für fossil dominierte Erzeugungsparks:

- Die Variante „kohlebasiertes System“ beschreibt eine Entwicklung, die sich auf Vollkostenbasis für ein System ohne Wind-, Solar- und Biomasseenergie einstellen würde, wenn das klimapolitische Ambitionsniveau niedrig bleibt. Ein solcher, unter den genannten Rahmenbedingungen auf Vollkostenbasis als langfristiges Optimum ermittelte Erzeugungspark bleibt in der klassischen Struktur von Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastanlagen, die sich so auch in der Vergangenheit (allerdings unter Einschluss der Kernenergie) herausgebildet hat. Neben *Must-run*-Anlagen beziehungsweise Wasserkraftwerken (3,8 Gigawatt beziehungsweise 4,5 Gigawatt) werden im Bereich der Grundlastkraftwerke vor allem Braunkohlekraftwerke (41,7 Gigawatt) betrieben. Der Mittellastbereich wird durch Steinkohlekraftwerke (15,2 Gigawatt) und GuD-Anlagen (17,6 Gigawatt) abgedeckt, für den Spitzenlastbedarf verbleiben 12,9 Gigawatt Gasturbinen sowie 9 Gigawatt Pumpspeicherkraftwerke.
- In der Variante „erdgasbasierter Kraftwerkspark“ wird unterstellt, dass mit Blick auf Unsicherheiten zur zukünftigen Klimapolitik beziehungsweise wegen sehr optimistischer Erwartungen



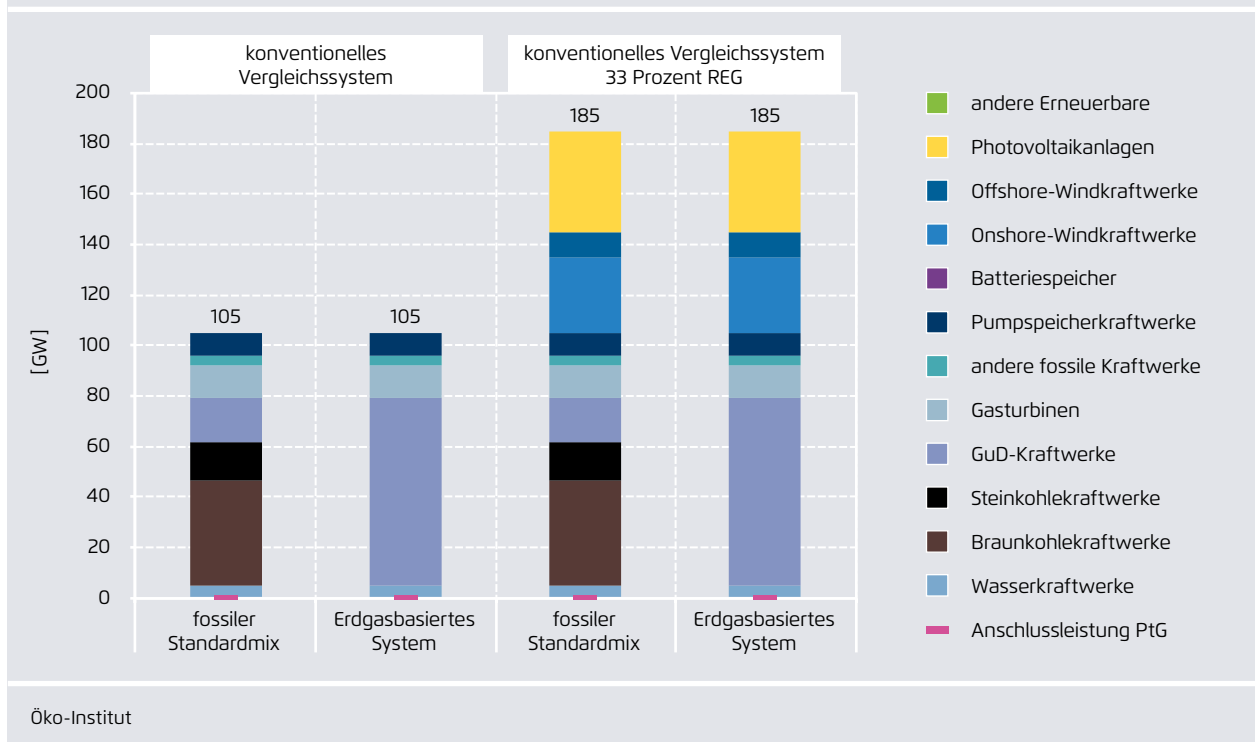
zur Entwicklung der Erdgaspreise Investitionen in CO₂-intensive Braun- und Steinkohlekraftwerke unterbleiben und die entsprechenden Kraftwerkskapazitäten als zusätzliche GuD-Anlagen errichtet werden. Alle anderen Annahmen der Variante „kohlebasiertes System“ bleiben unverändert.

Die beiden Varianten für die fossil dominierten Stromsysteme markieren damit die beiden Extremvarianten, die sich ohne Wind-, Solar- und Biomasseerzeugung sowie ohne Nutzung der Kernenergie ergeben können. Es sei explizit darauf hingewiesen, dass die beiden Entwicklungsvarianten für ein von fossilen Brennstoffen dominiertes Stromsystem nicht unabhängig von den Rahmenbedingungen im Bereich der Brennstoff-, vor allem aber der CO₂-Preise sind. Zur Verdeutlichung der Zusammenhänge werden jedoch alle Varianten für den Kraftwerksmix stets auch für die ganze Bandbreite der Rahmenannahmen untersucht. Bei der Ergebnisdiskussion wird jedoch auf den jeweiligen Konsistenzraum eingegangen.

Daneben werden für die fossil geprägten Stromsysteme auch Sensitivitätsanalysen für eine Entwicklung angestellt, bei der es im Kontext hoher Brennstoff- und CO₂-Preise auch im Rahmen eines Marktdesigns, in dem die Ertragssituation von Erzeugungsanlagen auf Basis variabler Erneuerbarer Energien nicht spezifisch berücksichtigt wird, in begrenztem Maße zum Ausbau von Wind- und Solarenergieanlagen kommen könnte. Dieser Ausbau wird jedoch auch unter den genannten Rahmenbedingungen durch das mit dem *Merit-Order*-Effekt sinkende Ertragsniveau der Wind- und Solarstromerzeugung klar begrenzt.

Die Übersicht zeigt, dass selbst in einem Marktumfeld mit hohen Brennstoff- und CO₂-Preisen die installierte Leistung von Wind- und Solarenergieanlagen auf Werte von unter 80 Gigawatt begrenzt bleibt, dies entspricht einem Erzeugungsanteil von etwa einem Drittel. Für die entsprechenden Sensitivitätsanalysen wird weiterhin unterstellt, dass diese Größenordnung des Ausbaus der Wind- und Solarstromerzeugung

Installierte Nettoleistung der exemplarischen Fossile-Energien-Kraftwerksparks bei begrenztem Ausbau von Wind- und Solarenergieanlagen im Kontext hoher Brennstoff- und CO₂-Preise, 2050 Abbildung 4-2



keines zusätzlichen Ausbaus der Netzinfrastrukturen oder von Speicheroptionen bedarf.

4.2 Analyse des von Erneuerbaren Energien geprägten Versorgungssystems

4.2.1. Stromerzeugung und CO₂-Emissionen

Beide Ausprägungen des weitgehend von Erneuerbaren Energien geprägten Stromsystems realisieren über 95 Prozent der Stromnachfrage aus Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien und reduzieren die Treibhausgasemissionen des Stromsektors im Vergleich zum Basisniveau des Jahres 1990 um knapp 96 Prozent. Durch die unterschiedliche Struktur der Flexibilitätsoptionen entstehen jedoch auch unterschiedliche Ausprägungen:

→ In der Variante ohne Batteriespeicher (Variante 1) beträgt die gesamte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 622 Terawattstunden, dazu kommt

eine Stromerzeugung von 42 Terawattstunden aus Gaskraftwerken, die mit strombasierten Gasen betrieben werden. Der Stromeinsatz für die PtG-Herstellung liegt bei etwa 109 Terawattstunden, die PtG-Anlagen weisen eine Auslastung von circa 3.040 Vollbenutzungsstunden aus. Für zusätzliche Anwendungen außerhalb des (traditionellen) Stromsektors oder zur Abregelung verbleibt eine Strommenge von knapp 36 Terawattstunden.

→ In der Variante mit erheblichen Batteriespeicher-Kapazitäten (Variante 2) beträgt die gesamte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ebenfalls 622 Terawattstunden, die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken auf Basis strombasierter Brennstoffe liegt hier mit 32 Terawattstunden deutlich unter der Variante 1. Für die PtG-Herstellung werden 83 Terawattstunden eingesetzt, die Auslastung der PtG-Anlagen liegt hier mit etwa 3.200 Volllaststunden um circa fünf Prozent über dem Vergleichswert der Variante 1.

Eine Strommenge von 50 Terawattstunden aus überschüssiger Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien verbleibt für zusätzliche Stromanwendungen oder für die Abregelung.

