

CLIMATE CHANGE

27/2017

Metastudie nationale Energieszenarien und deutsche Energiepolitik

Anhang

CLIMATE CHANGE 27/2017

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3712 46 103
UBA-FB 002463/ANH

Metastudie nationale Energieszenarien und deutsche Energiepolitik

Anhang

von

Martin Peter, Damaris Bertschmann
INFRAS, Zürich

Helen Lückge
Climonomics, Tübingen

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

INFRAS
Forschung und Beratung
Binzstrasse 23
CH-8045 Zürich

Climonomics – Helen Lückge
Corrensstr. 38
72076 Tübingen

Abschlussdatum:

November 2016

Redaktion:

Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und -szenarien
Dr. Mark Nowakowski

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, November 2017

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Forschungskennzahl 3712 46 103 finanziert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Inhalt

Inhalt	3
Übersicht der bearbeiteten Studien und deren Themenschwerpunkte	5
Sammlung der Faktenblätter	10
1. Consentec: Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve vom 21.9.2012	11
2. Öko-Institut: Fokussierte Kapazitätsmärkte vom 8.10.2012	14
3. Dena-Studie: Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt (publ. 15.8.2012)	17
4. IZES: Kompassstudie Marktdesign (publ. Dez. 2012)	20
5. Prognos: Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende (publ. 7.11.2012)	23
6. Enervis & BET: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland (publ. 1.3.2013 (Kurzfassung), 4.3.2013 (Langfassung))	28
7. BCG: Trendstudie 2030+ (publ. März 2013)	33
8. Consentec & Fraunhofer IWES: Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland (publ. Mai 2013)	38
9. MVV Energie AG et al: Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien (publ. Juli 2013)	43
10. Monopolkommission: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende – Teil Regel- und Kapazitätsmechanismen (publ. Sept. 2013)	47
11. Monopolkommission: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende – Teil Fördermechanismen für EE (publ. Sept. 2013)	50
12. Peter Bofinger: Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg? (publ. September 2013)	53
13. Sachverständigenrat für Umweltfragen: Den Strommarkt der Zukunft gestalten – Sondergutachten des SRU (publ. Nov 2013)	57
14. IZES et al: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes (publ. Oktober 2013)	63
15. Fraunhofer ISE: Energiesystem Deutschland 2050 (publ. November 2013)	70
16. Dr. J. Nitsch: Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition (publ. Feb. 2014)	75
17. Szenarienergebnisse KWK – Übersicht	79
18. DLR et al.: BETTER – Bringing Europe and Third countries closer together through renewable Energies	85

19.	Prognos AG und IAEW: Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Strommarkt (publ. März 2014)	89
20.	Öko-Institut: Konzept, Gestaltungselemente und Implikationen eines EEG-Vorleistungsfonds (publ. März 2014)	96
21.	Enervis: Der „ideale Kraftwerkspark“ der Zukunft (publ. 06.05.2014)	102
22.	Enervis energy advisors GmbH: Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes in Deutschland (publ. Juni 2014)	106
23.	ef.Ruhr, FENES, IAEW, ISEA: Stromspeicher in der Energiewende (publ. September 2014)	111
24.	Prognos AG, Fraunhofer IFAM, IREES und BHKW-Consult: Potential- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014 (publ. Oktober 2014)	115
25.	Öko-Institut: Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 – Konzept einer strukturellen EEG Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (publ. Oktober 2014)	124
26.	DIW: Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland (publ. November 2014)	131
27.	FÖS: Was Strom wirklich kostet (publ. Januar 2015)	136
28.	LBD Beratungsgesellschaft mbH (2015): Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende (publ. April 2015)	142
29.	Connect Energy Economics: Aktionsplan Lastmanagement (publ. April 2015)	148
30.	The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits (publ. Juni 2015)	152
31.	Sustainable Development Solutions Network, Institute for Sustainable Development and International Relations, Wuppertal Institut (2015): Pathways to deep decarbonization in Germany (publ. September 2015)	156
32.	IRENA (2015): A renewable energy roadmap, Renewable energy prospects Germany (publ. November 2015)	161
33.	Fraunhofer ISE: Was kostet die Energiewende? (publ. November 2015)	173
34.	Enervis energy advisors (2015): Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040. Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen (publ. November 2015)	178
35.	Ecofys (2016): Flex-Efficiency – Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern (publ. April 2016)	188

Übersicht der bearbeiteten Studien und deren Themenschwerpunkte

Dieser Band ist die Sammlung aller Factsheets, die im Rahmen des Projekts «Metastudie nationale Energieszenarien und deutsche Energiepolitik» (FKZ 3712 46 103 des UFOPLAN 2012) erstellt wurden. Die folgende Tabelle zeigt, von welchen Studien ein Faktenblatt erstellt wurde und mit welchen Themen sich die Studien befassen. Die Studien sind nach Veröffentlichungsdatum angeordnet und nummeriert. Die Nummern entsprechen den Kapitelnummern der Faktenblätter in diesem Band.

Nr.	Studie		Fokus			Themenschwerpunkt							
	Autorenschaft	Titel	Strom	Wärme	Verkehr	Energie- markt- design	Reform EEG/ För- derung EE	Kapazitäts- mechanis- men	Kosten der EW	Flexibilitäts- optionen	KWK	Energie- effizienz	Sonstige
1	Consentec (2012)	Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve	x	x	x			x					
2	Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, RAUE-LLP (2012)	Fokussierte Kapazitätsmärkte	x	x				x					
3	Dena, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (2012)	Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt	x	x		x							
4	Institut für Zukunfts-EnergieSysteme (IZES) (2012)	Kompassstudie Marktdesign	x	x	x	x							
5	Prognos (2012)	Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende	x	x	x	x							

Nr.	Studie		Fokus			Themenschwerpunkt							
	Autorenschaft	Titel	Strom	Wärme	Verkehr	Energie- markt- design	Reform EEG/ För- derung EE	Kapazitäts- mechanis- men	Kosten der EW	Flexibilitäts- optionen	KWK	Energie- effizienz	Sonstige
6	enervis energy advisors GmbH und BET (2013)	Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland	x	x	x	x							
7	The Boston Consulting Group (BCG) (2013)	Trendstudie 2030+	x	x	x	x							
8	Consentec und Fraunhofer IWES (2013)	Kostenoptimaler Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland	x	x					x				
9	MVV Energie, arhenius consult, Ecofys, TAKON (2013)	Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien	x			x							
10	Monopolkommission (2013a)	Wettbewerb in Zeiten der Energiewende	x	x	x	x							
11	Monopolkommission (2013b)	Wettbewerb in Zeiten der Energiewende - Teil Fördermechanismen EE	x	x	x		x						
12	Prof. Dr. Peter Bofinger (2013)	Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg?	x				x						
13	SRU (2013)	Den Strommarkt der Zukunft gestalten – Sondergutachten des SRU	x	x	x	x							

Nr.	Studie		Fokus			Themenschwerpunkt							
	Autorenschaft	Titel	Strom	Wärme	Verkehr	Energie- markt- design	Reform EEG/ För- derung EE	Kapazitäts- mechanis- men	Kosten der EW	Flexibilitäts- optionen	KWK	Energie- effizienz	Sonstige
14	IZES gGmbH, Prof. Dr. Peter Bofinger, BET (2013)	Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes	x	x	x		x						
15	Fraunhofer ISE (2013)	Energiesystem Deutschland 2050	x	x	x	x							
16	Nitsch (2014)	Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition	x	x	x	x							
17	DLR et al. (2013)	BETTER – Bringing Europe and Third countries closer together through renewable Energies WP3: Prospects for Renewable Energy Exports from North Africa to EU	x										x
18	Prognos AG und IAEW (2014)	Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Strommarkt	x									x	
19	Öko-Institut (2014a)	Konzept, Gestaltungselemente und Implikationen eines EEG-Vorleistungsfonds	x				x						
20	Enervis (2014a)	Der „ideale Kraftwerkspark“ der Zukunft	x			x							

Studie			Fokus			Themenschwerpunkt							
Nr.	Autorenschaft	Titel	Strom	Wärme	Verkehr	Energie- markt- design	Reform EEG/ För- derung EE	Kapazitäts- mechanis- men	Kosten der EW	Flexibilitäts- optionen	KWK	Energie- effizienz	Sonstige
21	Enervis (2014b)	Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes in Deutschland	x					x					
22	ef.Ruhr, FENES, IAEW, ISEA (2014)	Stromspeicher in der Energiewende	x	x	x					x			
23	Prognos AG, Fraunhofer IFAM, IREES und BHKW-Consult (2014)	Potential- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014	x	x							x		
24	Öko-Institut (2014b)	Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 – Konzept einer strukturellen EEG Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign	x				x						
25	DIW (2014)	Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland	x			x							
26	FÖS (2015)	Was Strom wirklich kostet	x						x				
27	LBD Beratungsgesellschaft mbH (2015)	Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende	x	x							x		
28	Connect Energy Economics (2015)	Aktionsplan Lastmanagement	x							x			

Studie			Fokus			Themenschwerpunkt							
Nr.	Autorenschaft	Titel	Strom	Wärme	Verkehr	Energie- markt- design	Reform EEG/ För- derung EE	Kapazitäts- mechanis- men	Kosten der EW	Flexibilitäts- optionen	KWK	Energie- effizienz	Sonstige
29	Fraunhofer IWES (2015)	The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits	x										x
30	SDSN, IDDRI, Wup- pertal Institut (2015):	Pathways to deep decarboni- zation in Germany	x	x	x	x							
31	IRENA (2015)	A renewable energy roadmap, Renewable energy prospects Germany	x	x	x	x							
32	Fraunhofer ISE (2015)	Was kostet die Ener- giewende?	x	x	x				x				
33	enervis energy ad- visors (2015)	Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040. Ent- wicklungspfade für die deut- schen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswir- kungen.	x			x							
34	Ecofys (2016)	Ecofys (2016): Flex-Efficiency – Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrau- chern	x							x		x	

Sammlung der Faktenblätter

1. Consentec: Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve vom 21.9.2012

Auftraggeber: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Typ Wirtschaft

Autoren: Consentec

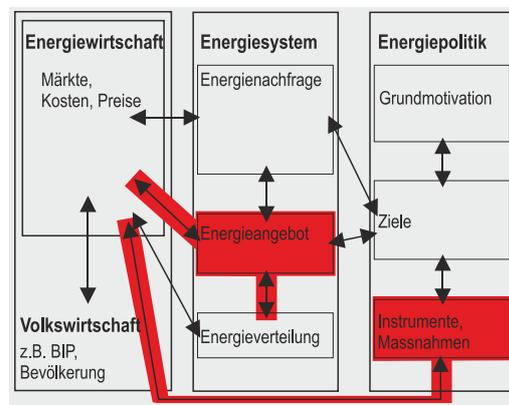
Link: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/\\$file/Consentec_BDEW_StrategischeReserve_Ber_20120925.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/$file/Consentec_BDEW_StrategischeReserve_Ber_20120925.pdf)

Ziel und Kernbotschaft: Ziel der Studie ist die Darstellung einer praktikablen Ausgestaltung einer Strategischen Reserve als Brückenlösung (Zeithorizont 10 Jahre) zur Ergänzung des herkömmlichen Strommarktes. Da die Strategische Reserve zeitnah eingeführt, aber auch wieder abgeschafft werden kann, soll sie als Brückenlösung Zeit schaffen, um die Notwendigkeit und Form eines langfristigen Kapazitätsmechanismus zu diskutieren. Die Ausgestaltung zielt da-

rauf ab, Stilllegungen von Bestandskraftwerken so lange zu verhindern, wie dies gesamtwirtschaftlich effizient ist. Die Strategische Reserve ersetzt somit das Konzept der „Kaltreserve“, das in der Winterperiode 2011/12 zum Einsatz kam.

Methodik: Deskriptive Darstellung eines möglichen zukünftigen Mechanismus. Die Darstellung basiert auf einer Analyse des Kapazitätsbedarfs (Einsatzsimulation des hydrothermischen Kraftwerksparks) in einem vorangehenden Gutachten (Consentec Februar 2012 für EnBW).

Ergebnis: Mögliche Ausgestaltung einer Strategischen Reserve.



Mechanismus	
Ermittlung der Grösse der Strategischen Reserve	Differenz zwischen gewünschter und tatsächlich vorhandener gesicherter Leistung
Ausgeschriebenes Produkt	Kapazitäten werden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) für zwei Jahre kontrahiert. Fokussierung auf aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegte bzw. stillzulegende Bestandskraftwerke.
Wann wird die Strategische Reserve genutzt?	Im Falle einer Knappheit am Day-Ahead Spotmarkt oder für den Zweck von Redispatches können die ÜNB auf die kontrahierten Kapazitäten zurückgreifen.
Beitrag zum Klimaschutz	Da es sich um die Vermeidung von Stilllegungen von Bestandskraftwerken handelt und es keine Qualifikationskriterien gibt, leistet die Strategische Reserve keinen Beitrag zum Klimaschutz. Fokus liegt auf Versorgungssicherheit.
Beschaffungsmethodik	Descending Clock Auction. Zudem wird eine minimale regionale Verteilung der Kapazitäten gefordert (sonst allf. Netzengpässe vorhanden).
Entschädigung	Kapazitätszahlung, Höhe der Zahlung wird mittels Auktion festgelegt.
Finanzierung	Aus netzbezogener Komponente des Strompreises.
Märkte	Der Energy-only ¹ und der Kapazitätsmechanismus werden klar voneinander getrennt. Anlagen, die zur Strategischen Reserve gehören, sind vom „normalen“ Energy-only-Markt ausgeschlossen.

Vorteile

- › Auswirkung auf Energieversorgungsmarkt wird durch die Trennung von Markt und Mechanismus minimiert.
- › Keine selektive Förderung bestimmter Kapazitätssegmente. Nachfrageseitige Maßnahmen können theoretisch ebenfalls berücksichtigt werden (obwohl eher systemfremd).
- › Relativ kurzer Zeitraum für die Einführung erforderlich; da auf Bestandskraftwerke fokussiert keine langwierigen Bauverfahren.
- › Geringe direkte und administrative Kosten, da nur die Differenz zwischen gewünschter und vorhandener gesicherter Leistung kontrahiert und entschädigt werden muss.
- › Weitgehend rückwirkungsfrei abschaffbar, falls ein Kapazitätsmechanismus in der politischen Diskussion grundsätzlich als unnötig befunden oder eine andere Ausgestaltung bevorzugt wird.

In der Studie genannte Herausforderungen:

Dimensionierung der Strategischen Reserve. Zu hohe Kapazität ziehen hohe Kosten und entsprechende Verteilungseffekte nach sich.

¹ Auf Energy-only-Märkten werden Stromanbieter einzig für die gelieferte Menge Strom entschädigt. Im Gegensatz dazu entschädigen Kapazitätsmärkte Stromanbieter für die Vorhaltung von Stromkapazitäten, die im Bedarfsfall abgerufen werden können.

Vergleich mit der Leitstudie

Da der Hauptfokus der Studie auf der Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus liegt, werden nur wenige Annahmen getroffen, die mit jenen der Leitstudie vergleichbar sind. Die Studie beruht jedoch auf einer Vorgängerstudie, die den Strommarkt etwas genauer analysiert.² Untenstehende Annahmen stammen aus dieser Studie.

Annahmen
Energiemix basierend auf eigenen Recherchen und BMU-Leitstudie 2010 Szenario A ³
Konstante Stromnachfrage (BMU-Leitstudie: -25%)
Energiepreise basierend auf BMU-Leitstudie 2010
Neben Energy-only Markt wird (für Übergangsphase) ein Kapazitätsmarkt notwendig ⁴

Ergebnis
Mögliche Ausgestaltungsform eines Kapazitätsmechanismus

Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	gering	mittel	stark	keine Aussage
-------------------	--------	--------	-------	---------------

² Consentec 2012: Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Untersuchung im Auftrag der EnBW AG

³ Der Atomausstieg wird berücksichtigt. Die installierte Leistung an konventionellen Kraftwerken wird konstant gehalten. Das Leitszenario geht von einer Abnahme aus.

⁴ Was nach der Übergangsphase passiert, soll während ihr der politische Prozess entscheiden.

2. Öko-Institut: Fokussierte Kapazitätsmärkte vom 8.10.2012

Auftraggeber: Umweltstiftung WWF Deutschland,
 Typ Umweltverband.

Autoren: Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft,
 RAUE-LLP

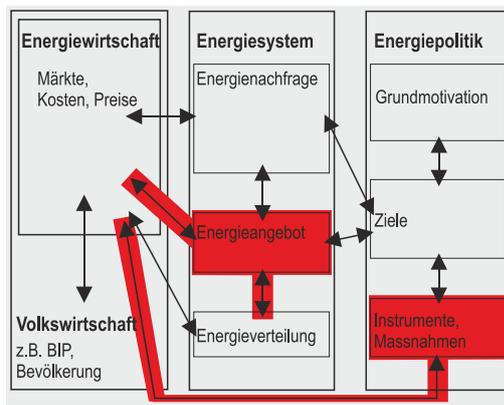
Link: <http://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf>

Ziel und Kernbotschaft: Ausarbeitung eines Kapazitätsmechanismus (fokussierter Kapazitätsmarkt),

der neben der Versorgungssicherheit auch einen Beitrag zum Klimaschutz leistet. Das Konzept des fokussierten Kapazitätsmarkts stellt eine Alternative zum umfassendem Kapazitätsmarkt und der Strategischen Reserve dar. Das Konzept leistet einen Beitrag zum Umbau des Energiesystems, erhält die Wettbewerbsintensität im Strommarkt und begrenzt die Kosten für die Verbraucher. Der fokussierte Kapazitätsmarkt wird unterteilt in drei Teilsegmente: a) Bestandsanlagen b) Neuanlagen c) nachfrageorientierte Maßnahmen.