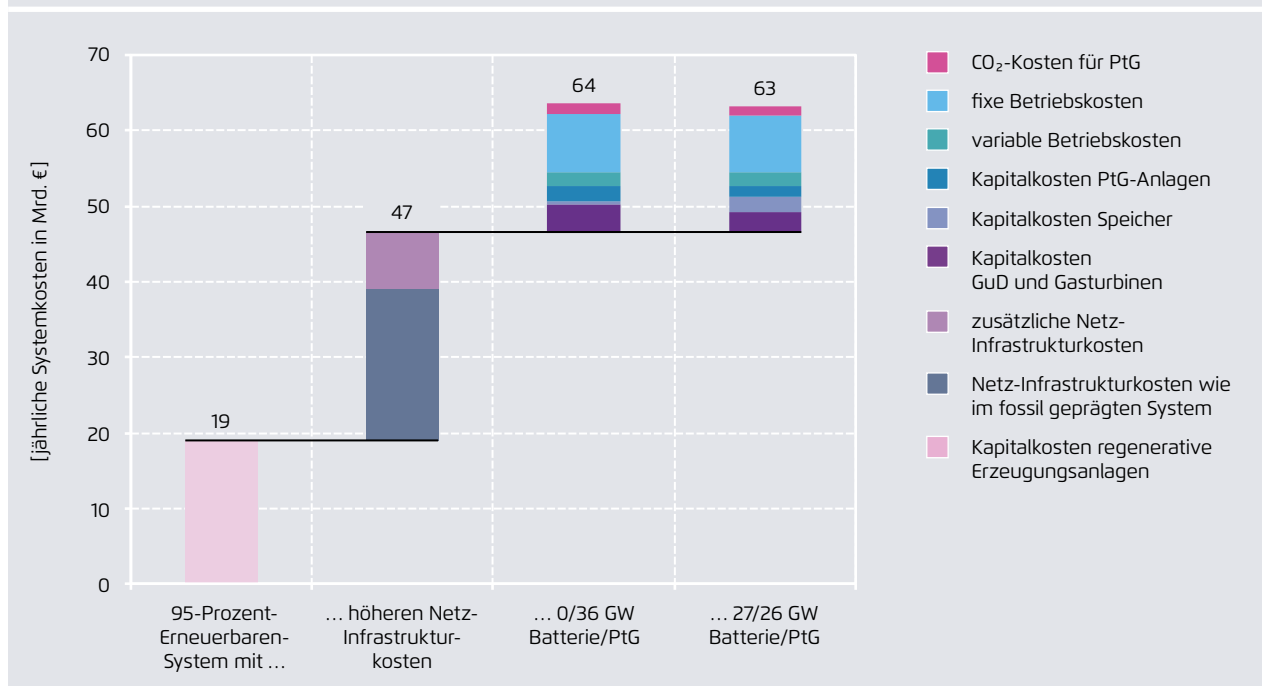
In beiden Varianten verbleiben damit Überschüsse, die für zusätzliche Stromanwendungen verfügbar gemacht werden können und die in den entsprechenden Sektoren zu Kosteneinsparungen führen. Vor dem Hintergrund der erheblichen Unsicherheiten bei der konkreten ökonomischen Bewertung dieser Systemeffekte und im Sinne einer eher konservativen Abschätzung werden diese, die Grenzen des traditionellen Stromsystems überschreitenden Kosteneffekte in den nachfolgenden Kostenanalysen jedoch nicht weiter berücksichtigt. Tendenziell würden die gegebenenfalls Sektorgrenzen überschreitenden Kosteneffekte jedoch in der Systemausprägung mit signifikanten Batteriespeicheranteilen größer ausfallen als im System, das hinsichtlich der Flexibilitätsoptionen vor allem auf den PtG-Pfad orientiert.

4.2.2. Systemkosten

Die Abbildung 4-3 zeigt die gesamten Systemkosten der beiden Varianten eines zu über 95 Prozent auf Erneuerbare Energien umgestellten Stromsystems:

- Die jährlichen Kapitalkosten für die Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen liegen bei etwa 19,1 Milliarden Euro.
- Die jährlichen Stromnetzkosten betragen in der Basisvariante circa 20 Milliarden Euro und vergrößern sich durch die Anforderungen des von Erneuerbaren Energien geprägten Erzeugungssystems um etwa 7,6 Milliarden Euro auf 27,6 Milliarden Euro.
- Die fixen Betriebskosten des Systems liegen bei circa 7,7 Milliarden Euro.
- Die variablen Betriebskosten des System liegen bei etwa 1,8 Milliarden Euro, für die Beschaffung von klimaneutralem CO₂ entstehen zusätzliche Kosten von 1,5 Milliarden Euro in der Variante ohne zusätzliche Kurzzeitspeicher beziehungsweise

Gesamte Systemkosten weitgehend auf Erneuerbare Energien umgestellter Stromsysteme, 2050 Abbildung 4-3



1,2 Milliarden Euro in der Variante mit einem signifikanten Anteil von Batteriespeichern.

- Die Kapitalkosten für Stromspeicher liegen in der Variante ohne Batteriespeicher bei circa 0,5 Milliarden Euro und in der Variante mit 27 Gigawatt Batteriespeichern bei etwa 2,0 Milliarden Euro.
- Die Kapitalkosten für PtG-Anlagen liegen in der Variante ohne Batteriespeicher bei 2,0 Milliarden Euro und in der Varianten mit erheblichen Batteriespeicher-Kapazitäten bei 1,5 Milliarden Euro.
- Die Kapitalkosten für die Erdgaskraftwerke (GuD-Anlagen und Gasturbinen) zur Verstromung von synthetischem Gas beziehungsweise Bereitstellung des für die Versorgungssicherheit benötigten Niveaus gesicherter Leistung liegen bei jährlich etwa 3,5 Milliarden Euro in der Variante ohne Batteriespeicher und 2,6 Milliarden Euro in der Variante mit 27 Gigawatt Batterieleistung.

Es handelt sich also um ein nahezu vollständig durch Kapitalkosten geprägtes System. Von den sich nur

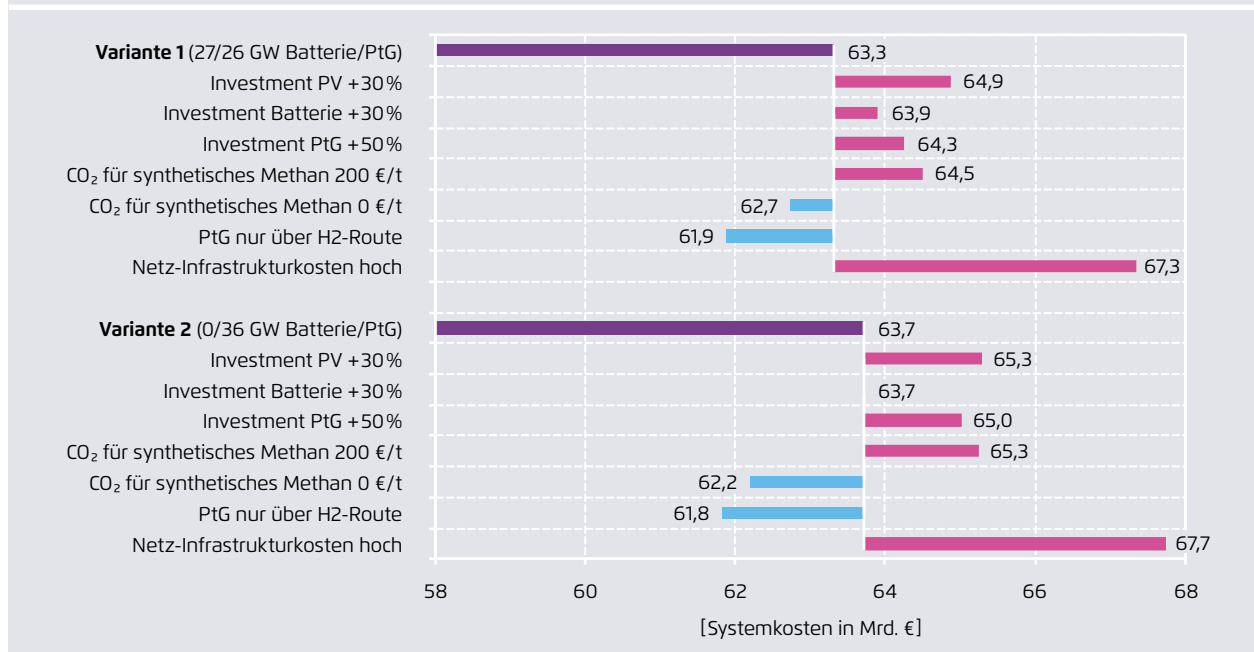
wenig unterscheidenden Gesamtkosten in Höhe von 63,7 (Variante ohne Batteriespeicher) beziehungsweise 63,3 Milliarden Euro (Variante mit erheblichen Batteriespeicher-Kapazitäten) entfallen nur circa fünf Prozent auf variable Kosten (variable Betriebskosten und Beschaffung von klimaneutralem CO₂) beziehungsweise etwa zwölf Prozent auf fixe Betriebskosten (wobei auch diese einen gewissen Kapitalkostenanteil beinhalten).

Gerade angesichts des hohen Kapitalkostenanteils von über 80 Prozent kommt einer näheren Betrachtung der Unsicherheiten bei den Berechnungsansätzen eine hohe Bedeutung zu. Die Abbildung 4-4 zeigt die Ergebnisse einer Reihe von Sensitivitätsrechnungen für die hinsichtlich der Unsicherheiten besonders relevanten Annahmen:

- Wenn die Dynamik der Investitionskostenenkungen im Bereich der Photovoltaik geringer ausfällt, als bei Fraunhofer ISE (2015) angenommen, und

Sensitivitätsrechnungen für die Systemkosten weitgehend auf Erneuerbare Energien umgestellter Stromsysteme, 2050

Abbildung 4-4



- sich Investitionskosten ergeben, die um 30 Prozent über den hier gewählten Referenzansätzen liegen, erhöhen sich die Kosten des Gesamtsystems um etwa 1,6 Milliarden Euro, das heißt um 2,5 Prozent. Eine entsprechende Kostensenkung ergibt sich, wenn die Photovoltaikkosten bei Fraunhofer ISE (2015) um 30 Prozent überschätzt und eher im Bereich der unteren Ansätze von 50Hertz (2016) liegen würden.
- Wenn die Kostensenkungsdynamik im Bereich der Kurzzeitspeicher (Batterien) geringer ausfällt, als bei FENES et al. (2014) angenommen, und sich um 30 Prozent über den Referenzansätzen liegende Investitionskosten einstellen, so steigen die Systemkosten in der hier relevanten Variante 2 des Erneuerbaren-Stromsystems um etwa 0,6 Milliarden Euro beziehungsweise 0,9 Prozent.
 - Wenn die erreichbaren Kostenreduktionen bei PtG-Anlagen geringer ausfallen als bei den diesbezüglich besonders ambitionierten Ansätzen bei FENES et al. (2014) und sich hier für den Zeithorizont 2030 bis 2050 Kostenniveaus einstellen, die um 50 Prozent über den Referenzansätzen liegen, so steigen die Systemkosten um 1,3 (Variante 1) beziehungsweise 0,9 Milliarden Euro, dies entspricht im Vergleich zu den Systemkosten der jeweiligen Referenzfälle einem Kostenzuwachs von 2,0 Prozent (Variante 1) beziehungsweise 1,5 Prozent (Variante 2).
 - Wenn die Kosten für die Bereitstellung von klimaneutralem CO₂ für synthetisches Methan nicht 100 sondern 200 Euro je Tonne CO₂ betragen, ergeben sich um 1,5 (Variante 1) beziehungsweise 1,3 Milliarden Euro (Variante 2) höhere Betriebskosten des von Erneuerbaren Energien geprägten Stromsystems; dies entspricht einer Erhöhung der Systemkosten von 2,4 beziehungsweise 1,9 Prozent.
 - Für den Fall, dass klimaneutrales CO₂ für die Herstellung von synthetischem Methan kostenfrei verfügbar wäre (zum Beispiel als Abfallprodukt großflächiger Biogasherstellung), ergeben sich um 1,5 (Variante 1) beziehungsweise 0,6 Milliarden Euro (Variante 2) geringere Systemkosten, diese lägen dann um 2,4 beziehungsweise 0,9 Prozent unter den jeweiligen Referenzvarianten.

- In einer Variante, in der synthetisches Gas ausschließlich über die Wasserstoff-Route erfolgt und die Methanisierungsstufe entfällt, ergeben sich in der Variante 1 um 1,9 und in der Variante 2 um 1,4 Milliarden Euro geringere Kosten; dies entspricht einer Senkung der Gesamtkosten um 3,0 beziehungsweise 2,3 Prozent.
- Wenn sich schließlich die Kosten der Stromnetzinfrastruktur entlang der hohen Variante entwickeln, nehmen die jährlichen Systemkosten um jeweils 4 Milliarden Euro zu; dies entspricht einer Kostenhöhung um 6,3 Prozent.

In der Gesamtschau ergeben sich die wesentlichen Unsicherheiten für die Entwicklung der Gesamtkosten eines Erneuerbaren-Stromsystems vor allem in zwei Bereichen:

- Mit Blick auf die unterschiedlichen Bereiche, aus denen sich signifikante Unsicherheiten ergeben können (Investitionskosten, Beschaffung von klimaneutralem CO₂ etc.) bleibt die Flexibilitätsoption PtG mit besonderen Unsicherheiten verbunden, wobei explizit darauf hingewiesen werden soll, dass diese Unsicherheiten keineswegs nur kosten erhöhend wirken müssen.
- Größere Unsicherheiten verbleiben im Bereich der Stromnetzinfrastrukturen beziehungsweise deren Zusatzkosten, wobei hier auch Entwicklungsvarianten vorstellbar sind, in denen die Netzausbaukosten vor allem in den Verteilnetzen deutlich reduziert werden könnten.

Bei allen Unterschieden und Unsicherheiten bezüglich der Speicheroptionen zeigt der Vergleich der Systemkosten, dass diese vor allem durch die Kapitalkosten der Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen sowie die (Zusatz-)Kosten der Netzinfrastrukturen bestimmt werden. Auch die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gegebenenfalls erforderlich werdenden Gaskraftwerke spielen mit Blick auf die gesamten Systemkosten nur eine untergeordnete Rolle.

4.3 Analyse der von fossilen Energieträgern geprägten Versorgungssysteme

4.3.1. Stromerzeugung und CO₂-Emissionen

Die Varianten der in Richtung fossiler Energieträger ausgerichteten Stromsysteme führen unter Maßgabe der hier betrachteten Bandbreiten für Brennstoff- und CO₂-Preise zu sehr unterschiedlichen Erzeugungsmustern und CO₂-Emissionen (Abbildung 4-5).

Für das kohlebasierte System mit der klassischen Grund-, Mittel- und Spitzenlastdifferenzierung der Brennstoffbasis ergeben sich vor allem die folgenden Aspekte:

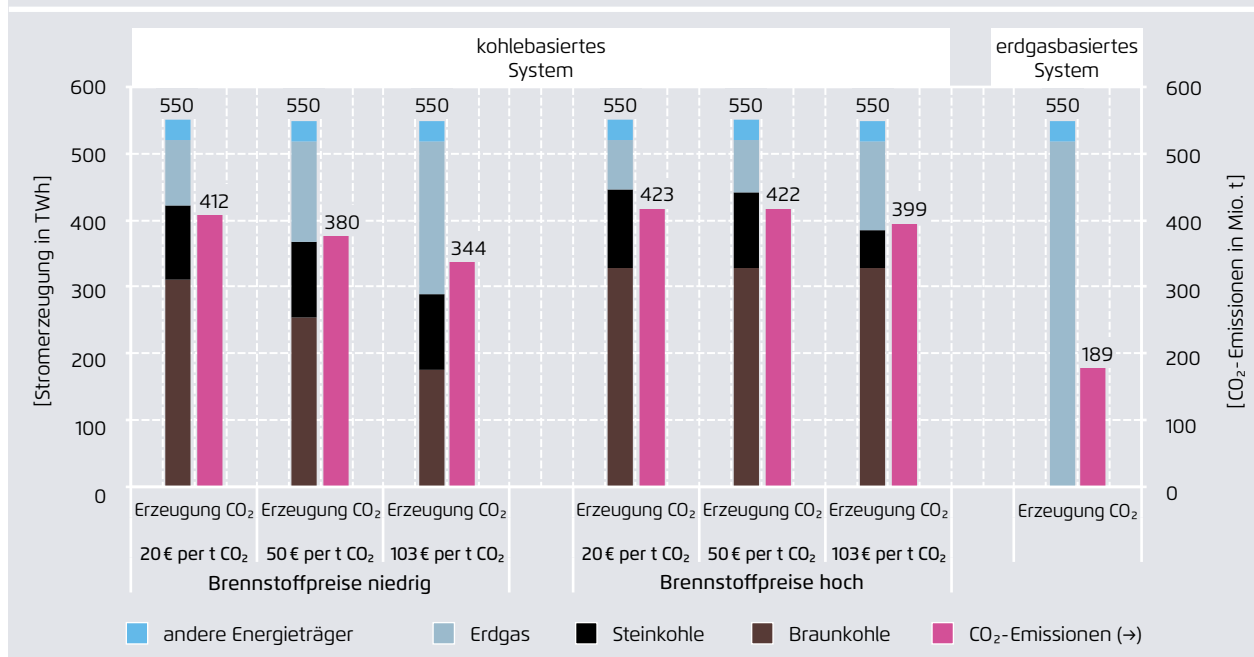
→ Die Struktur der Stromerzeugung ergibt sich maßgeblich aus den Rahmenbedingungen für Brennstoff- und CO₂-Preise. In den Varianten mit niedrigen Brennstoffpreisen zeigt sich ein deutlicher Einfluss des CO₂-Preises, der insbesondere die Erzeugungsbeiträge der Erdgas- und der Braunkohleverstromung beeinflusst. Für den Fall hoher Energiepreise ergeben sich erst für die Variante

mit sehr hohen CO₂-Preisen signifikante Veränderungen im Erzeugungsmix und hier vor allem mit Blick auf die Erzeugungsbeiträge von Erdgas- und Steinkohlekraftwerken. Insgesamt führen hohe Steinkohle- und Erdgaspreise tendenziell zu höheren Niveaus der Braunkohleverstromung.

→ Die Minderungen der CO₂-Emissionen bleiben vor diesem Hintergrund gering. In den Varianten mit niedrigen Brennstoffpreisen liegt die im Vergleich zu 1990 (hier betrug das Emissionsniveau der deutschen Stromerzeugung knapp 456 Millionen Tonnen CO₂) erzielte Emissionsminderung in der Bandbreite von 10 bis 24,5 Prozent; für den Fall eines CO₂-Preises von 50 Euro je Emissionsberechtigung ergibt sich eine CO₂-Emissionsminderung von knapp 17 Prozent. Für die Variante mit hohen Brennstoffpreisen ergeben sich nur für den (in dieser Konstellation eher unwahrscheinlichen) Fall sehr hoher CO₂-Preise CO₂-Emissionsminderungen von 12 Prozent, sonst verbleibt die Reduktion der CO₂-Emissionen im Vergleich zu 1990 bei etwa 7 Prozent.

Stromerzeugung und CO₂-Emission verschieden ausgeprägter Stromsysteme auf Basis fossiler Brennstoffe, 2050

Abbildung 4-5



Für ein sehr weitgehend auf den am wenigsten CO₂-intensiven Energieträger Erdgas ausgerichtetes Stromsystem ergibt sich eine andere Situation:

- Naturgemäß ändern weder Brennstoff- noch CO₂-Preise den Stromerzeugungsmix, es verbleibt letztlich nur die geringfügige Optimierung zwischen erdgasbetriebenen GuD-Kraftwerken und Gasturbinen.
- Entsprechend fällt die CO₂-Emissionsminderung mit 59 Prozent gegenüber 1990 deutlich höher aus, bleibt aber von Variationen bei Brennstoff- und CO₂-Preisen im Wesentlichen unbeeinflusst und letztlich weit entfernt von den deutschen Emissionsminderungszielen.

Mit Blick auf die resultierenden CO₂-Emissionsniveaus können aus diesen Ergebnissen zunächst vier wichtige Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Alle resultierenden Emissionsniveaus für den Stromsektor liegen sehr weit von den Zielwerten entfernt, die sich aus den Emissionsminderungszielen des deutschen Energiekonzepts (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2015) für 2050 ergeben.
- Der im Bereich der Stromerzeugung errichtete, langlebige und zu erheblichen Teilen sehr kapitalintensive Kapitalstock determiniert in erheblichem Maße die erreichbaren CO₂-Emissionsminderungen, selbst für den Fall sehr hoher CO₂-Preisniveaus.
- Neben dem im Zulauf auf 2050 errichteten Kapitalstock haben die Rahmenbedingungen auf den (internationalen) Energiemärkten einen erheblichen Einfluss auf die erreichbaren CO₂-Emissionsminderungen, selbst bei sehr hohen CO₂-Preisniveaus.
- Emissionsminderungseffekte aus der CO₂-Bepreisung ergeben sich vor allem in einem Marktumfeld mit niedrigen Brennstoffpreisen.