Methodik: Erstellung einer Kapazitätsbilanz, Deskriptive Darstellung eines möglichen zukünftigen Mechanismus.

Ergebnis: Mögliche Ausgestaltung eines fokussierten Kapazitätsmechanismus inklusive Zeitplan für die Umsetzung.



MECHANISMUS	
Dimensionierung des Kapazitätsmechanismus	Differenz zwischen gewünschter und tatsächlich vorhandener gesicherter Leistung. Detaillierte Kapazitätsbilanz zeigt Potentiale im Bereich Bestandsanlagen, Neuanlagen und nachfrageorientierter Maßnahmen.
Ausgeschriebenes Produkt	Segmentierung des Kapazitätsmarktes in drei Teile: a) Neuanlagen b) stilllegungsbedrohte Bestandsanlagen c) nachfrageseitige Maßnahmen. Laufzeit der Verträge ist bei Neuanlagen länger als bei Bestandsanlagen und nachfrageseitigen Maßnahmen. Insb. bei Neuanlagen bestehen Präqualifikationskriterien (Flexibilität, Treibhausgasemissionen).
Beitrag zum Klimaschutz	Über Präqualifikationskriterien wird sichergestellt, dass möglichst effiziente Neuanlagen in Kapazitätsmechanismus aufgenommen werden (vorgeschlagen wird Emissionswert von 600 g CO ₂ /KWh)
Erfüllung	Bei Bedarf wird Kapazität durch zuständige Stelle über Call-Option abgerufen

Beschaffungsmethodik	Descending Clock Auction durch „zuständige Stelle“. Dies kann der Übertragungsnetzbetreiber, in Zukunft allenfalls der Independent System Operator oder eine neue Institution sein. Bei Neuanlagen allf. Begrenzung auf Regionen mit Netzengpässen.
Festlegung der auktionierten Menge	Die auktionierte Menge wird durch die „zuständige Stelle“ oder der Regulierungsbehörde unter Mitwirkung weiterer Stellen (Konsultationen, Beschluß durch Bundesregierung) festgelegt.
Entschädigung	Preis der Kapazitätzahlung aus der Auktion.
Finanzierung	Entweder aus netzbezogener Komponente des Strompreises oder durch eine transparente Umlage. Zudem bekommt der Kapazitätshalter eine Call-Option, mit der er die Differenz der Marktpreise am Energy-only Markt ⁵ zu einem definierten Basisenergiepreis abschöpft.
Märkte	Teilnehmer am Kapazitätsmarkt können weiterhin am Energy-only Markt teilnehmen.

Vorteile

- › Keine Verknappung des Angebotes und Senkung der Wettbewerbsintensität im Energy-only Markt durch Ausscheiden von Kapazitäten in einen abgetrennten Kapazitätsmarkt. Daher keine preistreibende Wirkung auf den Energy-only Markt.
- › Abschöpfung der Preisspitzen am Energy-only Markt durch den Organisator des Kapazitätsmarktes mittels Call-Option reduziert Kosten.
- › Nachfrageseitige Maßnahmen können problemlos mitberücksichtigt werden.
- › Beitrag zum Umbau des Energiesystems hin zu emissionsärmerer Energieerzeugung durch Präqualifikationskriterien.
- › Modell, das langfristig funktionsfähig ist (nicht nur als Brückenlösung ausgestaltet).

In der Studie genannte Herausforderungen

- › Abschätzung der notwendigen Kapazitäten, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden. Hier entsteht erheblicher administrativer Aufwand.
- › Einbindung in europäischen Verbund/andere Mechanismen, die gerade in Europa entstehen.

Vergleich mit der Leitstudie

Die Studie ist in erster Linie auf die Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus fokussiert. Als Hintergrundinformation wird zudem eine Kapazitätsbilanz erstellt. Die Ausführungen dazu sind relativ knapp gehalten. Daher ist ein Vergleich von Annahmen und Ergebnissen mit der Leitstudie nur punktuell möglich.

⁵ Auf Energy-only-Märkten werden Stromanbieter einzig für die gelieferte Menge Strom entschädigt. Im Gegensatz dazu entschädigen Kapazitätsmärkte Stromanbieter für die Vorhaltung von Stromkapazitäten, die im Bedarfsfall abgerufen werden können.

Zusätzlich zu den Annahmen und Ergebnissen werden auch Vermutungen und Einschätzungen der Autoren zu erwarteten Entwicklungen (Stromnachfrage, Wirkung Kapazitätsmechanismus auf Strompreis) genannt.

Annahmen
Stromnachfrage: Zielerreichung -25% bis 2050 gemäß Autoren ungewiss
konstante Spitzenlast
Leicht geringere Abnahme der installierten Leistung konventioneller Kraftwerke bis 2020 als in BMU-Leitstudie

Ergebnis
Rahmenbedingungen Energiewirtschaft: Kapazitätsmarkt notwendig
Vermutung der Studienautoren: Kapazitätsmechanismus erhöht Strompreise
Ausgestaltungsvariante eines Kapazitätsmechanismus

Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	gering	mittel	stark	keine Aussage
-------------------	--------	--------	-------	---------------

3. Dena-Studie: Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt (publ. 15.8.2012)

Auftraggeber: RWE AG (Branche), Typ Wirtschaft

Autoren: Deutsche Energie-Agentur (dena), Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen

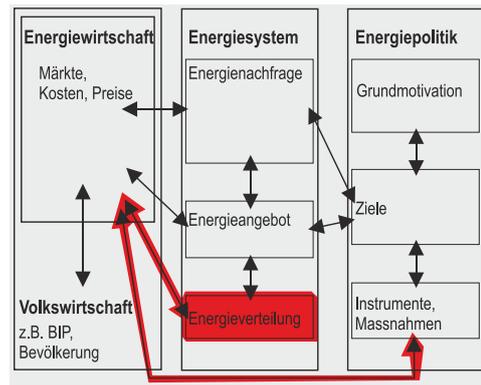
Link: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2012/Endbericht_Integration_EE.pdf

Ziel und Kernbotschaft: Betonung der Notwendigkeit von Regulierungsmaßnahmen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für Investitionen in flexible konventionelle Kraftwerke vor dem Hintergrund des massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren. Zeithorizont: 2050.

Methodik: Quantitative Modellierung des Stromversorgungssystems bei gegebenem Ausbau der Stromproduktion aus Erneuerbaren, gegebener Stromnachfrage sowie gegebenen Preisen für Fossile und CO₂. Konsekutive Verknüpfung von 4 Modellen (Faltung-Typ, IKS, Hermes, Integral7).

Ergebnis:

- › Hoher Anteil an EE-Kraftwerken führt zu starken Schwankungen in Stromproduktion.
- › Ab 2020 Stunden mit negativer Residuallast (Überschussstrom). Im Jahr 2050 haben über 40% der Stunden negative Residuallastwerte.
- › Ohne Energiespeicher, Demand-Side-Management, nationalem und internationalem Netzausbau sowie insbesondere flexible konventionelle Kraftwerke können die hohen Einspeiseleistungen der Erneuerbaren nicht vollständig integriert werden.
- › Integration gelingt nur, wenn entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden (v.a. für Investitionen in konventionelle fossile Kraftwerke).
- › Auch im Jahr 2050 sind die Differenzkosten der EE positiv (Gestehungskosten höher als Erlöse über den Marktpreis).



Annahmen
Stromnachfrage (1)
Preise fossile Energie (2)
Installierte Leistung erneuerb. Energie
Rahmenbed. der Energiewirtschaft (3)

Ergebnis
Anfallende Residuallasten
Ausbaubedarf Netze
Preisvolatilität Strommarkt
Nicht integrierbare Leistung (4)
Differenzkosten erneuerbare. Energie 2050 (5)

Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	geringe Abweichung	mittlere Abweichung	starke Abweichung
Annahmen im Vergleich mit Referenzstudie			
1	Die Dena geht von einem konstanten Stromverbrauch aus, das BMU-Leitszenario unterstellt eine Abnahme um 25%. Die zentralen Ergebnisse/Aussagen der Studie könnten allerdings auch mit einem tieferen Nachfragepfad generiert werden.		
2	Der Preispfad für fossile Energie und CO2 entspricht in etwa dem Preispfad C des BMU-Leitszenarios. D.h. es wird der tiefste Preispfad unterstellt. Bei höheren Kosten würde das Modell wahrscheinlich zu geringeren installierten Leistungen an konventionellen fossilen Kraftwerken führen, dafür würde die Problematik der EE-Direktimporte grösser.		
3	Die Dena unterstellt im Jahr 2050 eine Steigerung des Anteils der EE unter konstanter Fortschreibung der heutigen Rahmenbedingungen im Strommarkt sowie unter Einbeziehung des europäischen Auslands. Das UBA-Leitszenario geht hingegen von einer Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen aus. Dieser Unterschied hat erheblichen Einfluss auf die zentralen Aussagen der Studie.		

Ergebnisse im Vergleich mit Referenzstudie		
Nr.	Vergleich	Fazit
4	In der Dena Studie können die Erneuerbaren im Gegensatz zum BMU-Leitszenario nicht vollständig integriert werden. Der wesentliche Unterschied ist, dass das BMU-Leitszenario unterstellt, dass entsprechende Handlungsoptionen bis 2050 zur Verfügung stehen werden (z.B. neue Speichertechnologien, Einbindung Elektrofahrzeuge und andere DSM-Maßnahmen, Flexibilisierung KWK etc.). Die Dena Studie zeigt „nachgelagert“ ebenfalls, dass mit diesen Optionen die nicht integrierbare Leistung deutlich reduziert werden kann.	Die Handlungsoptionen zur besseren Integration der Erneuerbaren sind zentral. Gleiche Argumentation von zwei Seiten her.

5	<p>Die Dena Studie macht keine Aussagen zur volkswirtschaftlichen Auswirkung des Umbaus. Hingegen berechnet sie im Jahr 2050 positive Differenzkosten der EE aus betriebswirtschaftlicher Sicht (= Differenz zw. Gesteuerungskosten und Erlösen an der Strombörse). Diese Fragestellung wird in den Referenzstudien so nicht untersucht (die Referenzstudien nehmen implizit resp. vom Ziel her gedacht Rahmenbedingungen an, unter denen der Umbau auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht möglich ist).</p>	<p>Betriebswirtschaftliche Differenzkosten der EE könnten auch im Jahr 2050 noch positiv sein, wenn die Rahmenbedingungen nicht angepasst werden.</p>
---	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Differenzkosten EE gemäß Dena (in etwa Preispfad C)

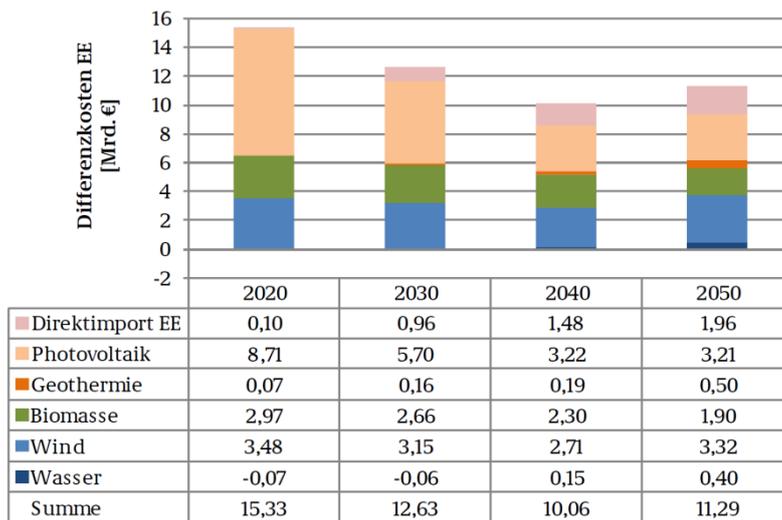


Abbildung 4-48: Die Entwicklung der Differenzkosten in Deutschland bis 2050.

4. IZES: Kompassstudie Marktdesign (publ. Dez. 2012)

Auftraggeber: Bundesverband Erneuerbare Energie und Greenpeace Energy

Autoren: Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)

Link: [Kompassstudie Marktdesign](#)

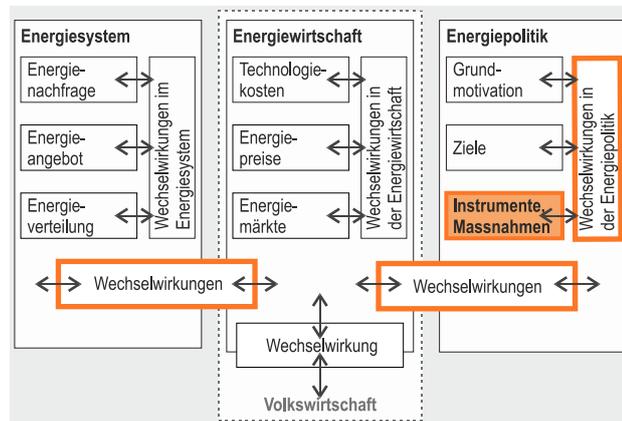
Fokus: Strom

Ziel und Kernbotschaft: Die Studie unterscheidet drei Arten von Kraftwerken: a) fluktuierend einspeisende Erneuerbare Energien, b) regelbare Erneuerbare Energien und c) fossile Kraftwerke, die für eine Übergangszeit systemnotwendig bleiben werden. Die Studie soll im Sinne einer Kompassstudie erste Ideen aufzeigen, wie diese drei Arten von Kraftwerken in ein funktionierendes Marktdesign integriert werden können.

Methodik: Die Studie ist deskriptiv. Sie beschreibt die einzelnen Systemkomponenten und leitet daraus Anforderungen an das zukünftige Energiesystem ab. Berechnungen werden keine vorgenommen.

Schlussfolgerungen:

- › Die fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) benötigen aufgrund ihrer annähernd grenzkostenfreien Stromproduktion bei zumeist hohen Fixkosten verlässliche Refinanzierungsmechanismen.
- › Das Prinzip des EEG (degressiv ausgestaltete Vergütung über definierten Zeitraum) bietet gemäß heutigen Erfahrungen die einzig verlässliche Refinanzierungsmöglichkeit. Um stärker auf die Spezifika der einzelnen Technologien eingehen zu können, sollten die Vergütungsmechanismen jedoch in Abhängigkeit vom Investitionsrisiko, der Kapitalintensität, dem Aufwand für Bau- und Genehmigungsverfahren und der Reichweite der geografischen Nutzung stärker ausdifferenziert werden. Zudem ist auf eine systemdienliche Auslegung der Anlagen zu achten (z.B. Förderung von Ost- und West-PV-Anlagen zur Verstärkung der Stromproduktion)
- › Die FEE benötigen vielfältige Flexibilitätsoptionen zur Überbrückung von Angebotslücken- und -Überschüssen. Dazu zählen erdgasbetriebene Gas- und Dampf- sowie Gasturbinenkraftwerke und andere fossile Bestandanlagen, KWK, verbrauchsseitige Maßnahmen, Biomasse-Anlagen, mittelfristige Speicher und der europäische Stromverbund. Die Flexibilitätsoptionen haben eine dienende Funktion und müssen sich den Anforderungen der FEE anpassen.
 - › Im Bereich der Speicher besteht Forschungsbedarf bezüglich Technologie und möglicher Vermarktung. Die Optionen Einspeisemanagement, Speicherausbau und Netzausbau sind miteinander zu betrachten. Zurzeit ist der Einsatz von Speichern vor allem dort zweckmässig, wo andernfalls FEE



von Einspeisemanagement-Maßnahmen betroffen wären. Der Speichereinsatz darf jedoch nicht zu einer Vernachlässigung des Netzausbaus führen.

- › Als verbraucherseitige Maßnahmen ist die Einbindung industrieller Einzellasten am einfachsten möglich. Ein Beitrag des Haushaltssektors wäre mit hohem Aufwand im Bereich der Anpassung der Geräte und Anlagen sowie der Informations- und Kommunikationsinfrastruktur verbunden.
- › Ein Mechanismus für die Vergütung von Kapazitätsvorhaltung sollte bis im Jahr 2020 implementiert sein. Das KWKG kann als selektiver Kapazitätsmechanismus verstanden werden. Die Konzipierung eines Kapazitätsmechanismus muss aufgrund der Wechselwirkungen mit dem Energy-Only-Markt und dem Risiko von hohen Windfall-Profits sorgfältig erfolgen. Bestandskraftwerke sollten nicht in den Genuss von Zahlungen kommen. Zudem ist zu prüfen, ob Anforderungen an die Flexibilität der Kraftwerke gestellt werden sollten, um den Strukturwandel im Kraftwerkspark zu unterstützen.
- › Die Dispatchmärkte sollen, z.B. durch verkürzte Timelags zwischen Handel und Lieferung der Leistung, an die zukünftigen Gegebenheiten des Stromsektors angepasst werden. Ein kürzerer Timelag ermöglicht eine genauere Produktionsprognose der FEE, was deren Vermarktung vereinfacht.
- › Die Bausteine Vergütungsmechanismen für Technologien, Gestaltung von Märkten und Marktregeln, Netzinfrastruktur sowie Wärme und Verkehr müssen stets in einem Gesamtkontext gesehen werden und aufeinander abgestimmt werden. Dabei muss das Energiesystem an die Anforderungen der FEE angepasst werden. Dies ist erwartungsgemäß kostengünstiger als die FEE in den bestehenden Markt zu drücken.

Annahmen

Da die Studie deskriptiv angelegt ist und keine eigenen Berechnungen macht, werden weder eigene Annahmen getroffen noch Ergebnisse generiert. Jedoch wird zur Vervollständigung des Bildes an verschiedenen Stellen auf Ergebnisse aus anderen Studien verwiesen, die hier dargestellt sind.

Annahmen	Ergebnis
Stromproduktion aus EE im Jahr 2020 (1)	
Marktfähigkeit erneuerbarer Energien (2)	
Kosten der Speicherung	
Positive und neg. Residuallasten bestehen erst ab dem Jahr 2020 in wesentlichen Mengen.	

Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	gering	mittel	stark	keine Aussage
-------------------	--------	--------	-------	---------------

Annahmen im Vergleich mit Referenzstudie	
1	Bis im Jahr 2020 wäre bereits ein Anteil von erneuerbaren Energiequellen in der Stromproduktion von 50% möglich.
2	Weil FEE Grenzkosten nahe bei null haben, werden die Strompreise tief liegen und die Deckung der Investitionskosten ist in einem Energy-Only-Markt nicht möglich. Ein Kapazitätsmechanismus ist daher aus Sicht der Autoren notwendig.

Zielerreichung gemäß Studie:

- › Die Studie berechnet kein eigenes Szenario, unterlegt jedoch die Ziele der Energiewende.

5. Prognos: Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende (publ. 7.11.2012)

Auftraggeber: Verein der Kohlenimporteure, Typ Wirtschaft

Autoren: Prognos

Link: [Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende](#)

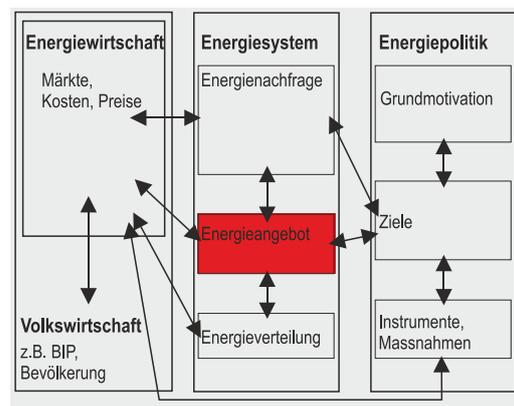
Fokus: Strom

Ziel und Kernbotschaft: Herausarbeitung der Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiesicherheit im Kontext der Energiewende. Es wird a) die notwendige thermische Kapazität hergeleitet und b) werden zwei Szenarien für die Entwicklung der thermischen Kraftwerkskapazitäten verglichen. In einem Szenario werden lebensdauererweiternde Maßnahmen bei Bestandskraftwerken (v.a. Kohlekraftwerke), im anderen Investitionen in Neuanlagen (v.a. Gasturbinen) unterstellt. Zeithorizont: 2050.

Methodik: Erstellung einer Leistungsbilanz auf Basis der Abschätzung der zukünftigen Jahreshöchstlast, der vorhandenen gesicherten Leistung durch EE sowie Potentiale durch Lastmanagement, Speichertechnologien und Energieimporte. Modellgestützte Berechnung des thermischen Kraftwerkszubaus in den zwei Szenarien (Szenario Neubau und Szenario Retrofit). Berechnung und Vergleich der Vollkosten und der CO₂-Emissionen in beiden Szenarien.

Ergebnis:

- › Aufgrund der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien müssen thermische Kraftwerke langfristig eine wichtige Rolle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit einnehmen. Bei einer in etwa gleichbleibender Spitzenlast müssen thermische Kraftwerke im Jahr 2020 drei Viertel der gesicherten Leistung (59-63 von 87 GW Jahreshöchstlast inkl. Sicherheitsreserve) abdecken. Im Jahr 2050 sind es immer noch knapp 60% (rund 50 von 85 GW).
- › Im Szenario Neubau wird unterstellt, dass durch ein geändertes Strommarktdesign der Neubau von Anlagen (v.a. Neubau von Gasturbinen) attraktiver gemacht wird als lebensdauererweiternde Maßnahmen an Bestandskraftwerken (v.a. Kohle). Im Szenario Retrofit wird angenommen, dass lebensdauererweiternde Maßnahmen wirtschaftlich darstellbar sind (z.B. durch strategische Reserve, Knappheit im Erzeugungspark, Einführung von Kapazitätselementen). Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien wird in den Szenarien nicht variiert.



- › Die Vollkosten des konventionellen Stromerzeugungssystems des Szenarios Retrofit sind bis 2020 4 Mrd. EUR, bis 2030 11 Mrd. EUR und bis 2050 24 Mrd. EUR niedriger als im Szenario Neubau. Im Gegenzug fallen im Szenario Retrofit zwischen 2012 und 2050 250 Mio. t CO₂ mehr an, als im Szenario Neubau. Die daraus resultierenden Kosten für CO₂-Zertifikate sind jedoch in der Vollkostenrechnung berücksichtigt.

Annahmen
Stromnachfrage (1)
Spitzenlast (2)
Potentiale Lastmanagement & Speicher (3)
Potential Energieimporte (4)
Kraftwerkspark & gesicherte Leistung EE (5)
CO ₂ -Preis (6)

Ergebnis
Bedarf konventionelle Kraftwerke (7)
Vollkosten der konventionellen Kraftwerke (8)
CO ₂ -Emissionen (9)

Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	gering	mittel	stark	keine Aussage
-------------------	--------	--------	-------	---------------

Annahmen im Vergleich mit Referenzstudie	
1	Prognos unterstellt das Referenzszenario der Bundesregierung aus dem Jahr 2010. Dabei wird eine Abnahme der Stromnachfrage bis 2020 um 10% und anschließend ein konstanter Stromverbrauch angenommen. Das aktuelle Referenzszenario geht davon aus, dass der Strombedarf auch nach 2020 weiter sinkt und im Jahr 2050 um 25% abgenommen hat.
2	Die Jahreshöchstlast im Jahr 2020 ist in etwa identisch. Im Jahr 2030 und 2050 unterstellt Prognos höhere Spitzenlasten als die Leitstudie. Dies hängt mit den Unterschieden in der Annahme zur Stromnachfrage zusammen. Insbesondere sind in der Berechnung von Prognos die Stromflüsse auf der unteren Netzebene berücksichtigt.
3	Lastmanagement: Prognos geht von einem leicht höheren Potential als die Leitstudie aus. Annahme: durch Preisspitzen können zusätzliche Potentiale erschlossen werden. Speicher: Die Annahmen sind in etwa ähnlich. In beiden Studien werden nur geringe zusätzliche Potentiale (v.a. im Bereich Pumpspeicherkraftwerke) unterstellt.
4	Die Prognos-Studie unterstellt die Möglichkeit von Energieimporten aus Skandinavien. Dies widerspricht Szenario A der Leitstudie, die als konservative Schätzung keine Energieimporte vorsieht

5	<p>Die Entwicklung des Kraftwerksparks erneuerbarer Energien entspricht Szenario A der BMU-Leitstudie. Bei den Annahmen zur gesicherten Leistung aus EE unterstellt Prognos leicht höhere Werte, die auf die Berücksichtigung neuer Technologien zurückzuführen sind (Batteriespeicher bei PV, Schwachwind und Offshore-Windanlagen.)</p> <p>Der konventionelle Kraftwerkspark ist in beiden Prognos Szenarien gegenüber dem BMU-Szenario durch mehr Stein- und Braunkohlekraftwerke und weniger Erdgas/Öl-Kraftwerke gekennzeichnet.</p>
6	<p>Bis 2030 entspricht der Preisfad in etwa dem tiefsten Preisszenario, ab 2030 dem mittleren Preisszenario der Leitstudie.</p>

Ergebnisse im Vergleich mit Referenzstudie		
Nr.	Vergleich	Fazit
7	<p>Beide Studien kommen in etwa zum selben Schluss, wie sich der Bedarf an thermischen Kraftwerken entwickelt. Zwar geht Prognos von einer höheren Spitzenlast aus, aber sie geht auch von höheren gesicherten Leistungen der erneuerbaren Energien und einem höheren Potenzial des Lastenmanagements aus. Zudem werden anders als im BMU-Leitszenario auch Stromimporte aus Skandinavien berücksichtigt (siehe Vergleich der Leistungsbilanzen im Anhang).</p>	<p>Die Ergebnisse der Leitstudie werden bestätigt.</p>
8	<p>Die Leitstudie berechnet die Investitionskosten für konventionelle Kraftwerke und die Stromgestehungskosten pro kWh der verschiedenen konventionellen Technologien. Prognos weist die Vollkosten der konventionellen Stromerzeugung pro Jahr im Total aus. Die Daten können nicht verglichen werden.</p>	<p>Keine Aussage möglich</p>
9	<p>Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung sinken in den beiden Prognos-Szenarien deutlich weniger als in der Leitstudie. Im Jahr 2020 liegen die Emissionen rund 25%, im Jahr 2030 40% bis 50% und im Jahr 2050 gut 200% über jenen des Szenario A der Leitstudie. Dieser Unterschied wird wesentlich mit den Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks zusammenhängen. Prognos geht von einem deutlich höheren Anteil an Kohlekraftwerken aus. Es gilt zu berücksichtigen, dass der Auftraggeber der Verein der Kohleimporteure ist.</p>	<p>Die CO₂-Reduktion ist stark vom konventionellen Kraftwerksmix und der Ausgestaltung des Instrumentenmix abhängig.</p>

Zielerreichung gemäß Studie:

- › Die Reduktion von CO₂-Emissionen im Strombereich wird von der Prognos-Studie deutlich geringer eingeschätzt als im Leitszenario. Dies beeinträchtigt die Klimaziele.
- › Der Stromverbrauch wird gemäß den Annahmen der Prognos-Studie zwischen 2020 und 2050 konstant bleiben und nicht weiter abnehmen.

Zielerreichung: Quantifizierte Ziele der Energiewende							
Jahr	Klima THG- Ausstoß zu 1990	Erneuerbare Energien		Effizienz im Verhältnis zu 2008			
		Anteil Strom (mind.)	Anteil gesamt (mind.)	Primär- energie- verbrauch	Elektr. Energie- verbrauch	Gebäude- energie- verbrauch	Verkehr
2020	-40%	35%	18%	-20%	-10%	-20% Wärme	-10%
2030	-55%	50%	30%				
2040	-70%	65%	45%				
2050	-80% bis - 95%	80%	60%	-50%	-25%	-80% Pri- märenergie	-40% End- energie

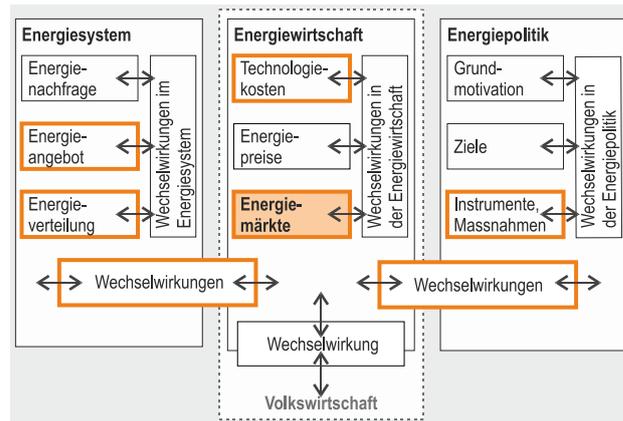
ANHANG: Vergleich der Leistungsbilanzen Prognos und Leitstudie

Prognos Studie: Bedarf und Bereitstellung der gesicherten Erzeugungs-leistung bis zum Jahr 2050 in GW				
	2010	2020	2030	2050
Jahreshöchstlast	83	79	77	77
Jahreshöchstlast + 10% Sicherheitsreserve	91	87	85	85
Gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien	11	13	16	20
Gesicherte Leistung aus Interkonnektoren zum Ausland	2	3	4	5
Gesicherte Leistung der Speicher in Deutschland	4	5	5	6
Lastmanagement	2	3-7	3-8	3-8
Notwendige gesicherte Leistung aus thermischen Kraftwerken	72	59-63	52-57	46-51

Quelle: Prognos AG 2012

Leitstudie: Abschätzung des Bedarfs an konventionellen Kraftwerken in rein nationaler Betrachtung (ohne europäischer Verbund)				
Szenario	2020	2030	2050 A	2050 C
Jahreshöchstlast (JHL) (2006 – 2009) [GW]	82,1	71,1	58,0	58,3
Jahreshöchstlast abzgl. Holz- und Müll-KW (2006 – 2009) [GW]	79,5	68,6	56,0	56,2
Veränderung der JHL durch Lastmanagement und zusätzliche Verbraucher (2006) [GW]	-0,8	1,7	5,4	13,8
Vorhaltung positiver Regelleistung (PRL, SRL, MRL) [GW]	7,1	7,3	6,8	6,8
Bedarf an gesicherter Leistung [GW] ²³	85,8	77,6	68,3	76,8
PSW-Turbinenleistung [GW]	11,4	12,6	12,6	12,6
Leistungskredit der EE (2006 – 2009; (Wind, PV, Wasserkraft, Geothermie) [GW]	7,4	9,3	10,7	10,7
Bedarf an gesicherter Leistung des thermischen Kraftwerksparks (ohne PSW) [GW]	68,2	57,1	46,3	54,6
Bedarf an installierter Leistung des thermischen Kraftwerksparks [GW] ²⁴	74,5	62,7	51,3	60,5
Bedarf an installierter Leistung des Kraftwerksparks inkl. 5% Sicherheitsmarge [GW]	78,2	65,8	53,8	63,6

6. Enervis & BET: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland (publ. 1.3.2013 (Kurzfassung), 4.3.2013 (Langfassung))



Auftraggeber: Verband kommunaler Unternehmen e.V., Typ Verband

Autoren: enervis energy advisors GmbH und BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Link: [VKU-Studie: zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland](#)

Ziel und Kernbotschaft: Präsentation eines integrierten Energiemarktdesigns zur kosteneffizienten Erreichung der Ziele der Energiewende. Die vier zentralen Elemente des präsentierten Marktdesigns (Energy-Only-Markt, Leistungsmarkt, EE-Kapazitätsauktion und Qualitäts- und Investitionsanreize für Netze) sind auf die Anforderungen des jeweiligen Marktsegments abgestimmt und beeinflussen sich nicht gegenseitig. Daher sind spätere Optimierungen möglich. Zusätzlich wird vorgeschlagen drei Elemente des Regulierungsrahmens anzupassen: EU EHS, KWK-Förderung und Technologieförderung. Daraus entstehen neue Herausforderungen für Stadtwerke.⁶

Methodik:

Identifikation der heutigen Problembereiche des bestehenden Energiemarktdesigns mit Hilfe von Interviews der VKU-Mitgliedsunternehmen. Herleitung eines Zielsystems für zukunftsfähiges Marktdesign. Modellrechnungen mit Verteilnetzmodell und regionalem Strommarktmodell zu Bedarf Spitzenleistung, Kraftwerkszubau, Wirtschaftlichkeit EE, Netzausbau, Systemkosten, Flexibilitätsoptionen Stromversorgungssystem. Auf dieser Basis Herleitung eines integrierten Energiemarktdesigns mit vier zentralen Designelementen und drei Anpassungen am Regulierungsrahmen (s.o.).

Vergleich mit der Leitstudie:

Im Vordergrund der Studie steht die Präsentation der verschiedenen Elemente des integrierten Energiemarktdesigns. Die zugrundeliegenden Modellberechnungen sind in der Kurzfassung zusammengefasst und im Detail in der Langfassung dargestellt. Da auch für das Factsheet das Marktdesign im Vordergrund

⁶ Die in der Studie dargestellten Empfehlungen für Stadtwerke werden in diesem Factsheet nicht dargestellt, da es sich dabei um betriebswirtschaftliche Fragestellungen handelt und kein Vergleich mit der Leitstudie möglich ist.

steht, werden hier nur die zentralen Parameter für den Vergleich dargestellt. Die abschließende Tabelle stellt die Elemente des integrierten Energiemarktdesigns vor.

Annahmen
Stromnachfrage (1)
Strommix/EE-Ausbau (2)
Preisszenarien (3)
Bedarf gesicherte Spitzenlast (4)

Ergebnis
Bedeutung KWK etwas höher (5)
Marktparität/Differenzkosten ähnlich (6)
Investitionskosten Netzausbau deutlich tiefer (inklusive Übertragungsnetz (7))
Ausgestaltungsvariante Kapazitätsmarkt (8)
Förderinstrument EE (8)
Anpassungen bestehender Regulierungsrahmen (8)

Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	gering	mittel	stark	keine Aussage
-------------------	--------	--------	-------	---------------

Annahmen im Vergleich mit Referenzstudie	
1	Die Studie untersucht zwei Szenarien: Szenario A mit konstanter Nachfrage, Szenario B mit Reduktion um 25% bis 2050. → Beide Szenarien liegen unter den Annahmen der Leitstudie (Szenario A geht von Reduktion um 35% bis 2050 aus).
2	Annahmen der BMU Leitstudie
3	Die Annahmen basieren, wie die der Leitstudie, auf dem World Energy Outlook (WEO): Der durchschnittlicher Rohöleinfuhrpreis in den IEA-Ländern steigt bis 2035 auf 125 \$ je Barrel (in 2011 US Dollar)
4	Die VKU-Studie geht davon aus, dass konventionelle Kraftwerkskapazitäten auch zukünftig nahezu die vollständige Spitzenlast abdecken. Die Kraftwerkskapazitäten (und somit der Bedarf an Spitzenlast) werden auf 80 - 90 GW (Szenario A) und 70 - 80 GW (Szenario B) geschätzt. Eine Abbildung (S. 51 der Langfassung) macht deutlich, dass der Bedarf ab 2040 leicht sinkt. Diese Schätzung (v.a. für Szenario B) entspricht von der Größenordnung her dem in der Leitstudie unterstellten Bedarf an Spitzenlast (86 GW bis 2020, 78 GW bis 2030, 69 GW bis 2050 in Szenario A). Um diesen Bedarf zu decken, analysiert die VKU-Studie zusätzlich den notwendigen Zubau an gesicherter Spitzenlast (in Form synthetischer Gasturbine): rund 5 GW bis 2020, 25 GW bis 2030 und 35 GW bis 2050. 2050 entspricht dies circa der Hälfte der gesamten installierten Kapazität. Die Leitstudie unterstellt für alle Zeithorizonte einen deutlich höheren Bedarf an gesicherter Leistung Die Leitstudie unterstellt im Zeitraum 2010 bis 2030 einen etwas geringen Zubaubedarf von konventionellen Kraftwerken von 24 GW. Für den Zeitraum nach 2050 werden keine Angaben gemacht.