Bei der Einordnung dieser Ergebnisse muss zwar berücksichtigt werden, dass für den Fall eines sehr

CO₂-intensiven Kapitalstocks und sehr hoher CO₂-Preise in der Realität Anpassungsreaktionen des Kraftwerksparks erfolgen würden (also Kohlekraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen vorzeitig vom Netz genommen oder nicht errichtet werden würden) und dies in der hier angestellten statischen Analyse nur über den Vergleich mit anderen Varianten eingeordnet werden kann (siehe unten). Es zeigt sich aber auch deutlich, wie groß die Trägheiten des Systems und die Unsicherheiten der Rahmenbedingungen sind, die einerseits maßgeblich für die erzielbaren Emissionsniveaus sind. Andererseits zeigt sich, dass die Möglichkeiten sehr begrenzt sind, hier in Zeiträumen von wenigen Dekaden allein über realiter vorstellbare CO₂-Preise (über welchen Mechanismus diese auch immer erzeugt werden) gegenzusteuern. Sofern sich im Zeitraum 2030 bis 2050 hohe Brennstoff- und CO₂-Preise abzeichnen und auf dieser Basis Investitionen in Erneuerbare Energien auch ohne spezifische Finanzierungsmechanismen in dem Maße zustande kommen, in dem die Ertragskraft des fossil dominierten Systems für die Erneuerbaren-Kraftwerke nicht massiv erodiert, ergibt sich das in Abbildung 4-6 gezeigte Bild.

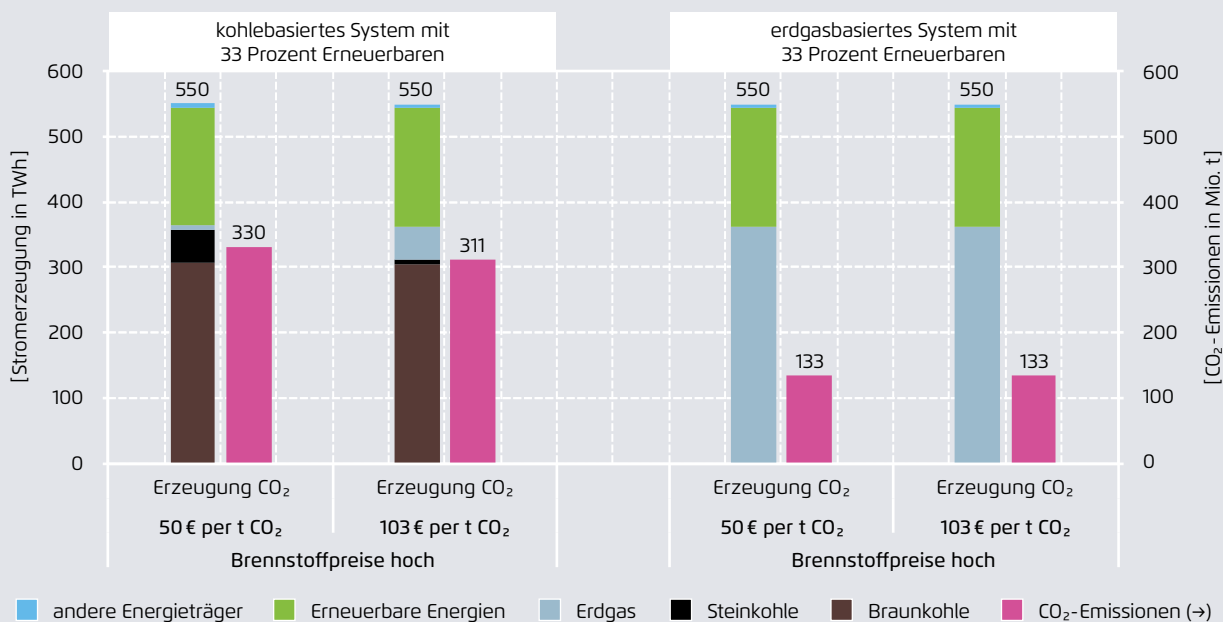
Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien erreicht einen Anteil von 33 Prozent, die CO₂-Emissionen gehen im Vergleich zum Ausgangsniveau von 1990 für die Variante des kohlebasiertes System um 27,5 Prozent (CO₂-Preise von 50 Euro je Emissionsberechtigung) beziehungsweise 32 Prozent (CO₂-Preise von 103 Euro je Emissionsberechtigung) zurück. In einer Kombination von Erneuerbaren Energien mit einem sonst nahezu vollständig auf Erdgas beruhenden Kraftwerkspark liegen die entsprechenden Emissionsminderungen bei etwa 71 Prozent.

4.3.2. Systemkosten

Eine Analyse der Systemkostenstrukturen für das schwerpunktmäßig auf einem (traditionellen) Mix aus Braun- und Steinkohle- sowie Erdgaskraftwerken basierende System (Abbildung 4-7) verdeutlicht die folgenden Aspekte:

Sensitivitätsanalyse für Stromerzeugung und CO₂-Emission verschieden ausgeprägter fossil dominierter Stromsysteme mit einem begrenzten Anteil regenerativer Stromerzeugung, 2050

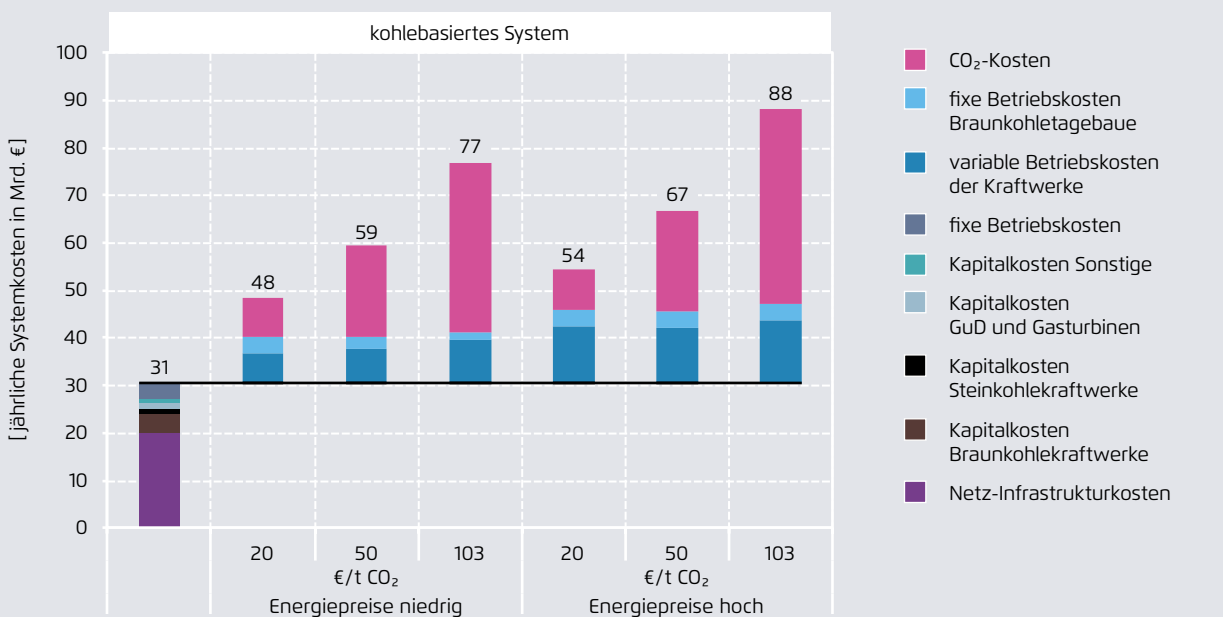
Abbildung 4-6



Öko-Institut

Gesamte Systemkosten des kohlebasierten Stromsystems in Abhängigkeit von CO₂-Kosten und Brennstoffpreisen, 2050

Abbildung 4-7



Öko-Institut

- Mit Blick auf die Kapitalkosten wird das System zu etwa zwei Dritteln durch die Netzinfrastrukturkosten geprägt. Die Kapitalkosten der fossilen Kraftwerke repräsentieren mit etwa zehn Milliarden Euro jährlich nur den deutlich kleineren Teil.
- Die Brennstoffkosten liegen in der hier untersuchten Bandbreite bei den spezifischen Brennstoff- und CO₂-Kosten in der Bandbreite von 6,4 bis 13,4 Milliarden Euro, im Wesentlichen abhängig vom Brennstoff- und CO₂-Marktumfeld.
- Die Fixkosten der Braunkohletagebaue liegen bei etwa 2 bis 3,5 Milliarden Euro jährlich, die obere Bandbreite wird auch hier für den Fall hoher Brennstoffpreise und/oder sehr niedriger CO₂-Preise erreicht.
- Die begrenzte Reaktionsfähigkeit des Kraftwerks-parks auf dynamisch ansteigende CO₂-Preise zeigt sich auch in der großen Rolle der CO₂-Kosten, die einen besonders starken Einfluss auf die Systemkosten haben und für den Fall hoher CO₂-Preise

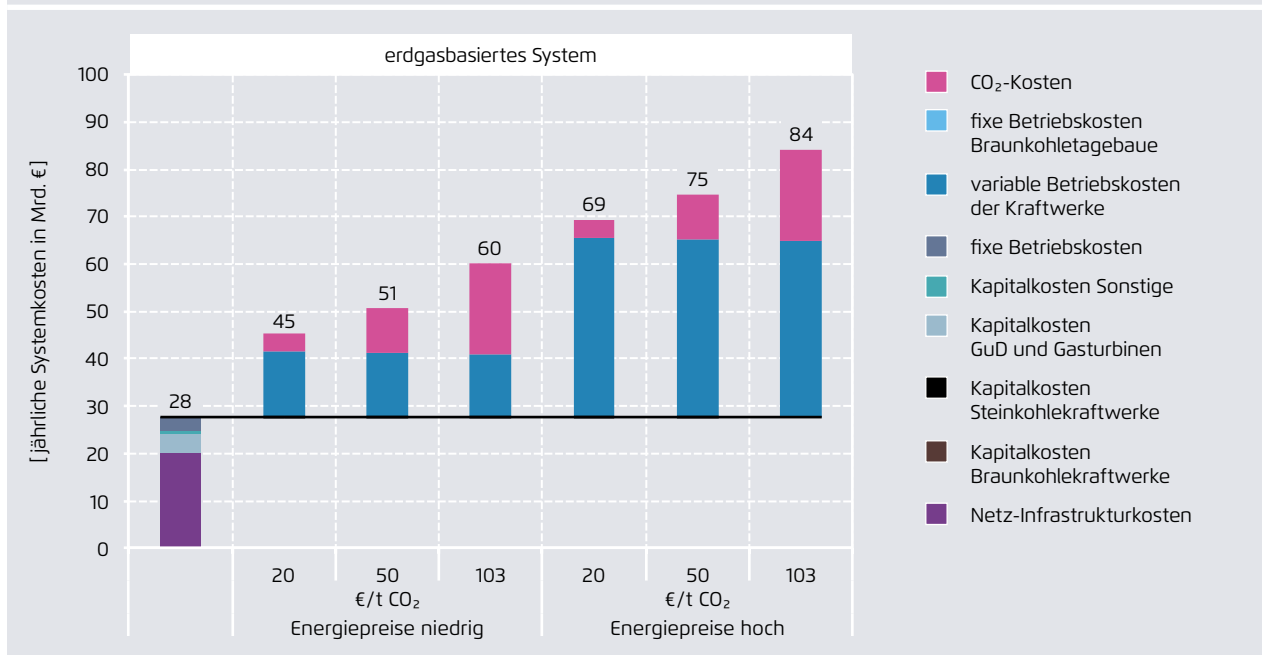
Anteile von über 46 Prozent an den gesamten Systemkosten erreichen können.

Für ein klar auf Erdgas- und die Erzielung mittlerer Emissionsminderungen ausgerichtetes fossil basiertes Stromsystem (Abbildung 4-8) sind vor allem die folgenden Ergebnisse der Analysen hervorzuheben:

- Die Kapitalkosten des Systems fallen geringfügig niedriger aus als für die Variante mit einem fossilen Kohle-/Erdgasmix. Auch dies gilt aber nur unter Maßgabe der Annahme, dass ein fast vollständig auf die Erdgasverstromung ausgerichtetes Stromsystem nicht zu erheblichen zusätzlichen Infrastrukturkosten führt. In jedem Fall liegt der Anteil der Netzinfrastrukturkosten an den gesamten Kapitalkosten des Systems bei einem Drittel oder mehr, wobei in diesem Kontext jedoch auch darauf hinzuweisen ist, dass die Frage möglicherweise erhöhter Erdgas-Infrastrukturkosten an dieser Stelle unberücksichtigt bleibt.

Gesamte Systemkosten des erdgasbasierten Stromsystems in Abhängigkeit von CO₂-Kosten und Brennstoffpreisen, 2050

Abbildung 4-8



Öko-Institut

- Die variablen Kosten des erdgasbasierten Systems ergeben sich starr aus den Annahmen für Brennstoff- und CO₂-Preise, auf die das System naturgemäß nur in extrem geringem Umfang reagieren kann.
- Brennstoff- und CO₂-Kosten repräsentieren bei hohen Brennstoff- und/oder hohen CO₂-Preisen den deutlich größeren Teil der gesamten Systemkosten.

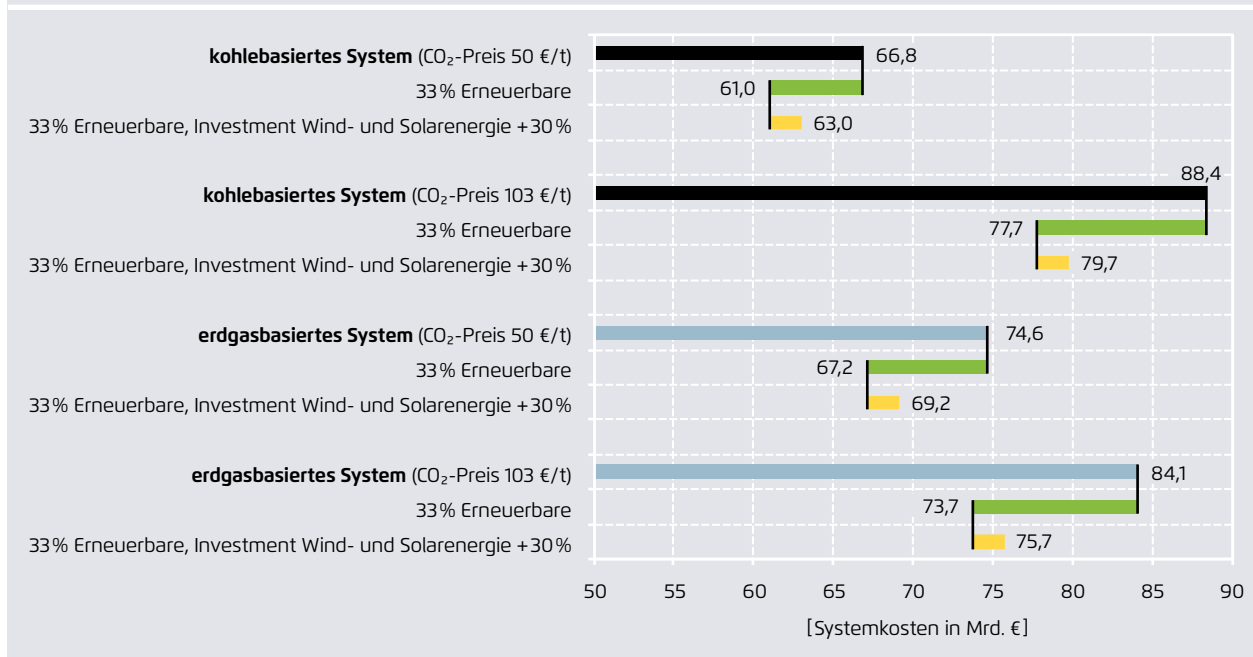
Allein aus Kostensicht und ohne Berücksichtigung der erzielbaren Emissionsminderungen führt ein erdgasbasiertes Stromsystem nur für die Varianten mit niedrigen Brennstoffpreisen sowie hohen Brennstoff- und hohen CO₂-Preisen zu geringeren Systemkosten als das klassische kohlebasierte System. Im Systemkostenvergleich für jeweils gleiche Rahmenannahmen bei Brennstoff- und CO₂-Preisen ergeben sich für die beiden fossil geprägten Systeme hochgradig annahmensensitive Differenzkosten. Bezogen auf die Unterschiede bei den erzielten Emissionsminderungen liegen sie in der Bandbreite von -107 Euro je Tonne CO₂ (niedrige Brennstoff-/hohe CO₂-Preise) bis zu 63 Euro je Tonne CO₂ (hohe Brennstoff-/niedrige CO₂-Preise).

Für die wieder auf fossil basierte Kraftwerke ausgerichteten Entwicklungspfade des Stromsystems wurde eine Reihe von Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Zunächst wurde untersucht, welche Effekte höhere Investitionskostenansätze für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke haben. Für den Fall, dass die Investitionskosten um 20 Prozent über den Annahmen des Referenzdatensatzes (vgl. Kapitel 3.1.2) liegen, ergeben sich um etwa eine Milliarde Euro höhere Jahreskosten des Systems. Dies entspricht einer Steigerung der gesamten Systemkosten um ein bis zwei Prozent, wobei sich der höhere Bandbreitenwert vor allem bei niedrigen Brennstoff- beziehungsweise CO₂-Preisen einstellt.

Die Abbildung 4-9 zeigt weiterhin die Ergebnisse von Sensitivitätsanalysen bezüglich der gesamten Systemkosten für den Fall, dass sich bei hohen Brennstoff- und CO₂-Preisen ein Ertragsniveau für Wind- und Solarenergieanlagen einstellt, das zumindest

Sensitivitätsanalysen für die Systemkosten verschieden ausgeprägter fossil basierter Stromsysteme mit einem begrenzten Anteil regenerativer Stromerzeugung bei hohen Energiepreisen, 2050 Abbildung 4-9



einen begrenzten Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung anstoßen kann.

In allen gezeigten Varianten reduziert sich das Niveau der gesamten Systemkosten in der Größenordnung von zehn bis zwölf Prozent, wenn vorausgesetzt wird, dass sich die Kostenentwicklung für Wind- und Solarkraftwerke auf dem Pfad einstellt, der für die Entwicklung des durch Erneuerbare Energien geprägten Stromsystems unterstellt worden ist. Letztlich bedeutet dies, dass sich der Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung im internationalen Raum ungebrochen fortsetzt und nur in Deutschland stark abgedämpft wird. Da eine solche Storyline nicht sonderlich konsistent erscheint, wurde eine zusätzliche Parametervariation vorgenommen und unterstellt, dass die Investitionskosten für Wind- und Solarenergieanlagen um 30 Prozent höher liegen als in den jeweiligen Referenzannahmen. Die Systemkosteneffekte gehen damit um zwei bis drei Prozentpunkte zurück, sodass sich nur noch um sechs bis zehn Prozent geringere Systemkosten ergeben als in den jeweiligen Referenzfällen ohne jegliche Wind- und Solarstromerzeugung.

4.4 Vergleich der Erneuerbaren und fossil geprägten Versorgungssysteme

Aus dem Systemkostenvergleich der verschiedenen Ausprägungen eines Erneuerbare Energien dominierten und eines fossil ausgerichteten Stromsystems lassen sich folgende Ergebnisse ableiten.