Ergebnisse im Vergleich mit Referenzstudie		
	Vergleich	Fazit
5	Die VKU-Studie kommt zu dem Ergebnis, dass ab Mitte der 2020er Jahre 25 Prozent-KWK-Erzeugung realisierbar sind. Die Leitstudie differenziert bei der Analyse des KWK-Anteils in Warmwasser- und Prozesswärme, Solarthermie und Industrielle KWK, wobei durchgehend nur ein geringerer Anteil an KWK erreicht wird.	Optimistischere Einschätzung KWK-Erzeugung. Dies ergibt sich durch Anreize des iEMD (siehe (8)).
6	Die Aussagen in der VKU-Studie und der Leitstudie sind nur qualitativ vergleichbar, da die Leitstudie keine explizite Aussage zu den Marktparitäten macht. Gemäß VKU-Studie erreicht PV die Marktparität nicht, Windenergie bis Ende der 2030er Jahre. Diese Entwicklung wird auch in der Leitstudie (s. 228) graphisch in Form von Differenzkosten dargestellt. Danach erreichen die Differenzkosten der Windenergie bei ca. 2020 die Nulllinie, die Differenzkosten der PV erreichen die Nulllinie im betrachteten Zeithorizont nicht.	Aussagen der Leitstudie werden bei PV bestätigt, bei Wind etwas weniger optimistisch eingeschätzt.
7	Die VKU-Studie stellt die notwendigen Investitionskosten für Um- und Ausbaumaßnahmen in der Verteilnetzebene (12-13 Mrd. € bis 2020, 13-15 Mrd. € bis 2050) sowie der Übertragungsnetzebene (etwa 25 Mrd. € bis 2040, 30 Mrd. € bis 2050) dar. Insgesamt ergeben sich bis 2050 Kosten in Höhe von 40-45 Mrd. €. Die Leitstudie geht in einem Exkurs (S. 223) von deutlich höheren Kosten für den Netzausbau aus: 40 Mrd. € bereits bis 2020, 90 Mrd. € bis 2050. Die Abweichungen zwischen den Studien werden nicht diskutiert, sind aber vermutlich auf den unterstellten Einsatz intelligenter Flexibilisierungsmaßnahmen in der VKU-Studie zurückzuführen.	Die Investitionskosten für den Netzausbau werden deutlich niedriger geschätzt.
8	Die VKU-Studie enthält detaillierte Vorschläge zur Weiterentwicklung des Instrumentenmixes und Regulierungsrahmens (Details siehe Tabelle unten). Im Gegensatz dazu enthält die Leitstudie keinen konkreten Ausgestaltungsvorschlag für einen Kapazitätsmarkt. Ebenfalls geht die Leitstudie von der Fortführung des EEG bei leichter Flexibilisierung aus. Vorschlag zur Weiterentwicklung Instrumentenmix (s.u.)	Bezüglich Weiterentwicklung Instrumentenmix weicht die vorliegende Studie deutlich von der Leitstudie ab.

ZU PUNKT 8: DESIGNELEMENTE EINES INTEGRIERTEN ENERGIEMARKTDESIGNS (IEMD)	
Designelement 1: Strommarkt	<ul style="list-style-type: none"> › Energy-Only-Markt bleibt als zentraler Markt für die kurzfristigen Dispatchentscheidungen bestehen. › Wird gestärkt durch Integration der EE. EE-Produktion wird im iEMD am EOM direkt vermarktet. › Märkte für Ausgleichs- und Regelernergie bleiben wie bisher bestehen.
Designelement 2: Leistungsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> › Ausgestaltung: EOM wird durch einen Leistungsmarkt/Kapazitätsmarkt ergänzt, an dem alle Teilnehmer gesicherter Leistung teilnehmen können. Die Nachfrage wird direkt in den Leistungsmarkt integriert, Großkunden, Händler und Vertriebe erwerben Leistungszertifikate. Somit wird

	<p>Zahlungsbereitschaft für gesicherte Leistung sichtbar. Es entsteht ein dezentraler Kapazitätsmarkt. Als Übergangslösung könnten Market-Maker etabliert werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> › Mechanismus: Das Angebot an gesicherter Leistung wird durch Zertifikate verbrieft (auch für Terminzeiträume möglich). › Sanktion: Bei Nicht-Erfüllung der zugesicherten Leistung hat der Anbieter die Kosten des Ausgleichs seiner Minderproduktion zu tragen. › Reservesystem: Ausgleichs- und Reservesystem für Strommarkt wird um Sicherheitsreserve für Leistungsmarkt ergänzt
Designelement 3: EE-Kapazitätsauktion	<ul style="list-style-type: none"> › Ausgestaltung: für EE-Neuanlagen erfolgt Ersatz der Differenzkosten nicht über arbeitsbasierte Förderung (€/MWh) sondern über Leistungsprämien, d.h. einen Investitionskostenzuschuss (€/MW). Der erzeugte Strom wird obligatorisch direkt vermarktet. › Mechanismus: Leistungsprämien werden über mengengesteuerte Ausschreibung durch eine zentrale Stelle vergeben (Differenzierung nach Technologien und Regionen möglich). Die Mengensteuerung richtet sich nach der Marktparität, sobald diese erreicht ist entfällt die Förderung. In der Auktion erhalten Investoren den Zuschlag, die die ausgeschriebene EE-Menge zu den günstigsten Differenzkosten anbieten können. › Finanzierung: Über Umlage auf den gesamten Stromverbrauch (bei EEG: Eigenstromprivileg). › Sanktion: Bei Nicht-Inbetriebnahme erfolgt Ersatzzahlung
Designelement 4: Kosten- und Erlösregulierung der Netze	<ul style="list-style-type: none"> › Ausgestaltung: Heutiger Mechanismus der Anreizregulierung soll gestärkt werden, um Flexibilitätsoptionen und Mess- und Steuerungseinrichtungen besser zu nutzen. › Mechanismus: Bestehende Investitionsmaßnahmen sollen auf das Hochspannungsnetz ausgebaut werden. Für Mittel- und Niederspannungsnetz ist eine Weiterentwicklung der Investitionsmaßnahmen erforderlich, z.B. über Bildung von Maßnahmenclustern zur Reduktion des administrativen Aufwands. › Finanzierung: Anpassung der bisherigen Netzentgeltsystematik (nach Beobachtung der Wirkungen des neuen Marktdesigns).
Regulierung 1: EU EHS	<ul style="list-style-type: none"> › EU EHS sollte gestärkt werden, so dass es besseres Preissignal bietet › Stilllegung (set-aside) und beschränkte Verknappung während der Periode (back-loading). › Stärkung durch Integration mit anderen Handelssystemen
Regulierung 2: KWK-Förderung	<ul style="list-style-type: none"> › Flexibilisierungspotential KWK sollte verbessert werden, so dass Reaktion auf schwankende Strompreise möglich ist. › KWK-Förderung sollte daher beibehalten werden und bessere Anreize zum Zubau von Wärme- und Kältespeichern.
Regulierung 3: Technologieförderung	<ul style="list-style-type: none"> › Ergänzung des iEMD durch Förder- und Marktanzreizprogramme › Technologieförderung insbesondere für Speichertechnologien und Erzeugungstechnologien, die sich im frühen Entwicklungsstadium befinden.

Ergebnis: Vorteile und Auswirkungen des vorgeschlagenen Marktdesigns

Gemäß den Autoren der in diesem Factsheet betrachteten Studie ergeben sich die folgenden Vorteile und Auswirkungen:

- › Das iEMD stärkt Transparenz, Liquidität und faire Wettbewerbsbedingungen am Energy-Only-Markt. Durch Direktvermarktung der EE am EOM ergeben sich dieselben Wettbewerbsbedingungen für Anbieter von EE und konventioneller Energieerzeugung.
- › Der Leistungsmarkt stellt eine zusätzliche Erlösquelle neben dem EOM dar. Er ermöglicht eine Vollkostendeckung für thermische Kraftwerke und dargebotsunabhängige EE-Technologien (v.a. Bioenergie) und sichert somit ein angemessenes Rendite-/Risikoverhältnis für Kraftwerksinvestoren. Durch das vorgeschlagene Ausgestaltungssystem mit Leistungszertifikaten, die direkt von Großkunden, Händlern und Vertrieben erworben werden, erfolgt die Abwicklung über Marktmechanismen. Eine zentrale Stelle ist lediglich für die Vergabe der Zertifikate sowie die Nachweisführung zuständig. Der Marktpreis für Leistungszertifikate stellt neuen Anreiz für nachfrageseitige Maßnahmen (Demand-Side-Management) dar.
- › Die Umgestaltung der EE-Förderung auf einen Mengenmechanismus ermöglicht eine kosteneffiziente Erreichung der EE-Ausbauziele. Es ergibt sich ein Wettbewerb um den Zugang zur Förderung, der Anreize zur Kostenreduktion und Maximierung von Markterlösen bietet. In der Auktion setzen sich Anlagen durch, die sich an Preissignale der Märkte anpassen können. Dadurch entstehen Anreize für innovative Konzepte und Stromspeicher. Die Direktvermarktung am EOM reduziert die heutige Verzerrung der Großhandelspreise durch das EEG (merit-order-Effekt). Die Umlage ist nicht von Erzeugungsmengen abhängig und daher besser planbar.
- › Über die Weiterentwicklung der Investitionsmaßnahmen, insbesondere über die Möglichkeit der Definition von Maßnahmenclustern, kann auch Ausbau im Mittel- und Niederspannungsnetz sowie die Investition in intelligente Netze angereizt werden.

Zielerreichung gemäß Studie:

- › Zielstruktur Energiewende wird nicht in Frage gestellt.
- › Aber: verbesserte Steuerung der Ziele über iEMD möglich, besser

7. BCG: Trendstudie 2030+ (publ. März 2013)

Auftraggeber: Kompetenzinitiative Energie BDI

Autor: The Boston Consulting Group (BCG)

Link: http://www.bcg.de/expertise_impact/PublicationDetails.aspx?id=tcm:89-129768&mid=

Fokus: Strom

Ziel und Kernbotschaft: Ziel der Studie ist eine

energie- und gesamtwirtschaftliche Bewertung

der Energiewende auf Basis neutraler Fakten. Auf Basis der erarbeiteten Grundlagen werden Chancen und Herausforderungen sowie aktuelle Handlungsfelder abgeleitet. Der Zeithorizont ist in der Regel auf das Jahr 2030 begrenzt, wo zweckmässig werden als Ausblick auch Ergebnisse und Einschätzungen bis 2050 erarbeitet. Der Fokus liegt auf dem Strombereich. Als wichtige Kernbotschaft macht die Studie deutlich, dass die Ziele der Energiewende auch bei konstanter Stromnachfrage erreicht werden können.

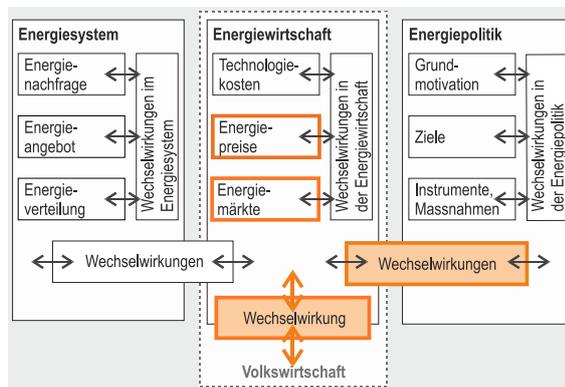
Methodik: Die Studie besteht aus einem energiewirtschaftlichen und einem gesamtwirtschaftlichen Teil.

Im energiewirtschaftlichen Teil werden vier Szenarien definiert, die sich bezüglich der Entwicklung der Stromnachfrage und der Zusammensetzung des Kraftwerkparcs unterscheiden:

- › Zielszenario: Erreicht alle Ziele der Energiewende. Lehnt sich an das Leitszenario der Bundesregierung an.
- › Zielerreichung Klimaschutz: Erreicht die Ziele der Energiewende mit Ausnahme der Stromnachfrage, die konstant bleibt.
- › Wirtschaftlicher Klimaschutz: Möglichst weitgehende CO₂-Reduktion unter den Randbedingungen, dass die Stromkosten nicht um mehr als 1 €ct pro kWh gegenüber einem fiktiven fossilen System steigen und die Stromnachfrage konstant bleibt.
- › Fiktives fossiles System: Nimmt als Referenzszenario an, dass sich der Strommix in Zukunft nicht verändert. Ausnahme: Kernenergie wird durch Gaskraftwerke ersetzt.

Zudem werden drei verschiedene Preispfade für fossile Energie betrachtet. Mit Hilfe eines Energiesektormodells sowie eines Stromsektormodells wird überprüft, inwiefern die Ziele der Energiewende in den Szenarien erreicht werden können und welche Kosten damit verbunden sind. Darauf aufbauend werden fünf Handlungsfelder für das Strommarktdesign abgeleitet.

Im gesamtwirtschaftlichen Teil wird basierend auf Daten aus bestehenden Studien aufgezeigt, welche



Chancen und Risiken die Energiewende für die deutsche Wirtschaft insgesamt mit sich bringt. Im Fokus stehen Umsatzchancen, Wettbewerbswirkung der Strompreisentwicklung und Beschäftigungseffekte.

Ergebnisse:

- › Auch bei konstantem Stromverbrauch sind die übrigen Ziele der Energiewende erreichbar – auch ohne systematische Abhängigkeit von Stromimporten. Die Herausforderungen sind jedoch hoch und liegen in den folgenden Bereichen: Effizienzsteigerungen im Strom- und Wärmebereich (um die steigende Nachfrage durch Wirtschaftswachstum und Elektrifizierung insb. des Verkehrssektors zu kompensieren), Netzaus- und -umbau, Weiterentwicklung des Strommarktdesigns sowie Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrien.
- › In Bezug auf das Strommarktdesign ortet die Studie in folgenden Bereichen Handlungsbedarf und liefert eine Übersicht möglicher Gestaltungsoptionen mit unterschiedlichen Eingriffstiefen: a) Die Wirtschaftlichkeit von (Backup-) Technologien muss gewährleistet werden. b) Es braucht langfristige marktbasierete Anreize zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen. Zudem sollten Doppelregelungen und Zielkonflikte zwischen EEG und EU EHS beseitigt werden.⁷ c) Gewährleistung der Marktintegration und Kosteneffizienz der erneuerbaren Energien (EEG sei nicht kosteneffizient, da keine (genügend schnelle) Anpassung der Fördersätze an Stromgestehungskosten und kein Anreiz zu bedarfsgerechter Erzeugung bestehe), d) Zukunftsfähigkeit der mengenbasierten (Netz-) Umlagefinanzierung überprüfen, e) Die Flexibilität der Stromnachfrage soll gesteigert werden.
- › Die Kosten der Stromerzeugung pro kWh steigen in allen Szenarien deutlich. Sollen die Ziele der Energiewende erreicht werden, steigen die Kosten tendenziell stärker als bei einer Beibehaltung des heutigen Strommixes. Am stärksten ist die Zunahme im Zielszenario (im Jahr 2030 ca. +6€/kWh resp. +60% ggü. 2010). Bei einer starken Preissteigerung der fossilen Energien und einer vollständigen Internalisierung der externen CO₂-Kosten ist die Preissteigerung in allen Szenarien in etwa gleich hoch (im Jahr 2030 ca. +50-70% ggü. 2010).
- › Die Strompreise für Haushalte werden bis 2020 ggü. 2010 um ca. 35% steigen. Die umlagebasierten Preiskomponenten werden rund die Hälfte des Preises ausmachen. Dadurch entsteht ein Anreiz zur Selbstversorgung, der insb. die Zukunftsfähigkeit der mengenbasierten Netzumlagefinanzierung in Frage stellt (vgl. Handlungsbedarf d).
- › Die Strompreise für Unternehmen hängen stark von den Entlastungsregeln insb. im Zusammenhang mit den Umlagen ab. Für ein sehr stromintensives Unternehmen würde der Strompreis aktuell um rund 50% ansteigen, wenn die Entlastungsregeln wegfallen würden. Die Ungewissheit über den Fortbestand der Entlastungsregeln wirkt bereits heute investitionshemmend. Als in Bezug auf die Strompreise deutlich

⁷ Die Verzahnung zwischen EU EHS und EEG sind im Bericht der Boston Consulting Group nicht im Detail abgebildet. Es gibt jedoch eine Vielzahl an Studien und Literaturquellen, die diesem Thema nachgehen. Eine gute Übersicht zur Diskussion, die insbesondere auch die Notwendigkeit beider Instrumente aufzeigt, liefert ein Diskussionspapier der Agentur für Erneuerbare Energien:

http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/Emissionshandel_vs_EEG_01.pdf

attraktiverer Standort werden die USA genannt (Strompreise in absehbarer Zukunft um Faktor zwei günstiger als in Europa).

- › Der Investitionsbedarf in Deutschland bis 2030 für die Umsetzung der Energiewende beträgt schätzungsweise 350 Mrd. EUR.
- › Die weltweiten Umsatzpotenziale deutscher Unternehmen mit Energietechnologien betragen im Jahr 2020 60 Mrd. EUR. Die Studien zum Effekt der Energiewende auf Beschäftigung und BIP zeigen kein eindeutiges Bild (Range Beschäftigung: - 0.2% bis +0.8%; Range BIP: -0.2% bis +1,7%).

Annahmen
Stromnachfrage (1)
Kraftwerkspark (2)
Preis fossile Brennstoffe
Investitionen in Stromsektor (3)
Preisentwicklung CO ₂ (4)

Ergebnis
Erzeugungskosten Strom (5)
Strompreise (6)
Anteil EE am Bruttostromverbrauch (7)

Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	gering	mittel	stark	keine Aussage
-------------------	--------	--------	-------	---------------

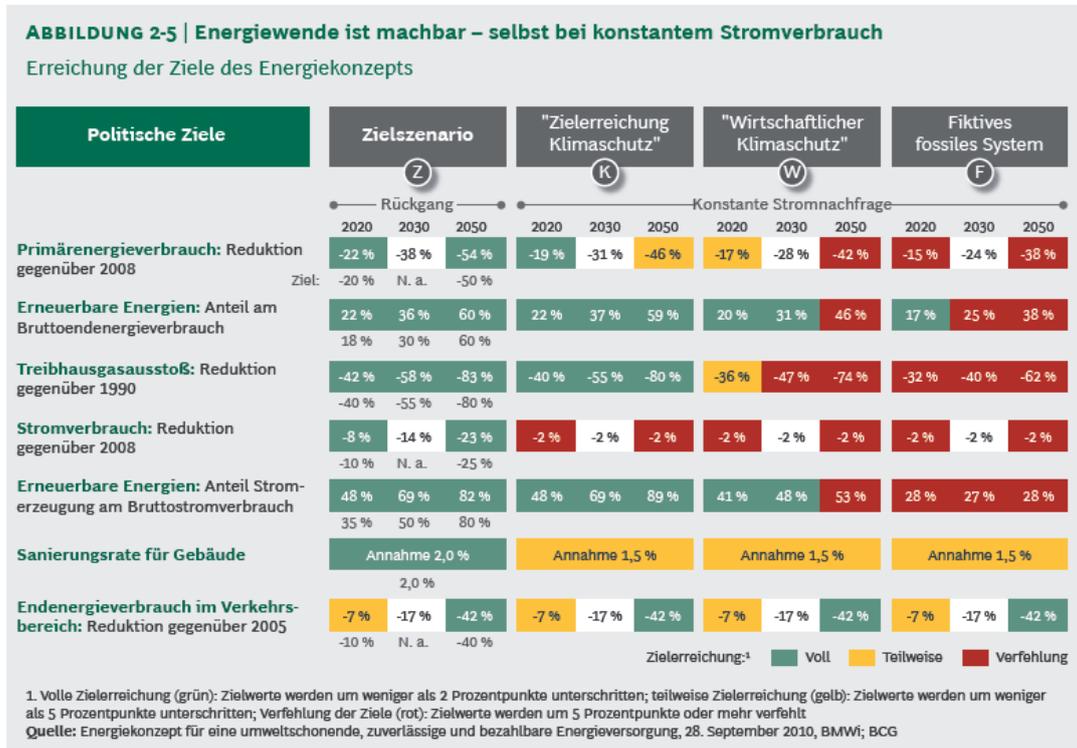
Annahmen im Vergleich mit Referenzstudie	
1	Die Studie geht grundsätzlich von einer konstanten Stromnachfrage aus. Das Szenario mit abnehmender Stromnachfrage dient nur Vergleichszwecken.
2	Im Zielszenario und im Szenario „Zielerreichung Klimaschutz“ wird eine höhere installierte Leistung unterstellt als in der Leitstudie (+ 40 GW resp. +70 GW). Im Szenario „Wirtschaftlicher Klimaschutz“ ist die installierte Leistung vergleichbar mit jener in der Leitstudie. Eine Begründung für die Abweichung geht aus der Studie nicht hervor. Die höhere installierte Leistung verteilt sich auf alle Erzeugungstechnologien.
3	Die Investitionen in erneuerbare Energie sind praktisch identisch. Zu den Investitionen in Netze äußert sich die Leitstudie nicht.
4	Die CO ₂ -Preisentwicklung ist in zwei Preispfaden dargestellt. Der günstigere Preispfad entspricht in etwa dem teuersten Preispfad der Leitstudie. Die Kosten für CO ₂ sind in der Leitstudie also generell niedriger angenommen.

Ergebnisse im Vergleich mit Referenzstudie		
Nr.	Vergleich	Fazit
5	BCG weist für den durchschnittlichen Strommix höhere Stromgestehungskosten aus als die Leitstudie spezifisch für fossile und EE-Neuanlagen. Hauptgrund dafür ist, dass BCG auch Investitionen in Speicher und Netze berücksichtigt, jene in der Leitstudie jedoch nicht berücksichtigt werden, resp. nur in einem Exkurs grob abgeschätzt werden. Die Grobschätzung der Leitstudie liegt deutlich unter den ausgewiesenen Kosten der BCG-Studie.	Investitionen in Netze und Speicher können eine signifikante Kostenkomponente darstellen.
6	Die Leitstudie berechnet nur Gestehungskosten und keine Konsumentenpreise.	
7	Der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung im Zielszenario und im Szenario „Zielerreichung Klimaschutz“ (jeweils 69% in 2030, 82% resp. 89% in 2050) entspricht in etwa den Angaben der Leitstudie. Die Anteile in den Szenarien „Wirtschaftlicher Klimaschutz“ und „Fiktives fossiles System“ sind deutlich geringer.	Ausbauziele EE auch bei konstantem Stromverbrauch erreichbar.

Zielerreichung Energiewende gemäß Studie:

Die Ziele der Energiewende werden in den Szenarien „Zielszenario“ und „Zielerreichung Klimaschutz“ (hier mit Ausnahme Stromnachfrage) per Definition erreicht. Im Szenario „Wirtschaftlicher Klimaschutz“ werden alle für das Jahr 2050 formulierten Ziele verfehlt. Im Szenario „fiktives fossiles System“ werden bereits die für 2020 formulierten Zwischenziele verfehlt (siehe Anhang).

ANHANG: Matrix Zielerreichung der BCG Studie



8. Consentec & Fraunhofer IWES: Kostentoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland (publ. Mai 2013)

Auftraggeber: Agora Energiewende

Autor: Consentec und Fraunhofer IWES

Link: [Studie "Kostentoptimaler Ausbau EE"](#)

Fokus: Strom

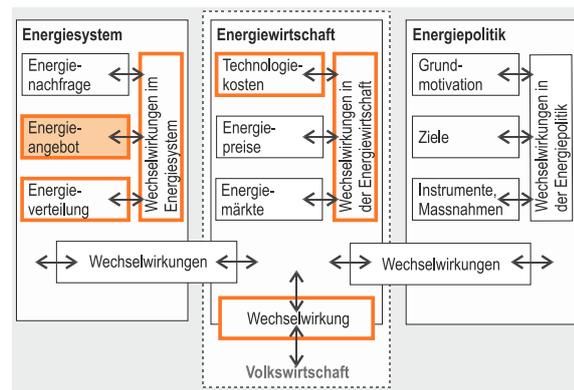
Ziel und Kernbotschaft: Ziel der Studie ist die Analyse der Gesamtkosten verschiedener Ausbauszenarien der EE. Dem Referenzszenario des NEP werden zwei optimierte Ausbauszenarien gegenübergestellt und auf ihre Kosten hin verglichen. Zeithorizonte sind dabei 2023 und 2033.⁸

Die Studie zeigt, dass die Gesamtsystemkosten der Energiewende über eine optimierte Standortwahl für EE erheblich reduziert werden können. Es wird deutlich, dass bis 2023 der Kostenunterschied zwischen den Optimierungsvarianten „beste Standorte“ und „verbrauchsnahe Erzeugung“ klein ist. Bei der ersten Optimierungsvariante ist der Bedarf für den Netzausbau höher, bei der zweiten Variante müssen für das gleiche Volumen mehr Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden. Mittelfristig bis 2033 ergeben sich jedoch im Szenario „beste Standorte“ klar die höheren Einsparpotentiale. Diese Ergebnisse sind robust gegenüber unterschiedlichen Annahmen zur Geschwindigkeit des Netzausbaus.

Methodik:

Die Studie definiert zuerst verschiedene Szenarien zum optimierten Ausbau EE. Dabei bleibt die EE-Erzeugung (und damit auch Annahmen zur Stromnachfrage) vom Volumen her in allen Szenarien gleich, variiert werden nur EE-Mix und Standorte. Zusätzlich zum Basisszenario, das auf den Annahmen des Netzentwicklungsplans beruht (konkret „Szenario B“ (Leitszenario))⁹, werden vier Szenarien definiert. Diese umfassen zwei unterschiedliche Dimensionen: EE-Ausbau selbst (unter Berücksichtigung der Ausbauziele der Bundesländer) und Umsetzungsgeschwindigkeit beim Ausbau der Übertragungsnetze.

- › Szenario „Verbrauchsnahe Erzeugung“: EE sollen schwerpunktmäßig in der Nähe von Verbrauchszentren errichtet werden, um Netzausbau-Bedarf zu minimieren. Konkret: mehr Onshore-Windkraft mit



⁸ Die BMU-Leitstudie verwendet die Zeithorizonte 2020 und 2030. Da beide Studien jedoch die gleichen Zeiträume betrachten (20 und 30 Jahre) gehen wir vereinfachend davon aus, dass die Zeithorizonte direkt vergleichbar sind.

⁹ Die Studie von Consentec & Fraunhofer IWES verwendet das Leitszenario des Netzentwicklungsplans als Basis. Dieser ist nicht zu verwechseln mit den Szenarien der BMU-Leitstudie. Die unterschiedlichen Annahmen des NEP und der Leitstudie sind im Anhang dieses Faktenblatts dargestellt.

günstigsten Stromgestehungskosten, etwas mehr PV, weniger Offshore-Windkraft, lokale Optimierung im Hinblick auf Verteilnetze.

- › Szenario „beste Standorte“: EE sollen an ertragreichsten Standorten ausgebaut werden, unabhängig von Verbrauchszentren und somit höherem Netzausbau-Bedarf. Konkret: Onshore-Windkraft im Norden fokussiert, PV mit Fokus im Süden mit Deckel bei 52 GW, weniger Offshore-Windkraft, keine lokale Optimierung.
- › Ausbaupfad „verzögerter Netzausbau“ mit ca. 10 Jahren Verzögerung im Vergleich zu Leitszenario NEP.
- › Ausbaupfad „schneller und vollständiger Netzausbau“ mit Netzausbau entsprechend den Bedürfnissen der betrachteten Szenarien.

Zusätzlich wird ein Sensitivitäts-Szenario definiert, um die Robustheit der Ergebnisse bezüglich eines technologischen Durchbruchs von PV-Batterie-Systemen zu prüfen. In diesem Szenario liegt der PV-Zubau deutlich über den anderen Szenarien, da bei verfügbaren Batteriespeichern die Erzeugung für Eigenverbrauch attraktiver wird.

Die Annahmen zum Ausbau der EE wurden in Einspeisezeitreihen umgesetzt, in die sowohl meteorologische Daten als auch räumliche Verteilung der EE einbezogen wurden. Diese Zeitreihen wurden wiederum für Modellnetzanalysen für Verteilnetze (auf Basis Erzeugungsdauerlinien) sowie Übertragungsnetze (auf Basis Lastflussdatenmodell) verwendet. Die Modellanalyse der Übertragungsnetze beinhaltet auch die Standorte des hydrothermischen Kraftwerkssystems sowie Knotenpunkte zur regionalen Verteilung von Verbrauchslast und Kraftwerksstandorten. Abschließend wurden Marktsimulationen zum Einsatz konventioneller Kraftwerke durchgeführt, unter Berücksichtigung der Schnittstellen mit Nachbarländern. Die Ergebnisse sind jeweils für vier Kostenkomponenten dargestellt: 1) EE-Ausbau, 2) Verteilnetz, 3) residuale Erzeugung, 4) Kosten Übertragungsnetz.

Ergebnisse:

- › Ein optimierter Ausbau der EE mit den entsprechenden Auswirkungen auf die anderen Kostenkomponenten bietet enormes Einsparpotential. Bis 2023 sind im Gesamtsystem jährliche Einsparungen von 1,9 bis 2,4 Mrd. € möglich, bis 2033 sogar von 3,0 bis 3,8 Mrd. €. Bis 2023 ergibt sich über die verschiedenen Komponenten ein fast identisches Einsparpotential in Szenario „verbrauchsnahe Erzeugung“ und „beste Standorte“. Nur unter der Annahme eines schnellen Netzausbaus schneidet das Szenario „beste Standorte“ schlechter ab als das Szenario „verbrauchsnahe Erzeugung“. Auf längere Sicht (bis 2033) sind die Einsparpotentiale im Szenario „beste Standorte“ höher als im Szenario „verbrauchsnahe Erzeugung“ (460 Mio. €/a Einsparungen gegenüber Szenario „verbrauchsnahe Erzeugung“ bei verzögertem Netzausbau, 770 Mio. €/a Einsparungen bei schnellem Netzausbau).

- › Die Ergebnisse sind robust gegenüber den beiden Ausbaupfaden der Netzinfrastruktur. Es ergeben sich bis 2023 (2033) zwar beim Ausbaupfad „schnell“ Mehrkosten für die Übertragungsnetze in Höhe von 700 Mio. €/a (200 Mio. €/a) im Szenario „verbrauchsnahe Erzeugung“ und 740 Mio. €/a (280 Mio. €/a) im Szenario „beste Standorte“. Durch die höheren Kapazitäten im Übertragungsnetz reduziert sich jedoch der Abregelungsbedarf der EE und somit die Kosten der residualen Erzeugung (siehe Vergleich der Differenzkosten im Anhang).
- › Das Sensitivitätsszenario „PV-Battery-Breakthrough“ analysiert ein Szenario mit einem stärkeren Ausbau der PV, die durch die Verwendung von Batteriespeichern zur Eigenerzeugung an Attraktivität gewinnt. Die Berechnungen machen aber deutlich, dass eine Kostendegression um 80% notwendig wäre, um bis 2033 die entstehenden Mehrkosten für den Ausbau der Übertragungsnetze zu kompensieren. Soll bereits bis 2023 ein Ausgleich der Mehrkosten erreicht werden, ist sogar eine Kostendegression um 95% erforderlich. Da Kostendegressionen in diesem Umfang unrealistisch erscheinen, sollte dieses Ausbauszenario nicht im Fokus der weiteren Diskussionen stehen.

Annahmen	Ergebnis
Brennstoffkosten (1)	Zusammensetzung EE-Erzeugung (5)
Preisentwicklung CO ₂ (2)	Gesamtsystemkosten (6)
Kostenentwicklung EE-Anlagen (3)	Einsparpotential durch Optimierung EE-Ausbau (7)
Kraftwerkspark EU und grenzüberschreitender Stromaustausch (4)	Notwendige Kostendegression bei Batteriespeichern für Ausgleich Differenzkosten (8)

Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	gering	mittel	stark	keine Aussage
-------------------	--------	--------	-------	---------------

Annahmen im Vergleich mit Referenzstudie	
1	Bei Brennstoffkosten verwendet die Studie die Annahmen des NEP. Diese weichen teilweise deutlich von den Preispfaden der Leitstudie ab (bei Öl ca. 70% höher als höchster Preispfad der Leitstudie in beiden Zeithorizonten, bei Erdgas ca. auf höchstem Preispfad, bei Steinkohle unter niedrigstem Preispfad).
2	Für die Entwicklung der CO ₂ -Preise wird der Preispfad A der Leitstudie unterstellt.
3	Annahmen zur Kostenentwicklung der EE-Technologien basieren auf der BMU-Leitstudie, wurden jedoch an neue Marktentwicklungen angepasst. Für Onshore-Windkraft wurden die Annahmen in Schwachwind- und Starkwindstandorte differenziert. Bei PV wird davon ausgegangen, dass die in der Leitstudie skizzierte Kostendegression 5 Jahre früher eintreten wird, bei Offshore-Windkraft 3 Jahre früher.
4	Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark sowie den Übertragungskapazitäten mit dem Ausland basieren bei beiden Studien auf Daten der ENTSO-E zurückgegriffen.

Ergebnisse im Vergleich mit Referenzstudie		
Nr.	Vergleich	Fazit
5	Consentec basiert nicht auf der BMU-Leitstudie, sondern verwendet den Netzentwicklungsplan (NEP) als Grundlage. Es werden jedoch nur Windkraft und PV betrachtet. Auch wenn der NEP von einer höheren Stromerzeugung aus Wind und PV ausgeht als die Leitstudie, sind die Anteile der beiden Erzeugungsarten für 2020 fast identisch. Für 2030 geht die BMU-Leitstudie hingegen von einem höheren Anteil Offshore-Windkraft aus als der NEP. Consentec variiert die Zusammensetzung gegenüber beiden Grundlagenstudien deutlich. Wind Onshore nimmt bei beiden betrachteten Szenarien eine größere Rolle ein. PV hat im Szenario „verbrauchsnahe Erzeugung“ einen ähnlichen Anteil wie in der Leitstudie und im NEP, im Szenario „beste Standorte“ einen niedrigeren. Wind Offshore hat definitionsgemäß im Szenario „verbrauchsarme Erzeugung“ einen deutlich geringeren Anteil (siehe detaillierten Vergleich im Anhang)	Für kosteneffizienten Ausbau EE sollte vor allem Wind Onshore weiter ausgebaut werden, Wind Offshore sowie PV an ertragsarmen Standorten sollte dagegen weniger stark ausgebaut werden, als in der Leitstudie dargestellt.
6	Die Angaben zur absoluten Höhe der Gesamtsystemkosten aus Consentec & Fraunhofer IWES sind nicht mit der Leitstudie vergleichbar, da nicht alle Elemente in der Leitstudie dargestellt sind. Ein Vergleich ist insbesondere schwierig, da Consentec & Fraunhofer IWES auch die Kosten der bestehenden EE-Anlagen und Netze berücksichtigen, während die Leitstudie nur die Investitionskosten für den weiteren Ausbau ausweist.	Angaben sind nicht vergleichbar.
7	Die BMU-Leitstudie untersucht keine verschiedenen EE-Ausbaupfade. Consentec & Fraunhofer IWES zeigen auf, welche Einsparmöglichkeiten durch eine Optimierung des EE-Ausbaus möglich sind. Es wird deutlich, dass die Einsparmöglichkeiten enorm sind. Bis 2023 sind jährliche Einsparungen von 1,9 bis 2,4 Mrd. € möglich, bis 2033 sogar von 3,0 bis 3,8 Mrd. €. Wie sich diese Einsparpotentiale im Detail zusammensetzen ist im Anhang dargestellt.	Auf Basis dieser Ergebnisse sollten Ausbauszenarien der BMU-Leitstudie optimiert werden.
8	Das Sensitivitäts-Szenario „PV-Battery-Breakthrough“ untersucht, ob auch ein stärker auf PV konzentrierte Ausbaupfad attraktiv wäre, wenn Batteriespeicher kostengünstiger verfügbar wären. Es wird jedoch deutlich, dass enorme Kostendegressionen notwendige wären.	Ein Ausbaupfad mit Fokus PV und Batteriespeicher ist bei Kostenoptimierung nicht attraktiv.