1. Die Kostenunterschiede zwischen den beiden Erneuerbaren-Systemen sind ungeachtet aller Unterschiede im Detail marginal.
2. Die Systemkosten des kohlebasierten Systems liegen nur dann wesentlich (das heißt um mehr als fünf Prozent) unter denen der Erneuerbarensysteme, wenn die Brennstoffpreise auf niedrigem Niveau verbleiben und zugleich die CO₂-Preise ein Niveau von 50 Euro je Tonne nicht wesentlich übersteigen oder für den Fall hoher Brennstoffpreise deutlich unter einem Wert 50 Euro je Tonne bleiben. Dieses Muster bleibt auch robust, wenn

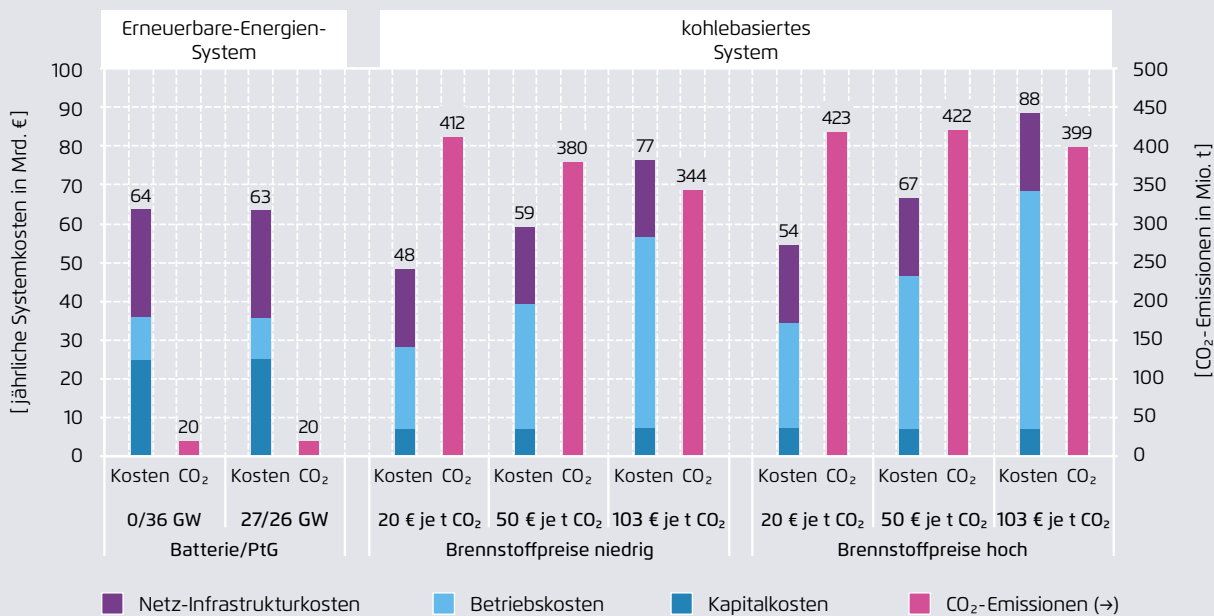
die Sensitivitätsanalysen für die Rahmenannahmen sowohl für die fossil betriebenen als auch für die Erneuerbaren betriebenen Erzeugungsanlagen beziehungsweise die Speicheroptionen mit in die Betrachtung einbezogen werden. Die einzige Ausnahme bilden hier die Kostenunsicherheiten im Bereich des Netzinfrastrukturausbaus für die Erneuerbaren Energien für den Fall, dass das fossil ausgerichtete System nicht mit CO₂-Preisen von deutlich mehr als 50 Euro je Tonne konfrontiert ist.

3. Die gesamten Systemkosten des erdgasbasierten Systems liegen nur für den Fall niedriger Brennstoffpreise unter denen der beiden Varianten für Stromsysteme auf Basis Erneuerbarer Energien, die Annahmen zu den CO₂-Preisniveaus sind in einer solchen Welt unerheblich. Auch dieses Ergebnis ist mit Blick auf die Sensitivitätsanalysen der durch Erneuerbare Energien geprägten Systeme robust, wiederum mit Ausnahme der Kostenansätze für den Infrastrukturausbau, sofern die CO₂-Kosten nicht deutlich über 50 Euro je Tonne liegen. Es muss in diesem Zusammenhang aber auch darauf hingewiesen beziehungsweise beachtet werden, dass die Hypothese weitgehend unveränderter Netzinfrakstrukturkosten für den Fall einer vollständig auf Erdgas umgestellten Stromversorgung in Deutschland eine extrem optimistische Basisannahme darstellt.

Gleichwohl können die Systemkosten (Abbildung 4-10 und Abbildung 4-11) nicht losgelöst von den erzielten Emissionsminderungen betrachtet werden. Letztlich bleiben alle Varianten, die auf dem klassischen kohlebasierten Mix beruhen, weit von den Emissionsminderungszielen der Energiewende entfernt, selbst wenn es zu einem gewissen Ausbau der Wind- und Solarstromerzeugung kommen sollte, der sich im Kontext hoher Brennstoff- beziehungsweise CO₂-Preise ergeben könnte (Abbildung 4-12). Gerade für diese Fälle ergeben sich jedoch für das kohlebasierte Erzeugungssystem bezüglich der Systemkosten keine signifikanten Vorteile gegenüber den Erneuerbare Energien dominierten Systemen.

Vergleich der gesamten Systemkosten eines Erneuerbaren- und eines kohlebasierten Stromsystems, 2050

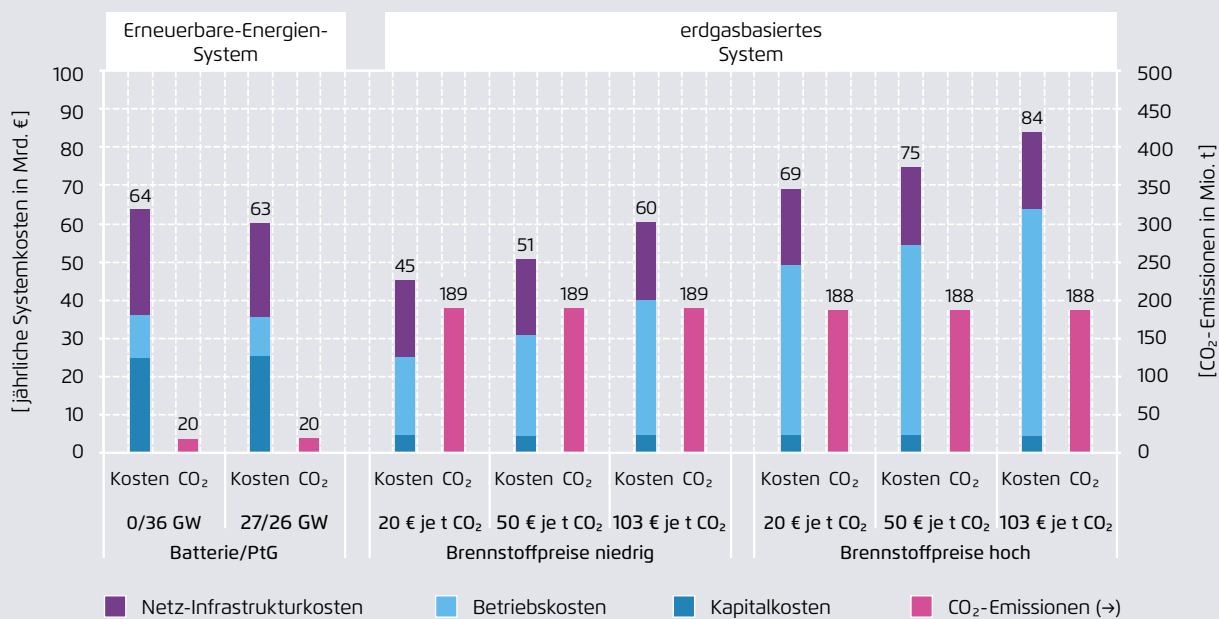
Abbildung 4-10



Öko-Institut

Vergleich der gesamten Systemkosten eines Erneuerbaren- und eines erdgasdominierten Stromsystems, 2050

Abbildung 4-11



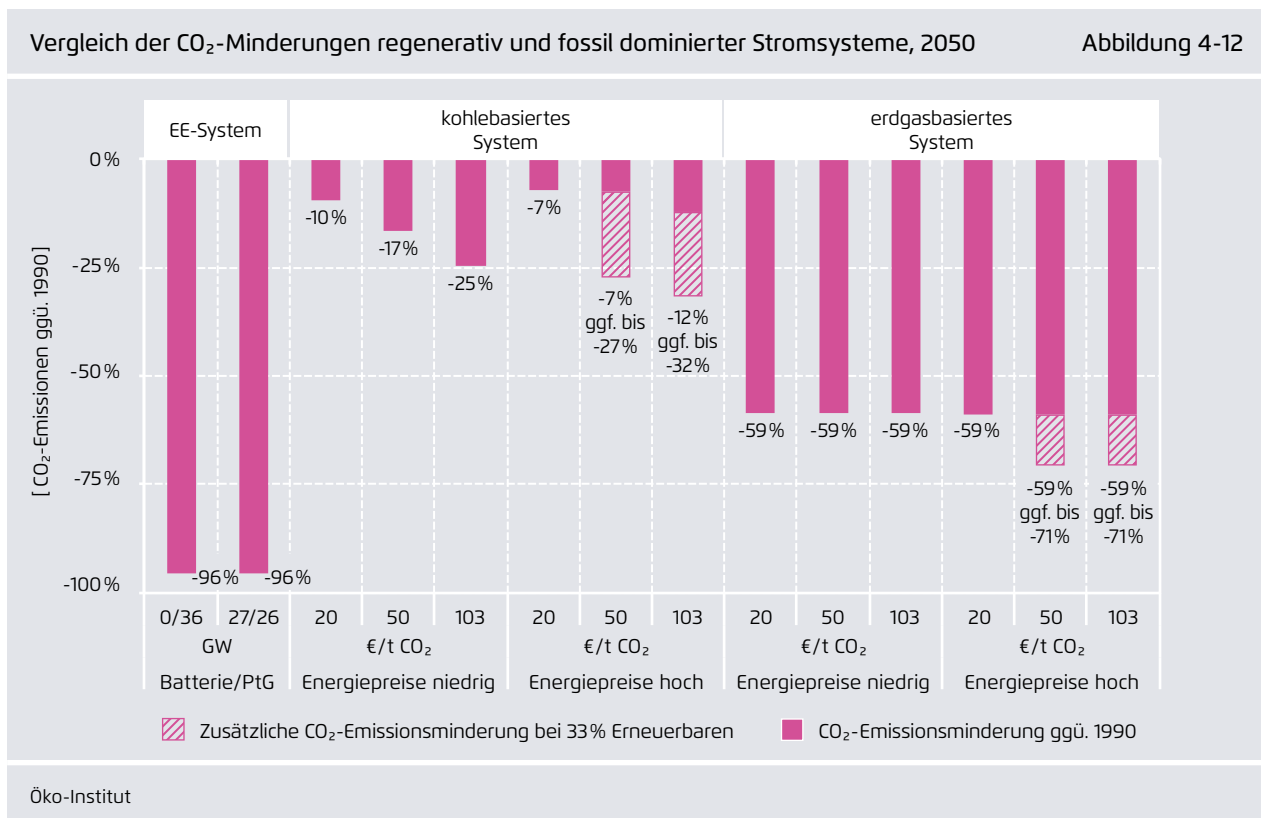
Öko-Institut

Bei einem komplett auf Erdgas umgestellten fossilen Erzeugungssystem ergeben sich Emissionsminderungen in der Größenordnung von knapp 60 Prozent. Wenn der erdgasbasierte Kraftwerkspark in einem durch hohe Energie- und CO₂-Preise gekennzeichneten Marktumfeld durch einen begrenzten Anteil von Wind- und Solarenergieanlagen ergänzt würde, könnten Emissionsminderungen von etwa 70 Prozent erreicht werden. Aber auch für diese Fälle ergeben sich selbst unter Berücksichtigung der diversen Sensitivitäten im Bereich Erneuerbaren-Systeme keine beziehungsweise keine signifikanten Systemkostenvorteile gegenüber den Varianten mit einer 95-prozentigen Versorgung über Erneuerbare Energien, mit denen Emissionsminderungen von über 95 Prozent erzielt werden können.