Zielerreichung Energiewende gemäß Studie:

- › Die Ziele der Energiewende werden in allen Szenarien definitionsgemäß erreicht. Das Erzeugungsvolumen der EE wird in der Studie nicht variiert, nur die Anteile der wichtigsten EE-Technologien Wind (Onshore und Offshore) und PV.
- › Die Studie macht jedoch deutlich, dass die Zielerreichung über eine Optimierung des EE-Ausbaus und den entsprechenden Auswirkungen auf die anderen Kostenkomponenten zu deutlich niedrigeren Gesamtkosten möglich ist. Dies reduziert den Druck auf die Strompreise und verbessert somit die Akzeptanz für die Energiewende.

ANHANG:

Zusammensetzung EE-Mix - Übersicht der relevanten Studien				
	BMU-Leitstudie	Netzentwicklungsplan	Consentec & Fraunhofer IWES	
	Szenario 2011 A	Szenario B (= Basis-szenario Consentec)	Verbrauchsnahe Erzeugung	Beste Standorte
2020/2023	2020	2023	2023	2023
Wind onshore (TWh)	81,8	123	160	160
PV (TWh)	45,1	63	64	54
Wind offshore (TWh)	33	58	21	30
Summe	159,9	244	245	244
Wind onshore (%)	51%	50%	65%	66%
PV (%)	28%	26%	26%	22%
Wind offshore (%)	21%	24%	9%	12%
2030/2033	2030	2033	2033	2033
Wind onshore (TWh)	100,5	190	250	250
PV (TWh)	55,1	67	74	54
Wind offshore (TWh)	89,4	104	37	57
Summe	245	361	361	361
Wind onshore (%)	41%	53%	69%	69%
PV (%)	22%	19%	20%	15%
Wind offshore (%)	36%	29%	10%	16%

Quelle: eigene Zusammenstellung (BMU-Leitstudie S. 115, Consentec & Fraunhofer IWES S. 25/26).

2023	Szenario "Verbrauchsnahe Erzeugung"		Szenario "beste Standorte"	
	Netzausbau verzögert	Netzausbau schnell	verzögert	schnell
EE-Ausbau inkl. Offshore-Netz	1940	1940	2510	2510
<i>davon Ausbau PV</i>	-139	-139	1002	1002
<i>davon Ausbau Wind onshore</i>	-2094	-2094	-1612	-1612
<i>davon Ausbau Wind offshore</i>	3762	3762	2814	2814
<i>davon Netzanbindung offshore</i>	409	409	311	311
Verteilnetz-Ausbau	90	90	90	90
<i>davon Hochspannung</i>	36	36	-13	-13
<i>davon Mittelspannung</i>	30	30	22	22
<i>davon Niederspannung</i>	25	25	84	84
residuale Erzeugung	340	590	-200	570
Übertragungsnetz	0	-700	0	-740
Delta Gesamtkosten	2370	1920	2400	2430
2033	Szenario "Verbrauchsnahe Erzeugung"		Szenario "beste Standorte"	
	Netzausbau verzögert	Netzausbau schnell	verzögert	schnell
EE-Ausbau inkl. Offshore-Netz	2780	2780	3660	3660
<i>davon Ausbau PV</i>	-733	-733	1363	1363
<i>davon Ausbau Wind onshore</i>	-3227	-3227	-2497	-2497
<i>davon Ausbau Wind offshore</i>	5985	5985	4258	4258
<i>davon Netzanbindung offshore</i>	754	754	533	533
Verteilnetz	-70	-70	130	130
<i>davon Hochspannung</i>	-64	-64	-18	-18
<i>davon Mittelspannung</i>	15	15	32	32
<i>davon Niederspannung</i>	-20	-20	116	116
residuale Erzeugung	250	480	-370	250
Übertragungsnetz	0	-200	0	-280
Delta Gesamtkosten	2960	2990	3420	3760
<i>Delta "Beste Standorte" ggü "verbrauchsnahe Erzeugung"</i>			460	770

Quelle: Consentec & Fraunhofer IWES, Datenanhang, Tabellen 16 und 17.

9. MVV Energie AG et al: Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien (publ. Juli 2013)

Auftraggeber: MVV Energie AG

Autoren: MVV Energie, arrhenius consult, Ecofys, TAKON

Link: [Wettbewerbliches Strommarktdesign EE](#)

Fokus: Strom

Ziel und Kernbotschaft: Aufzeigen eines Weges vom heutigen EEG hin zu einem

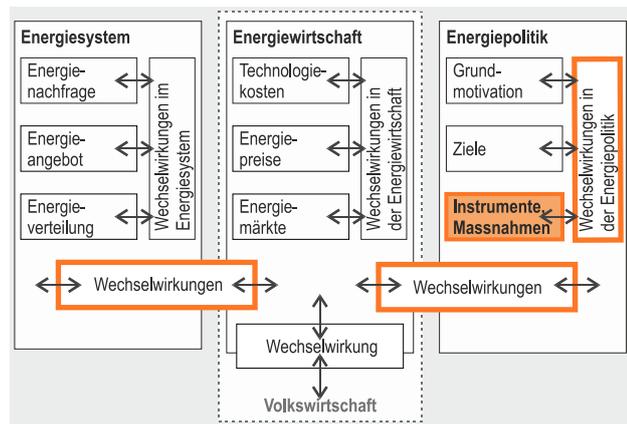
wettbewerblichen Strommarktdesign für erneuerbare Energie über drei Stufen. Ein Schwerpunkt wird auf möglichst reibungslose Transformationsphasen und reversible resp. anpassungsfähige Instrumente gelegt. Um die Transformationsprozesse möglichst einfach zu halten wird das Zieldesign über zwei vorgelagerte Stufen anvisiert. Dadurch werden Lernprozesse ermöglicht und komplette Systemumbauten mit großen Unsicherheiten vermieden. Bei der Instrumentenwahl werden Instrumente priorisiert, die robust gegenüber Umfeldveränderungen sind und die Reaktion auf Lernprozesse ermöglichen.

Methodik: Die Wahl des Designs sowie der Weg dazu wird argumentativ hergeleitet.

Vorgeschlagenes Strommarktdesign für erneuerbare Energien:

Schrittweiser Übergang zu einem Wettbewerblichen Modell in drei Stufen:

- › Stufe 1: Mehr Kosteneffizienz im EEG:
 - › Alle Neuanlagen werden verpflichtet, an der dezentralen Vermarktung des Stroms gemäß Marktprämiemodell teilzunehmen. (Im EEG: Wahlmöglichkeit zwischen Selbstvermarktung oder zentraler Vermarktung durch Netzbetreiber). Vorteil: Aneignung von Vermarktungswissen und Wettbewerb um Vermarktungsprozesse. Allf. Ausnahmeregelung für Kleinanlagen.
 - › Möglichkeit schaffen, die Vergütungssätze ohne Gesetzesrevision anzupassen, z.B. durch „atmende Deckel“, die die EEG-Sätze an den tatsächlichen Zubau koppeln (schneller Zubau = sinkende Sätze, langsamer Zubau = steigende Sätze).
 - › Überarbeitung der Befreiungstatbestände bei der EEG Umlage (Regelung im Bereich Unternehmen überprüfen, selbst produzierten und konsumierten Strom auch belasten).
 - › Überarbeitung der Entschädigungsansprüche für EEG-Anlagen bei Abregelung aufgrund von Netzengpässen mit dem Ziel, die Anreize für Zubauten in Gebieten mit Netzengpässen zu reduzieren.



- › Einführung eines qualifizierten Stauchungsmodells¹⁰ für Wind Onshore, um Überförderung von windhöffigen Standorten in Norddeutschland und Unterförderung von Standorten in Süddeutschland zu verringern.
- › Stufe 2: Wettbewerb um Finanzierungsbudgets: Weiterentwicklung Marktprämienmodell in Richtung Marktintegration durch Einführung von Auktionselementen:
 - › Definition eines Gesamtbudgets für die Förderung erneuerbarer Energie durch Politik (entweder ein Budget für alle Technologien oder technologiespezifische Teilbudgets).
 - › Dezentrale Vermarktung wird beibehalten.
 - › Auktion: Marktakteure bieten ihre Vollkosten im Wettbewerb an und erhalten eine gleitende Prämie, die die Differenz zwischen Vermarktungserlösen und dem Vollkostenangebot deckt.
 - › Um Überrenditen zu vermeiden, werden in den Auktionen technologiespezifische Preisobergrenzen eingeführt.
- › Stufe 3 (langfristiges Zielmodell): Technologiewettbewerb: Ersatz der ex post definierten gleitenden Prämie in eine ex ante fixierte Prämie.
 - › Durch Politik definiertes Gesamtbudget für Finanzierung
 - › Dezentrale Vermarktung
 - › Auktion auf fixe Prämien (technologiespezifisch oder technologieutral)

Der Übergang von Stufe 2 zu Stufe 3 ist möglich, wenn regulatorische Unsicherheiten bezüglich Strompreisrisiken deutlich reduziert sind.

In einer ersten Phase sind die Auktionen technologiespezifisch vorzunehmen. Wenn sich die Kosten der EE so angeglichen haben, dass technologieunabhängige Auktionen zu keinen hohen Windfall-Profits führen, ist die Einführung von technologieunabhängigen Auktionen möglich (Phase 2).



¹⁰ Das Stauchungsmodell Wind Onshore sieht vor, die Vergütung bei denjenigen Standorten zu erhöhen, welche die Anfangsvergütung rechnerisch länger als die maximale Vergütungsdauer erhalten würden und mehr als 60 bis 80 Prozent des Referenzertrages erreichen. Dies erfolgt über eine gleichmäßige Verteilung des bisher unberücksichtigten Fördervolumens auf die maximale Vergütungsdauer.

Vorteile gegenüber anderen Varianten:

- › Mehr Wettbewerb gegenüber der heutigen Situation:
 - › In Stufe 1 durch Wettbewerb bei der Vermarktung des Stroms.
 - › Ab Stufe 2 werden die Vollkosten der verschiedenen Technologien nicht mehr durch den Staat, sondern durch die Unternehmen geschätzt, was einen Wettbewerb um Vollkosten ermöglicht.
- › Fixe staatlich festgelegte Prämien haben gegenüber fixen wettbewerblich festgelegten Prämien den Nachteil, dass der Staat sowohl die Vollkosten als auch den zukünftigen Strompreis prognostizieren muss. Setzt er die Prämie zu hoch an, entstehen Mitnahmeeffekte, setzt er sie zu tief an, entsteht kein Investitionsanreiz. In einem wettbewerblichen System wird die fixe Prämie durch die Summe der Einschätzungen aller Marktteilnehmer festgelegt, wodurch die Wahrscheinlichkeit von Fehleinschätzungen sinkt.
- › Quotenmodelle haben zwei Nachteile: a) hohe Pfadabhängigkeit: Werden zentrale regulatorische Parameter nach der Einführung geändert besteht die Gefahr von starken Marktverwerfungen. Gleichzeitig müssen diese Systeme um eine genügende Marktliquidität zu gewährleisten langfristig angelegt sein. Eine politische Steuerung von Quotensystemen und deren Justierung aufgrund von Lernprozessen ist daher heikel. b) Die Investitionsrisiken sind aufgrund des komplexen Preisbildungsmechanismus höher als in Auktionssystemen. Daher fordern die Investoren höhere Risikoprämien, die die Kosten des Ausbaus erhöhen, ohne dass entsprechende Effizienzgewinne entstehen.

Weitere Aussagen:

- › Die Frage nach dem optimalen Finanzierungsinstrument sollte getrennt von folgenden Themen diskutiert werden, da die Wahl des Finanzierungsinstruments sie nicht determiniert:
 - › Dezentrale oder zentrale Vermarktung?
 - › fixe oder gleitende Prämien?
 - › Bemessung der Finanzierung anhand von Arbeit oder Leistung?
 - › Definition zusätzlicher Budgetgrenzen?
 - › Rolle des Einspeisevorrangs?
- › Beim Design von Auktionsmechanismen sollten folgende Grundprinzipien berücksichtigt werden:
 - › Es sind zunächst die energiewirtschaftlichen Grundlagen und erst dann die Details des Auktionsdesigns zu bestimmen.
 - › Die ausgeschriebene Menge muss größer sein als die Zielmenge, um unvermeidliche Projektabbrüche eines Teils der in der Auktion erfolgreichen Projekte zu kompensieren.
 - › Es muss mit großer Sorgfalt bestimmt werden, welche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit Projekte bzw. Investoren an den Auktionen teilnehmen dürfen.
 - › Es sind hinreichende, aber nicht zu hohe und somit abschreckende Vertragsstrafen vorzusehen.

- › Es ist zu prüfen, ob für die verschiedenen Technologieklassen individuelle Auktionsdesigns sinnvoll sind (z.B. ist für Wind Offshore davon auszugehen, dass aufgrund der Anzahl der Akteure zur Sicherstellung von Wettbewerb ein anderes Auktionsdesign sinnvoll ist als im Bereich Wind Onshore).
- › Qualität geht vor Geschwindigkeit: Das Auktionsdesign sollte mit großer Sorgfalt und dem dafür nötigen zeitlichen Vorlauf entwickelt werden.

Annahmen

Da die Studie keine eigenen Berechnungen macht, werden weder eigene Annahmen getroffen noch Ergebnisse generiert. Die einzige Grundannahme besagt, dass sich die erneuerbaren Energien an den allgemeinen Strommärkten auf absehbare Zeit nicht alleine refinanzieren können, da die sinkenden Technologiekosten durch sinkende Strommarktpreise überkompensiert werden.

Die Leitstudie macht dazu keine explizite Aussage, sondern stellt auf die Differenzkosten ab (Kostendifferenz eines erneuerbaren Szenarios versus eines fossilen Szenarios). Die Differenzkosten sind stark von den Preisen für fossile Energie abhängig. Bei Preispfad A zahlt sich der EE-Ausbau ohne Kosteninternalisierung ab dem Jahr 2040 aus, bei Preispfad B ab dem Jahr 2050 und bei Preispfad C zahlt er sich bis im Jahr 2050 nicht aus. Werden die externen Kosten internalisiert zahlt sich der Ausbau bei Pfad A und B ab 2040 und bei Pfad C ab 2050 aus.

Zielerreichung gemäß Studie:

Das vorgeschlagene Marktdesign setzt kein bestimmtes Ziel voraus. Die Erreichung des Ziels 80% erneuerbare Stromproduktion ist – sofern die entsprechenden Finanzierungsmittel zur Verfügung gestellt werden - im Rahmen des vorgeschlagenen Designs grundsätzlich möglich.

10. Monopolkommission: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende – Teil Regel- und Kapazitätsmechanismen (publ. Sept. 2013)

Auftraggeber: Monopolkommission

Autoren: Monopolkommission

Link: [Wettbewerb in Zeiten der Energiewende](#)

Fokus: Strom

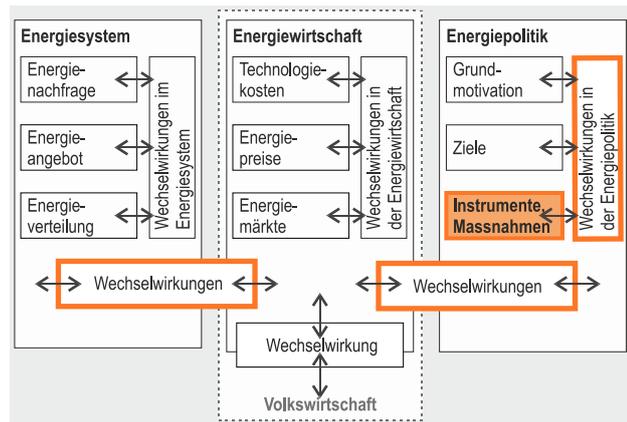
Ziel und Kernbotschaft: Stärkere Ausrichtung der Energiepolitik auf Wettbewerbselemente, den Preismechanismus und marktliche Anreize.

Auf Basis der heutigen Erkenntnisse ist nicht festzustellen, ob langfristig genügend Investitionsanreize für konventionelle Kraftwerke bestehen oder nicht. Deshalb ist nicht gewiss, ob ein Bedarf für einen Kapazitätsmechanismus besteht oder nicht. Kurzfristig soll eine kleine strategische Reserve aufgebaut und der Bedarf für einen Kapazitätsmechanismus genauer untersucht werden. Falls festgestellt wird, dass ein Kapazitätsmechanismus tatsächlich erforderlich ist, soll ein expliziter Kapazitätsmarkt geschaffen werden.

Methodik: Ökonomische Diskussion bestehender Vorschläge.

Ist ein Kapazitätsmechanismus nötig?

- › Kapazitätsmechanismen sollen gewährleisten, dass ausreichende Investitionsanreize für den Bau von konventionellen Kraftwerken bestehen. Diese sind nötig, um zu gewährleisten, dass über den gesamten Jahres- und Tagesverlauf in ganz Deutschland genug Energie angeboten werden kann, auch wenn die Produktion der erneuerbaren Energien (je nach Windaufkommen und Sonneneinstrahlung) schwankt.
- › Die bisherigen Engpasssituationen waren aufgrund fehlender Netzkapazitäten entstanden. Es bestand nicht eine grundsätzliche Unterversorgung über ganz Deutschland.
- › Durch den steigenden Anteil erneuerbaren Energiequellen und deren Einspeisevorrang sinkt die durchschnittliche Einsatzdauer von konventionellen Kraftwerken.
- › Der erhöhte Anteil an EE führt über den Merit-Order-Effekt kurzfristig zu tieferen Strommarktpreisen auf dem Energy-only Markt: Durch den Ausbau der EE sinkt die Nachfrage nach konventionell produziertem Strom. Dadurch werden die Kraftwerke mit hohen Grenzkosten weniger häufig zum Einsatz kommen und Mittellastkraftwerke mit tieferen Grenzkosten setzen häufiger den Marktpreis fest. Preisspitzen werden seltener. Die beiden letztgenannten Effekte (geringerer Absatz und geringerer Preis) können dazu führen, dass konventionelle Kraftwerke nicht mehr rentabel sind und keine neuen Kraftwerke mehr gebaut



werden. Um genügend Investitionen in Kraftwerke anzureizen, werden zwei Grundvarianten von Kapazitätsmechanismen diskutiert: i) explizite Kapazitätsmärkte und ii) strategische Reserven.

- › Die Monopolkommission ist jedoch unsicher, ob der Merit-Order-Effekt langfristig anhält. Tiefe Grenzkosten sind mit hohen Investitionskosten verbunden und vica versa. Kurzfristig ist der Kraftwerkspark gegeben und die Investitionskosten stellen sunk cost dar. Sinkt die Nachfrage nach konventionellem Strom, werden die bestehenden Kraftwerke mit den geringsten Grenzkosten eingesetzt. Langfristig ist der Kraftwerkspark flexibel. Die sinkende Einsatzdauer der konventionellen Kraftwerke führt dazu, dass sich die hohen Investitionskosten von Kraftwerken mit geringen Grenzkosten nicht mehr lohnen, wodurch wieder vermehrt Spitzenlastkraftwerke mit hohen Grenzkosten zugebaut werden und wieder vermehrt Preisspitzen entstehen, die die Refinanzierung der Investitionskosten ermöglichen. [Bemerkung Infras: Der Lebenszyklus von Kraftwerken beträgt etwa 40 Jahre. Der Anpassungsprozess kann daher relativ lange dauern. Zudem können die vielen Unsicherheiten bezüglich den langfristigen politischen Rahmenbedingungen die Investitionen hemmen.]
- › Es gilt daher gut abzuklären, wie sich die Energy-only Preise in Zukunft entwickeln, bevor ein grösserer Markteingriff vorgenommen wird.

Vor- und Nachteile von expliziten Kapazitätsmärkten

- › Diskutiert werden drei Ansätze: i) Kapazitätsversicherungsverträge, ii) fokussierte Kapazitätsmärkte und iii) dezentrale Kapazitätsmärkte. (für Details vgl. frühere Factsheets)
- › Bei letzteren beiden wird die gewünschte Kapazität von einer zentralen Stelle bestimmt und auktioniert. Die Ansätze unterscheiden sich in der Differenzierung der Kapazitätstypen: i) ohne Differenzierung, ii) mit Differenzierung.
- › In den dezentralen Kapazitätsmärkten kaufen die Nachfrager Zertifikate von Stromproduzenten, die garantieren, dass sie eine bestimmte Kapazität bereithalten. Die zu sichernde Kapazität wird also dezentral bestimmt. Durch den Einbezug der Nachfrager wird implizit das Demand Side Management mitberücksichtigt.
- › Die Monopolkommission favorisiert die zentralen Ansätze, weil sie i) geringere Umsetzungs- und Transaktionskosten aufweisen, und ii) die Möglichkeit bieten, durch den Einsatz von Call-Optionen eine verbraucherschädigende Überkompensation der Kraftwerksbetreiber zu verhindern.
- › Vorteil von Kapazitätsmärkten: Marktnähe des Mechanismus.
- › Nachteil von Kapazitätsmärkten: Starker und komplexer Markteingriff, der in seiner Wirkung auf die Kosten und die Effizienz nicht eindeutig absehbar ist. Daher sind häufig Nachjustierungen des Designs notwendig, die die Investitionssicherheit untergraben. Zudem ist der Mechanismus kaum reversibel.

Vor- und Nachteile der Strategischen Reserve

- › Es wird eine Kapazitätsreserve geschaffen, die abgerufen wird, sobald der Energy-only Markt einen bestimmten Preis überschreitet (implizite Preisobergrenze im Energy-only Markt). Details: Vgl. Factsheet Consentec in Q4 2012.
- › Vorteil: schlanke marktkonforme Lösung, geringer Eingriff in den Energy-only Markt, reversibel.
- › Nachteil: Die Festlegung des optimalen Auslösungspreises ist schwierig. Dadurch entsteht eine gewisse allokative Ineffizienz: Bei zu hohem Auslösungspreis entstehen im Energy-only Markt Preise über den Grenzkosten oder es ist möglich, dass Kraftwerke der strategischen Reserve zurückgehalten werden, obwohl sie günstiger produzieren könnten als die Stammkraftwerke. Bei zu tiefem Auslösungspreis ist eine größere Reservehaltung notwendig und die Nachfrage wird nicht über das Preissignal reduziert.

Präferenzen der Monopolkommission

- › Das Versagen des bestehenden Energy-only Marktes ist bisher nicht genügend durch theoretische und empirische Studien belegt. Voraussichtlich ist ein längerfristiger Zeitrahmen für die Beobachtung der Märkte und zur Bewertung der zu erwartenden Effekte erforderlich.
- › Kurzfristig: Energy-only Markt um eine geringe strategische Reserve aus Bestands- und Neubaukraftwerken ergänzen und hoher Ausübungspreis ansetzen. Die zu kontrahierenden Kraftwerkskapazitäten sollten ausgeschrieben werden. Die Teilnahme von Kraftwerken an der Ausschreibung sollten geografisch nur insofern begrenzt werden, dass diese direkt an die deutschen Übertragungsnetze angeschlossen sein müssen.
- › Langfristig: Sollte sich infolge der vorgeschlagenen Marktbeobachtungen tatsächlich ein größeres Kapazitätsproblem absehen lassen, so könnte die strategische Reserve zunächst ergänzt und der mittelfristige Übergang in ein System mit Kapazitätsmärkten geplant werden.
- › Kapazitätsmechanismen haben auch Auswirkungen auf den Binnenmarkt und sollten daher mit den Nachbarländern abgestimmt werden.

Annahmen

Es werden keine eigenen Annahmen getroffen.

Zielerreichung gemäß Studie:

Es werden die Ziele der Energiewende unterstellt und ein Marktdesign gesucht, durch die sie möglichst effizient erreicht werden können.

11. Monopolkommission: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende – Teil Fördermechanismen für EE (publ. Sept. 2013)

Auftraggeber: Monopolkommission

Autoren: Monopolkommission

Link: [Wettbewerb in Zeiten der Energiewende](#)

Fokus: Strom

Ziel und Kernbotschaft: Stärkere Ausrichtung der Energiepolitik auf Wettbewerbselemente, den Preismechanismus und marktliche Anreize.

Methodik: Ökonomische Diskussion bestehender Vorschläge.

Schwächen des EEG-Fördersystems

- › Preissteuerungsansätze können weder den Zubau noch das Ausmaß des Einsatzes an öffentlichen Mitteln exakt steuern.
- › Die Fördersätze werden im EEG ex ante gesetzlich festgelegt. Eine Anpassung der Sätze bei veränderten Bedingungen ist nur mit Zustimmung der Bundesländer möglich. Schnelle Justierungen sind daher nicht möglich und es besteht die Gefahr einer Blockierung.
- › Die zwei vorgenannten Punkte führten zu einem ineffizient hohen Ausbau der PV, als deren technologiekosten unerwartet schnell sanken und dadurch die Gewinnspanne der PV deutlich höher wurde.
- › Die Differenzierung nach Erzeugungstechnologien verhindert den Wettbewerb zwischen den Erzeugungstechnologien. Es wird nicht die effizienteste Technologie zugebaut, sondern jene, die aufgrund der individuell bestimmten Fördersätze die höchste Rentabilität verspricht. Zudem entsteht eine Vorauswahl hinsichtlich der Förderwürdigkeit von Erzeugungsformen.
- › Der garantierte Abnahmepreis führt dazu, dass EEG-Anlagen auch bei negativen Strompreisen am Markt weiter produzieren, wodurch die Förderkosten zusätzlich erhöht werden. Das Marktprämienmodell kann negative Preise nur begrenzen und nicht gänzlich vermeiden.
- › Die Befreiung des Eigenverbrauchs von Umlagen und die zahlreichen Befreiungstatbestände bei Unternehmen führen dazu, dass die Netzinfrastruktur von immer weniger Nutzern bezahlt wird und die nicht befreiten Wirtschaftsakteure steigende Energiekosten aufweisen (z.B. die privaten Haushalte).
- › Aufgrund der Systemkomplexität entstehen Regulierungskosten und durch Nachjustierungen Unsicherheiten für die Marktakteure. Zudem erschwert die Komplexität die Wirksamkeit. Die Markteingriffe übers EEG mit klarer Zielsetzung hat gewisse Regulierungsversagen nach sich gezogen.
- › Der durchschnittliche Börsenpreis an der EEX hat sich in den letzten Jahren nicht markant verändert und kann daher den Anstieg der EEG-Umlage nicht zu erheblichen Teilen verursacht haben.

- › Merit-Order-Problematik wird mit dem Hinweis auf die konstanten Durchschnittspreise für Strom nicht als Faktor für die steigenden Kosten im EEG anerkannt. [Bemerkung Infrass: Dies ist wohl eine verkürzte Sicht. Es kann aufgezeigt werden, dass der Durchschnittspreis für PV- und Windenergie gesunken ist.]

Vorschlag: Quotenmodell nach schwedischem Vorbild

- › Die im EEG bereits festgeschriebenen Mengenziele geben den Zubaubedarf vor.
- › Die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien erhalten zukünftig Grünstromzertifikate. Diese werden auf einem eigenen Markt gehandelt und garantieren den Zuwachs einer bestimmten Menge an erneuerbarer Energie, indem Händlern und bestimmte Letztverbrauchern eine Nachweispflicht für erneuerbare Energien verordnet wird, dass sie einen bestimmten Anteil ihres Stroms aus erneuerbaren Quellen beziehen. Der Anteil wird langfristig festgelegt, ein Nachweis erfolgt jährlich. Dies erhöht die Planungssicherheit aller Wirtschaftsakteure. Ungenutzte Zertifikate bleiben gültig (banking).
- › Der resultierende Preis für die Zertifikate entspricht einer effizienten Förderhöhe, die zur Erreichung der Ziele der Energiewende notwendig ist. Eine kostenintensive Übererfüllung wird vermieden.
- › Bei negativen Börsenpreisen werden keine Zertifikate ausgegeben.
- › Für nicht erreichte Quoten sollte ein Preis in Höhe von 150 % des durchschnittlichen Zertifikatpreises anfallen.
- › Für eine Übergangsperiode wird den Betreibern kleiner Anlagen die Möglichkeit gelassen, die Übertragungsnetzbetreiber gegen ein Entgelt mit der Stromvermarktung zu betrauen.
- › Das Quotensystem soll nur für Neuanlagen gelten. Altanlagen erhalten weiterhin die EEG-Förderung. [Bemerkung INFRAS: Dies könnte erhebliche Auswirkungen auf die Systemeffizienz haben. Das Zusammenspiel der beiden Systeme wird jedoch nicht untersucht.]
- › International soll darauf hingearbeitet werden, nationale Quotensysteme zu verknüpfen, damit ein gemeinsamer Markt für Grünstromzertifikate entsteht.
- › Vorteile: Treffsicherheit bezüglich Volumen, keine ungerechtfertigten Überrenditen, Technologieneutralität ermöglicht, dass die kostengünstigsten Technologien, Standorte, und Anlagegrößen sich durchsetzen.
- › Nachteile: Die Unternehmensrisiken werden erhöht, weshalb die Unternehmen eine zusätzliche Risikoprämie verlangen, welche die Kosten erhöhen würde. Den möglichen Preisaufschlägen für das Investitionsrisiko des Quotenmodells müssen jedoch die Mengen bzw. Preisrisiken gegenübergestellt werden, die im heutigen EEG auftreten. Wird der Preis im EEG zu hoch angesetzt, kommt es zu einem überplanmäßigen Ausbau und einer durch den Stromkonsumenten finanzierten Steigerung der Produzentenrente. Demgegenüber werden die Kosten möglicher Risikoaufschläge als nicht entscheidend eingestuft.
- › Englisches Quotensystem als Negativbeispiel?
 - › Zubaquote wurde dort nicht langfristig vorgegeben und die Strafe bei Nichterfüllung war relativ gering, was zusätzliche Unsicherheiten ins System brachte und dadurch die Risikoaufschläge erhöhte.

- › Das CfD-System, das das Quotensystem ablöst, kennt neben einem fixen Preis auch Elemente einer Mengensteuerung und marktliche Ausschreibungsmechanismen. Falls die Systematik des EEG beibehalten werden soll, sollten ähnliche Mechanismen eingeführt werden.
- › In England ist die Akzeptanz für den Ausbau verschiedener Technologien geringer als in Deutschland.

Alternative: Anpassungen am heutigen System

Sofern politische Gründe dafürsprechen sollten, zumindest vorerst den Ansatz der bestehenden EEG-Förderung beizubehalten, werden folgende Anpassungen vorgeschlagen:

- › Direktvermarktung soll das einzige Fördermodell für Neuanlagen darstellen.
- › Technologieneutralität: Um den Wettbewerb zwischen EE-Technologien zu beleben, sollte ein einheitlicher Fixpreis festgelegt werden, der die Höhe der Marktprämie bestimmt.
- › Für Zeiträume negativer Börsenpreise werden keine EEG-Vergütung mehr bezahlt.
- › Um den möglichen Schaden im Falle eines zu hoch gewählten Fixpreises zu begrenzen, sollte zudem eine jahresbasierte Mengenbegrenzung für die Registrierung von Neuanlagen vorgesehen werden.
- › Flankierend zu diesem Vorgehen sollte das Doppelvermarktungsverbot gemäß § 56 EEG gestrichen werden. Die Betreiber von EE-Anlagen können dadurch den Wert, den die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien für Verbraucher am Markt besitzt, durch die Ausgabe von handelbaren Herkunftsnachweisen nutzen, wodurch sie faktisch eine zusätzliche Vergütung erhalten. Die entstehende Zusatzvergütung durch die Herkunftsnachweise ermöglicht in der Folge eine tendenzielle Reduktion der Marktprämie und damit der EEG-Umlage, was schlussendlich den Strompreis senkt.
- › Sofern – etwa bei privaten Kleinanlagen – zumindest übergangsweise eine Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin vorgesehen wird, könnten die Einnahmen aus dem Handel mit Herkunftsnachweisen hälftig zur Erhöhung der Vergütung der Anlagenbetreiber und zur Senkung der EEG-Umlage eingesetzt werden.

Annahmen

Es werden keine eigenen Annahmen getroffen.

Zielerreichung gemäß Studie:

Es werden die Ziele der Energiewende unterstellt und ein Marktdesign gesucht, durch die sie möglichst effizient erreicht werden können.

12. Peter Bofinger: Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg? (publ. September 2013)

Auftraggeber: Baden-Württemberg Stiftung
gGmbH unter Federführung der IZES
gGmbH

Autoren: Prof. Dr. Peter Bofinger

Link: [Förderung EE – Dritter Weg?](#)

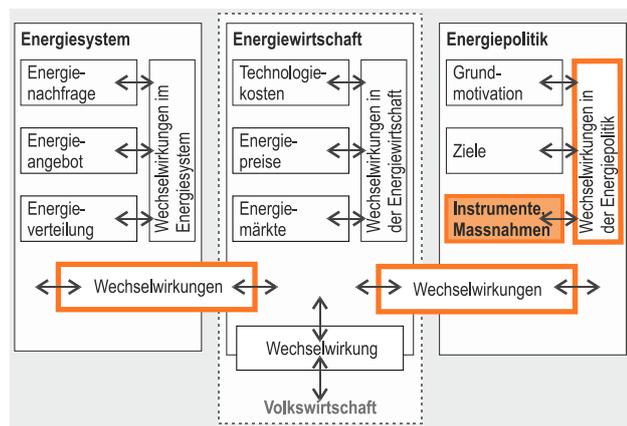
Fokus: Strom

Ziel und Kernbotschaft: Ziel ist eine Versachlichung der Diskussion um die Re-

formoptionen der EE-Förderung, in dem ein dritter Weg zwischen Preis- oder Mengensteuerung aufgezeigt und anhand zentraler Kriterien verglichen wird. Insbesondere soll die Diskussion durch eine mikroökonomische Analyse unterlegt werden. Das Gutachten widerlegt einige Wirkungsmechanismen der Mengensteuerung, die bisher von den Befürwortern als Vorteile hervorgehoben wurden (z.B. höhere Effizienz durch Technologieneutralität, genaue Zielerreichung durch Vorgabe einer festgelegten Quote). Es wird verdeutlicht, dass die bestehende Preissteuerung für die Verbraucher zu niedrigeren Kosten führt, als der Umstieg auf eine Mengensteuerung. Ein Auktionsmodell mit Vergütung der Leistung wäre jedoch beiden Modellen noch überlegen und sollte in der Diskussion viel mehr Beachtung finden.