Die Zusammenhänge zwischen Systemkosten und erzielten Emissionsminderungen lassen sich in einer Kenngröße verdichten, die als CO₂-System-Vermeidungskosten bezeichnet werden kann. Sie errechnet

sich aus der Summe der jeweils in Ansatz gebrachten CO₂-Preise und der Systemkostenunterschiede, die sich im Vergleich mit den Erneuerbaren-Systemen ergeben und auf die Differenz der CO₂-Emissionsniveaus bezogen werden.

1. Die CO₂-System-Vermeidungskosten liegen im Vergleich zwischen den beiden Erneuerbaren-Systemen und dem kohlebasierten Stromsystem für den Fall niedriger Brennstoffpreise bei circa 60 Euro je Tonne CO₂ und für den Fall hoher Brennstoffpreise bei etwa 40 Euro je Tonne CO₂, also in einem vergleichsweise attraktiven und in jedem Fall vertretbaren Bereich.
2. Im Vergleich zum hoch Brennstoffpreis-sensitiven erdgasbasierten Erzeugungssystem liegen die Differenzkosten für den Fall niedriger Erdgaspreise bei circa 125 Euro je Tonne CO₂ und damit sehr hoch, für die Varianten mit hohen Brennstoffpreisen mit etwa -15 Euro je Tonne CO₂ sogar im negativen Bereich.



Dieses grundsätzliche Muster der CO₂-System-Vermeidungskosten ändert sich auch unter Berücksichtigung der verschiedenen Sensitivitätsanalysen nicht.

Die Abbildung 4-13 vermittelt schließlich einen Überblick zur Emissionsminderungs- und Systemkostenbewertung der verschiedenen Entwicklungsvarianten für das deutsche Stromversorgungssystem im Kontext eines CO₂-Preis-Umfeldes von 50 Euro je Tonne CO₂.

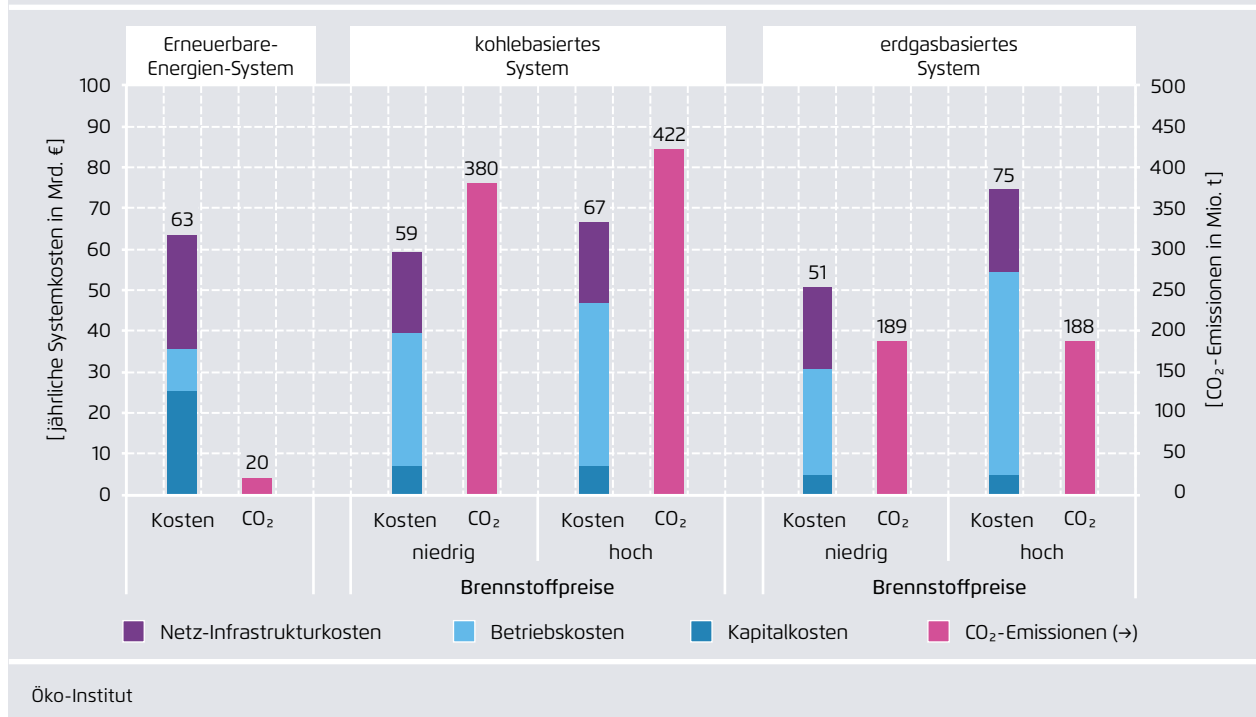
Diese Zusammenstellung verdeutlicht, dass sich die Systeme mit einer Stromversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien von 95 Prozent im Vergleich zu einem kohlebasierten System mit Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken systemkostenseitig nicht signifikant unterscheiden und vor allem die Sensitivität der Systemkosten mit Blick auf die Brennstoffpreisentwicklungen abbauen. Emissionsseitig bleiben die auf Basis eines klassischen fos-

silen Erzeugungsmix erzielbaren Emissionsminderungen von 17 beziehungsweise 7 Prozent weit hinter den Energiewendezielen und der mit Erneuerbaren Energien erreichbaren Reduktion der CO₂-Emissionen zurück.

Ein nahezu komplett auf Erdgaskraftwerke umgestelltes Stromsystem kann zwar mit knapp 60 Prozent erheblich größere, wenn auch von den Energiewendezielen noch deutlich entfernte Emissionsminderungen erzielen, ist aber systemkostenseitig mit den erheblichen Risiken der Brennstoffpreisentwicklung konfrontiert.

Vergleich der gesamten Systemkosten von Erneuerbaren- sowie kohle- und erdgasbasierten Stromsystemen bei CO₂-Preisen von 50 Euro pro Tonne, 2050

Abbildung Z-1



Öko-Institut

5. Schlussfolgerungen

Die in den nächsten Jahren eingeleitete Entwicklung des Stromversorgungssystems wird für den Zeithorizont bis 2050 erhebliche Folgen haben. Dies betrifft einerseits die bis zur Mitte des Jahrhunderts erzielbaren CO₂-Emissionsminderungen, aber auch die Systemkosten der zukünftigen Stromversorgung in Deutschland.

Das in der hier vorgelegten Analyse numerisch untersuchte Gedankenexperiment eines Vergleichs zwischen zwei unterschiedlichen Varianten für ein zu 95 Prozent auf Erneuerbaren Energien beruhendes Stromsystem und zwei unterschiedlich ausgeprägten fossil geprägten Stromsystemen, die sich bei einem (weitgehenden) Verzicht auf die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien einstellen können, erlaubt sowohl eine Bewertung der Systemkosten und deren Robustheit als auch eine klimapolitische Einordnung.

Unter der Maßgabe sehr unterschiedlicher Rahmenbedingungen und vielfältiger Sensitivitätsanalysen lassen sich mit Blick auf die sich zur Mitte dieses Jahrhunderts ergebende Situation die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

1. Sehr ambitionierte CO₂-Emissionsminderungsziele für den Elektrizitätssektor, das heißt eine weitgehende Dekarbonisierung des Stromsystems, sind im Kontext des deutschen Energiekonzepts nur über eine sehr weit gehende Umstellung des Systems auf Erneuerbare Energien möglich.
2. Die Ausprägungen eines solchen Erneuerbaren-Stromsystems können sich zwar unterschiedlich entwickeln, im Zusammenspiel von Erzeugungsoptionen auf Basis Erneuerbarer Energien, Flexibilitätsoptionen und Netzinfrastrukturen kann ein voll funktionsfähiges System auf hohem Versorgungssicherheitsniveau umgesetzt werden.
3. Das Stromsystem auf Basis Erneuerbarer Energien wird durch einen sehr hohen Kapitalkostenanteil charakterisiert sein, damit entstehen hohe Anforderungen im Bereich der Finanzierung, aber gleichzeitig auch eine geringe Sensitivität in Bezug auf schwankende oder über längere Zeiträume zunehmend schwer abschätzbare Brennstoff- und CO₂-Preise.
4. Im Vergleich zu unterschiedlichen Ausprägungen fossil geprägter Stromsysteme führen die von Erneuerbaren Energien dominierten Systeme nicht nur zu deutlich geringeren CO₂-Emissionen, sondern sind auch kostenseitig vergleichbar oder vorteilhaft, wenn sich hohe Brennstoffpreise und CO₂-Preise von 50 Euro pro Tonne und mehr einstellen. Nur bei niedrigen Energie- und CO₂-Preisen beziehungsweise bei niedrigen Energiepreisen und einem komplett auf Erdgaskraftwerke umgestellten Stromsystems liegen die Systemkosten der fossilen Stromsysteme deutlich unter denen der durch Erneuerbare Energien geprägten Systeme – allerdings ohne dass vergleichbare Emissionsminderungen erzielt werden können.
5. Werden die in unterschiedlichem Maße erzielbaren CO₂-Emissionsminderungen einbezogen, ergeben sich mit der Ausnahme einer einzigen Konstellation (eines komplett auf Erdgas umgestellten Stromsystems, für das Erdgas dauerhaft zu niedrigen Preisen verfügbar ist) für die Erneuerbare Energien dominierten Stromsysteme CO₂-System-Vermeidungskosten von maximal 60 Euro je Tonne CO₂. Bei der für die Erneuerbare-Energien-systeme besonders günstigen Vergleichskonstellation eines erdgasbasierten Stromsystems, für das hohe Brennstoffkosten entstehen, resultieren für die Erneuerbaren-Systeme sogar negative Vermeidungskosten von -15 Euro je Tonne CO₂. Allein für den Vergleich mit einem rein erdgasbasierten System und den Fall (dauerhaft) niedriger Erd-

gaspreise liegen die Vermeidungskosten mit circa 125 Euro je Tonne CO₂ in einem kritischen Bereich.

6. Erneuerbare Energien dominierte Stromsysteme sind so mit Blick auf die erzielbaren CO₂-Emissionsminderungen und die Systemkosten sowie mit Blick auf die Angemessenheit der Vermeidungskosten für die meisten Vergleichskonstellationen sehr robust.
7. Vor dem Hintergrund der mit Blick auf die Erneuerbare Energien-Stromsysteme tendenziell konservativen Systemabgrenzungen (keine Berücksichtigung von sektorübergreifenden oder grenzüberschreitenden Effekten, Beschränkung der Analyse von Flexibilitätsoptionen auf Speicher, konservative Abschätzung der Netzinfrastrukturkosten etc.) und der Sensitivitätsanalysen, über die die in einigen Bereichen der Erneuerbare Energien geprägten Stromsysteme verbleibenden Projektionsunsicherheiten eingegrenzt wurden, ergibt sich an keiner Stelle eine Veränderung der vorstehenden Einordnungen.

Als Nebenergebnis der Analysen ergibt sich schließlich, dass CO₂-Emissionsminderungen in fossil geprägten Stromerzeugungssystemen sich stets im Spannungsfeld der durch hohe versunkene Kosten geprägten Stromerzeugungs- und Bergbauanlagen, des Energiepreiseumfeldes sowie der erzielbaren CO₂-Preise einstellen. Wenn sich die Preisbildung in den internationalen Brennstoffmärkten weitgehend der politischen Einflussnahme entzieht, können robuste, das heißt von bestimmten Brennstoffpreis-Konstellationen zumindest teilweise unabhängige Emissionsminderungsstrategien nur im Zusammenspiel von CO₂-Bepreisung und aktiver Gestaltung der Kraftwerksflotte umgesetzt werden.

Beim heute erreichten und absehbaren technologischen und Kostenniveau Erneuerbarer Energien und vieler Flexibilitätsoptionen ist die langfristige und weitgehende Umstellung der Stromversorgung auf Erneuerbare Energien einerseits klimapolitisch adäquat und aus der Perspektive der Systemkosten effizient. Sie bildet aber auch darüber hinaus als Versicherung gegen zunehmend volatile Preisentwicklungen auf den Brennstoffmärkten eine volkswirtschaftlich robuste Strategie.

6. Referenzen

50Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO;

TransnetBW (2016). Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart. Verfügbar unter www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2025_2_Entwurf_Teil1.pdf, zuletzt abgerufen am 12.01.2017.

50Hertz Transmission (50Hertz) (2016). Energie- und Outlook 2035. Entwicklungspfade der Energiewende und deren Folgen, Berlin. Verfügbar unter www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Netzausbau/Wof%C3%BCr%20Netzausbau/EWO%202035/50Hertz_Energiewende_Outlook_2035.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

American Physical Society (APS) (2011). Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals. A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs, College Park, MD. Verfügbar unter www.aps.org/policy/reports/assessments/upload/dac2011.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015). Die Energie der Zukunft. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Berlin. Verfügbar unter www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vierter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt abgerufen am 12.01.2017.

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA) (2016). Monitoringbericht 2015. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn.

Consentec; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES) (2013). Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Ein Vergleich möglicher

Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin. Verfügbar unter www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk_Optimierungsstudie/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Cressey, D. (2015). Firms that suck carbon from air go commercial. Nature 526, S. 306–307. Verfügbar unter www.nature.com/polopoly_fs/1.18551!/menu/main/topColumns/topLeftColumn/pdf/526306a.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Department of Energy & Climate Change (DECC) (2015). Updated short-term traded carbon values used for UK public policy appraisal, London. Verfügbar unter www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/477540/Updated_short-term_traded_carbon_values_used_for_UK_policy_appraisal__2015_.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Deutsche Energie-Agentur (2012). dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030, Berlin. Verfügbar unter shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

E-Bridge Consulting; Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft; Offis (2014). Moderne Verteilernetze für Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Bonn, Aachen, Oldenburg. Verfügbar unter www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt abgerufen am 12.01.2017.

E-Bridge Consulting (E-Bridge); Büro für Energie-wirtschaft und technische Planung (BET); Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IEAW) (2011). Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. Gutachten im Auftrag des BDEW, Bonn, Aachen.

Eichman, J.; Townsend, A. & Melaina, M. (2016). Economic Assessment of Hydrogen Technologies Participating in California Electricity Markets. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Verfügbar unter www.nrel.gov/docs/fy16osti/65856.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Elsner, P. & Sauer, D. U. (2015). Energiespeicher. Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050" (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München, Halle (Saale), Mainz.

Energy Information Administration (EIA) (2016a). Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies in the Annual Energy Outlook 2016, Washington, DC. Verfügbar unter www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Energy Information Administration (EIA) (2016b). Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016, Washington, DC. Verfügbar unter www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

European Commission (2011a). Energy Roadmap 2050. Impact Assessment - Part 1. Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions (SEC(2011)1565-2), Brussels. Verfügbar unter ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/sec_2011_1565_part1.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

European Commission (2011b). Energy Roadmap 2050. Impact Assessment - Part 2. Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions (SEC(2011)1565), Brussels. Verfügbar unter ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/sec_2011_1565_part2.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Feldman, D.; Margolis, R. & Denholm, P. (2016). Exploring the Potential Competitiveness of Utility-Scale Photovoltaics plus Batteries with Concentrating Solar Power, 2015–2030. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Verfügbar unter www.nrel.gov/docs/fy16osti/66592.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES); Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IEAW); ef.Ruhr; Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) (2014). Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin.

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (2014). Analyse der Netzausbaukosten und der Kostenverteilungswirkung. Untersuchung im Rahmen des Projekts "Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)", gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe. Verfügbar unter www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/2014_08_03_Netzausbaukosten-ImpRES_final.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES) (2015). Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende? Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photo-

voltaik. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin. Verfügbar unter www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Stromverbrauch_in_der_Energiewende/086_IWES_Szenarienvergl_dt_WEB.pdf, zuletzt abgerufen am Oktober 2015.

Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (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, Berlin.

Frontier Economics (Frontier); Consentec (2014). Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment). Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Köln, Aachen.

Görner, K. & Sauer, D. U. (2016). Konventionelle Kraftwerke. Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050" (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München, Halle (Saale), Mainz. Verfügbar unter www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Konventionelle_Kraftwerke.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

IHS Markit (IHS) (2016). The IHS European Power Capital Costs Index (EPCCI), London. Verfügbar unter www.ihs.com/Info/cera/ihsindexes/, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

International Energy Agency (IEA) (2016). World Energy Outlook 2016, Paris.

National Renewable Energy Laboratory (2012). Renewable Electricity Futures Study. Volume 2: Renewable Electricity Generation and Storage Technologies (NREL/TP-6A20-52409), Golden, CO. Verfügbar unter <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52409-2.pdf>, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Öko-Institut (2014). Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien, Berlin. Verfügbar unter www.oeko.de/oekodoc/2005/2014-021-de.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Öko-Institut; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (2015). Klimaschutzszenario 2050. 2. Runde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin, Karlsruhe.

P3 Energy; Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) (2012). Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Aachen.

Prognos; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) (2014). Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel, Köln, Osnabrück.

PTV Group (PTV); TCI Röhling – Transport Consulting International (TCI); Mann, Hans-Ulrich (2016). Methodenhandbuch zum Bundesverkehrswegeplan 2030. Bericht für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Karlsruhe, Berlin, Waldkirch, München. Verfügbar unter www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/BVWP/bvwp-2030-methodenhandbuch.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Quaschnig, V. (2016). Sektorkopplung durch die Energiewende. Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW). Verfügbar unter pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2016/05/HTW-2016-Sektorkopplungsstudie.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Rech, B. & Elsner, P. (2016). Photovoltaik. Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050" (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München, Halle (Saale), Mainz, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Research to Business Energy Consulting (r2b) (2014). Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. Endbericht Leitstudie Strommarkt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Köln.

Umweltbundesamt (UBA) (2014b). Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 (UBA Climate Change 07/2014), Dessau-Roßlau. Verfügbar unter www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

FAQ EEG – Energiewende: Was bedeuten die neuen Gesetze?

Zehn Fragen und Antworten zu EEG 2017, Strommarkt- und Digitalisierungsgesetz

Eigenversorgung aus Solaranlagen

Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel

Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens

Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors
(Lang- und Kurzfassung)

Der Klimaschutzbeitrag der Stromsektors bis 2040

Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen

Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?

Energiepolitische Zielszenarien 2050 - Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik

Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen

Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020

Transparenzdefizite der Netzregulierung

Bestandsaufnahme und Handlungsoptionen

Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

Aktionsplan Lastmanagement

Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics

Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030

Herausforderungen für die Stromversorgung in Systemen mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie

Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende

Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge

Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

Publikationen von Agora Energiewende

Stromspeicher in der Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

Energieeffizienz als Geschäftsmodell

Ein Umsetzungsmodell für Artikel 7 der europäischen Effizienzrichtlinie

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IEAW)

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt, (Lang- und Kurzfassung)

AUF ENGLISCH

FAQ EEG – Energiewende: What do the new laws mean?

Ten questions and answers about EEG 2017, the Electricity Market Act, and the Digitisation Act

Reducing the cost of financing renewables in Europe

A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")

Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility

Stocktaking as well as Options for Reform in the Pentilateral Energy Forum Region

Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2015

Review on the developments in 2015 and outlook on 2016

A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition

The Power Market Pentagon

Eleven Principles for a Consensus on Coal

Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector (Short Version)

The Integration Costs of Wind and Solar Power

An Overview of the Debate of the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaics into Power Systems

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