Methodik: Mikroökonomische Analyse, Darstellung der Produzenten- und Konsumentenrenten bei verschiedenen Fördermechanismen, Darstellung von Unsicherheiten über positive und negative Angebotschocks. In der Analyse werden vier Basis-Mechanismen für die Förderung dargestellt, wobei jeweils unterschieden wird, ob zusätzlich Erlöse am Energy-only-Markt (EOM) generiert werden können oder nicht:

- › **Preissteuerung (feste Vergütung für Arbeit/MWh):** EEG (Modell ohne EOM Erlöse), Marktprämie (mit EOM-Erlöse).
- › **Mengensteuerung (variable Vergütung für Arbeit/MWh bei vorgegebener Quote):** Zertifikatsmodell (ohne EOM-Erlöse), Quotenmodell (mit EOM-Erlöse).
- › **Auktionsmodelle mit fester Vergütung für Arbeit/MWh:** EEG-Auktion (ohne EOM-Erlöse), Marktprämien-Auktion (mit EOM-Erlöse).
- › **Auktionsmodelle mit fester Vergütung für Leistung/MW:** reiner EE-Kapazitätsmarkt (ohne EOM-Erlöse), integrierter Kapazitätsmarkt (mit EOM-Erlöse).



Annahmen:

- › Die mikroökonomische Analyse unterscheidet zwei Fälle: i) der Ausbau der kostengünstigsten Technologie reicht zur Erreichung der energiepolitischen Ziele, ii) es werden mehrere Technologien zur Zielerreichung benötigt. Der Autor argumentiert, dass eine Fokussierung auf die kostengünstigste Technologie (aktuell Wind Onshore) wegen mangelnder Akzeptanz nicht sinnvoll erscheint und auch gemäß Energiekonzept der Bundesregierung nicht in dem Maße vorgesehen ist. Es wird daher im Vergleich von dem Fall ausgegangen, dass mehrere Technologien zur Zielerreichung notwendig sind.

Vergleich der Basismodelle anhand zentraler Kriterien:

Mit Hilfe einer mikroökonomischen Betrachtung werden die Basismodelle bezüglich zentraler Kriterien verglichen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf dem Vergleich zwischen Preis- und Mengensteuerung. Der dritte Weg mit den beiden Optionen der Auktionsmodelle wird daraus hergeleitet. Daher werden die beiden Auktionsmodelle für den Vergleich im Factsheet in einer Spalte zusammengefasst:

VERGLEICH DER BASISMODELLE ZUR EE-FÖRDERUNG			
	Preissteuerung	Mengensteuerung	Auktionsmodelle
Effizienz	Durch Möglichkeit der Preisdifferenzierung kann Produzentenrente abgeschöpft werden, Förderung führt zu geringsten Kosten für Verbraucher. Aber: Angebotsfunktionen (Investitionskosten) müssen bekannt sein.	Alle Produzenten erzielen denselben Marktpreis, Produzenten der kostengünstigsten EE erzielen hohen intramarginalen Gewinn. Führt zu höheren Kosten für Verbraucher. Zudem führen höhere Risiken (s.u.) zu höheren Finanzierungskosten, somit zu insgesamt höheren Kosten des EE-Ausbaus.	Mechanismus der Preissteuerung wird übernommen, über Auktion wird die Angebotsfunktion offengelegt. Die Produzentenrenten können minimiert werden, daher auch die Kosten für Verbraucher. <i>[Bemerkung: Ausgeklammert sind dabei Transaktionskosten der Auktionierung]</i>
Effektivität/ Zielgenauigkeit	Positive (negative) Angebotschocks führen zu Übererfüllung (Untererfüllung) der Ausbauziele. Solange Angebotsfunktion nicht genau bekannt, ist punktgenaue Zielerreichung nicht möglich.	Auch bei Mengensteuerung kann Zielerreichung durch Angebotsschocks gefährdet werden: Bei positiven Angebotschocks kann Preis für Grünstromzertifikate auf null fallen. Anbieter werden dadurch in Insolvenz getrieben, mit Auswirkungen auf Zielerfüllung. Eine Preis-Untergrenze könnte dies vermeiden, dann aber keine reine Mengensteuerung mehr.	Unsicherheit über Angebotschocks wird reduziert, da Angebotsfunktion regelmäßig offengelegt wird. Ziele werden ohne Übererfüllung auf effiziente Weise erreicht.

		Bei negativem Angebotschock wird Quote nicht erreicht, Strafzahlung wird fällig.	
Risikoverteilung/ Verteilung der Kosten	Übererfüllung der Ziele führt zu Mehrkosten bei Verbrauchern (mit breiter Risikoträgerschaft). Produzenten tragen kein Risiko, jede produzierte Einheit wird zum festgelegten Tarif abgenommen.	Unsicherheit über Schocks liegt bei Produzenten, sie tragen Risiko eines Preisverfalls der Zertifikate (niedrigere Risikoträgerschaft). Dies wirkt sich auf Finanzierungskosten aus.	Unsicherheit bezüglich Investitionskosten und damit den Aufbau der Angebotsfunktion und Produzentenrenten würde beseitigt, Risiken für Verbraucher und Produzenten minimiert
Wettbewerb	Investitionsrisiko ist gering, Fremdkapital daher günstig → breiter Marktzutritt neuer Produzenten, Wettbewerb steigt.	Investitionsrisiko ist deutlich höher, Fremdkapital daher teurer → nur für Großunternehmen interessant, Wettbewerb wird reduziert.	Unsicherheiten werden reduziert, Fremdkapital wie bei Preissteuerung günstig. → Marktzutritt neuer Produzenten, Wettbewerb steigt.
Technologieförderung	Transparente Investitionsbedingungen begünstigen technologische Entwicklung (Schaffung „geschützter Märkte“, die mittelfristig durch Degression der Fördersätze in den Markt integriert werden).	Mengensteuerung begünstigt reife Technologien.	Auch bei Auktionsmodell ergibt sich Planungssicherheit mit positiver Wirkung auf Innovationen.

Weitere Aussagen:

- › Die Wahl zwischen den Fördermechanismen wird in der Diskussion als Alternative zwischen „Planwirtschaft“ (EEG) versus „Marktwirtschaft“ (Quotenmodell) dargestellt. Das Gutachten macht deutlich, dass diese Differenzierung aus ökonomischer Sicht auf einem Missverständnis beruht. Alle Modelle erfordern vielmehr einen ordnungsrechtlichen Eingriff und beruhen auf Wettbewerb zwischen mehreren Anbietern.
- › Ein Vergleich mit anderen Ländern ist oft nicht zielführend bzw. es sollte stärker auf unterschiedliche Charakteristika von Stromangebot- und Nachfrage geachtet werden. So sind z.B. die Erfolge des schwedischen Quotenmodells nicht direkt übertragbar, da in Schweden dargebotsunabhängige EE dominieren (Wasserkraft, Biomasse, Torf).
- › Die Ergebnisse der mikroökonomischen Analyse decken sich mit empirischen Befunden. Das Gutachten beruft sich dabei auf einen internationalen Vergleich der IRENA, bei dem die Überlegenheit der Preissteuerung gegenüber der Mengensteuerung deutlich wird.

Ergebnisse:

- › Die mikroökonomische Analyse macht deutlich, dass das Modell der Preissteuerung dem Modell der Mengensteuerung klar überlegen ist. Insbesondere die Technologieneutralität der Mengensteuerung, die vielmals als Vorteil dargestellt wird, führt zu höheren Kosten für die Verbraucher und reduziert die Effizienz. Auch die Zielerreichung ist bei einer Mengensteuerung nicht unbedingt gegeben. Zudem wird im

Modell der Mengensteuerung die Planungssicherheit erheblich reduziert. Dies wirkt sich auf Finanzierungskosten und damit auf den Wettbewerb aus.

- › Ein Auktionsverfahren, als dritter Weg, könnte die aktuellen Probleme der Preissteuerung mit einer „Überförderung“, insbesondere im Bereich Photovoltaik, beseitigen. Die Angebotsfunktion würde im Rahmen der Auktion offengelegt, so dass Gewinne aus einer schnellen Reduktion der Technologiekosten abgeschöpft werden können.
- › Die Konkretisierung des dritten Weges mit Auktionsmodell erfolgt unter Berücksichtigung des Kriteriums „Integration in den EOM“. Es wird verdeutlicht, dass der destabilisierende Effekt eines temporären EE-Überangebots auch bei einer Auktionslösung mit Vergütung für Arbeit bestehen bleibt. Die Produzenten erhalten auch in diesem Modell weiterhin eine Vergütung pro eingespeiste kWh und haben keinen Anreiz ihr Angebot an die Marktsituation anzupassen. Auch in diesem Fall können sich daher negative Strompreise mit entsprechender Mehrbelastung für den Endverbraucher über den Anstieg der Differenzkosten ergeben. Daher wäre eine EE-Kapazitätsauktion die beste Lösung, da dabei nur die Kapazitäten über ein Fördermechanismus gefördert werden. Der produzierte Strom würde vollständig über den EOM vermarktet, so dass die Produzenten die Marktsituation berücksichtigen würden.¹¹

Zielerreichung gemäß Studie:

Das Gutachten geht von den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung aus. Es wird geprüft, wie die EE-Ausbauziele auf effiziente und effektive Weise erreicht werden können.

¹¹ Diese Option wurde auch schon in anderen Gutachten favorisiert. Insbesondere das VKU-Gutachten (enervis & BET 2013) schlagen ein recht weit konkretisiertes Modell für eine EE-Kapazitätsauktion vor.

13. Sachverständigenrat für Umweltfragen: Den Strommarkt der Zukunft gestalten – Sondergutachten des SRU (publ. Nov 2013)

Auftraggeber: Keiner. SRU fungiert als Beratungsgremium der Bundesregierung

Autoren: Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)

Link: [Strommarkt der Zukunft](#)

Fokus: Strom

Ziel und Kernbotschaft:

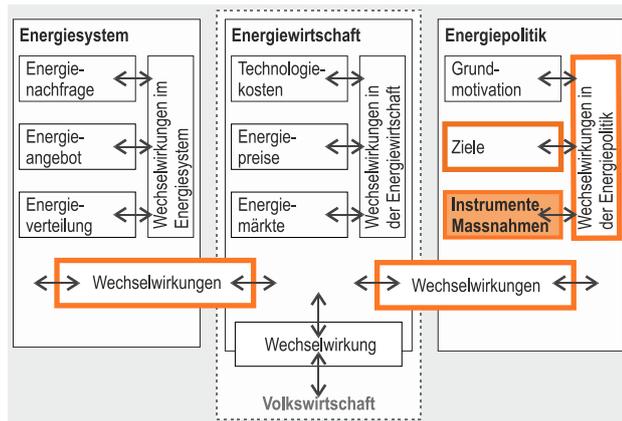
Das Sondergutachten gibt Handlungsempfehlungen für ein zukünftiges Design des

Strommarktes bei weitgehend auf EE beruhender Stromversorgung. Dabei wird die Diskussionslinie des Sondergutachtens 2011 „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung“ fortgeführt. Das Marktdesign soll so optimiert werden, dass Effizienz und Refinanzierung von EE-Anlagen, Speichern und ergänzenden Infrastrukturen gewährleistet ist. Ausgehend von der Erkenntnis, dass EE-Erzeugungsanlagen und Reserveleistung auch langfristig eine kombinierte Vergütung benötigen, werden eine Weiterentwicklung des EEG sowie verschiedene begleitende Maßnahmen vorgeschlagen. Als zentrale Handlungsempfehlung wird eine Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie aufgezeigt.

Methodik:

Das Sondergutachten ist als qualitative Langfristperspektive aufgebaut und umfasst keine eigenen quantitativen Analysen. Es beruht auf einer Vielzahl von Studien, die teilweise bereits in Faktenblättern dieses Projekts analysiert wurden. Im Aufbau folgt das Sondergutachten den folgenden Elementen:

- › Erläuterung der gegenwärtigen Funktionsweise des Strommarktes (Kapitel 2)
- › Darstellung technischer Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Stromsystems einschließlich der Integration der Sektoren Wärme, Verkehr und Grundstoffindustrie als „no-regret“ Maßnahme (Kapitel 3)
- › Darstellung der Prämissen und Anforderungen eines weitgehend auf EE-Erzeugung beruhenden Strommarktes (Kapitel 4)
- › Herleitung konkreter Maßnahmen und Reformoptionen für das Energiemarktdesign der Zukunft (Kap. 5)
- › Abschließend erfolgt Herleitung von Handlungsempfehlungen zur Verbesserung der Koordinierungs- und Entscheidungssysteme der Energiewende (Kapitel 6)



Im Zentrum des Gutachtens steht das Kapitel 5 mit konkreten Handlungsempfehlungen zum Energiemarktdesign der Zukunft. Da in diesem Kapitel 5 die Analysen der vorangegangenen Kapitel aufgegriffen werden, konzentriert sich dieses Faktenblatt auf die Darstellungen dieses Kapitels.

Grundannahmen und Annahmen zu Charakteristika des zukünftigen Strommarkts:

Das Gutachten basiert auf den folgenden Annahmen, die teilweise von den Annahmen der BMU-Leitstudie und den Eckpunkten des Energiekonzepts abweichen:

- › **Anteil EE:** Weitestgehend auf EE basierende Stromversorgung bis 2050
- › **Strommix:** PV und Wind stärken ihre Rolle als Leittechnologien
- › **Energieversorgung:** insgesamt deutlich stärker strombasiert als bislang im Konzept der Bundesregierung dargestellt mit Integration der Sektoren Wärme, Verkehr (Elektromobilität) und Grundstoffindustrie
- › **Kosten- und Erlössituation:** auch langfristig wird kombinierte Vergütung für EE und Reserveleistung notwendig sein

Zudem werden folgende Charakteristika und Funktionsweisen eines weitgehend auf EE basierenden Energiesystems hergeleitet (Kapitel 4 des Gutachtens):

- › **Eingeschränkte Regelbarkeit der EE-Erzeugungskapazitäten:** Dadurch wird es schwieriger, die stets schwankende Nachfrage zu befriedigen. Die Analyse der künftigen Einsatzsteuerung macht jedoch deutlich, dass der Strommengenmarkt auch zukünftig den Einsatz der verschiedenen Erzeugungstechnologien kosteneffizient regelt.
- › **Lastmanagement** wird einen Beitrag zur Absicherung der Stromversorgung leisten müssen. Dies erfordert Anstrengungen zur Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage
- › **Höhere Unsicherheiten** bezüglich Stromangebot stellen Herausforderung für Termingeschäfte dar. Das Marktgeschehen wird insgesamt kurzfristiger geprägt sein. Zudem wird der Kraftwerkspark eine veränderte Kostenstruktur haben (hohe Fixkostenanteile und nur geringe variable Kostenanteile).
- › Es wird einen großen Bedarf für **Back-up-Kapazitäten** geben, die nur verhältnismäßig selten zum Einsatz kommen. Für diese Kapazitäten können sich Schwierigkeiten bei der Finanzierung ergeben.

Problemlage – Warum ist ein neues Marktdesign notwendig?

Das zentrale Kapitel zur künftigen Ausgestaltung des Marktdesigns beginnt mit einer Analyse der aktuellen Probleme bei der Umsetzung der Energiewende. Folgende Probleme werden identifiziert:

- › **Überkapazitäten:** Der konventionelle Kraftwerkspark ist nicht flexibel genug um angemessen auf die Fluktuationen dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien reagieren zu können. Überkapazitäten bei inflexiblen Grundlastwerken mit geringen Grenzkosten (Kern- und Braunkohle) verschlechtern die Marktsituation für flexible Gaskraftwerke.
- › **Versorgungssicherheit:** Es besteht die Gefahr regionaler Engpässe im Zuge des Atomausstieges. Zudem wird eine ausreichende Finanzierungsfunktion für die erforderlichen konventionellen Erzeugungskapazitäten (Back-up Kapazitäten) am Energy-only Markt in Frage gestellt.

- › **Schiefelage bei Diskussion Kostenentwicklungen mit Wirkungen auf Akzeptanz:** oftmals wird die Höhe der EEG-Umlage als Indikator für die Kosten der Energiewende verwendet. Dieser Indikator ist jedoch nicht geeignet, führt zu einer Schiefelage der Diskussion und zu ineffizienten kurzfristigen Eingriffen. Für die Abschätzung der Kosten der Energiewende sollten vielmehr Differenzkostenabschätzungen in Form eines neu entwickelten Indikators genutzt werden. Eine verursachergerechtere Umlegung der Kosten sollte zudem beachtet werden.

Handlungsempfehlungen zu Designelemente des zukünftigen Strommarkts

- › **Die Notwendigkeit konventioneller Kapazitäten:** Die Sicherstellung von konventionellen Kapazitäten ist bei einem Wandel hin zu einem weitgehend auf EE basierendem Stromsystem unabdingbar. Es werden flexible konventionelle Kapazitäten benötigt, die in der Übergangszeit finanzierbar bleiben müssen. Das SRU-Gutachten zeigt bestehende Vorschläge für Vergütungsmodelle im Rahmen von Kapazitätsmärkten und strategischen Reserven auf. Als Modelle stehen umfassende, selektive und fokussierte Kapazitätsmärkte zur Debatte. Diese müssen die Forderung nach flexiblen Kapazitäten erfüllen und eine Konsistenz mit Klimaschutzziele bieten. Dabei wird diskutiert, den Mechanismus mit Hilfe von wiederkehrenden Auktionen flexibel und reversibel auszulegen. Dämpfende Effekte auf den Strompreis mit Rückwirkung auf die Finanzierbarkeit und entstehende Mitnahmeeffekte werden vom SRU als Probleme bei Kapazitätsmärkten aufgeführt. Die strategische Reserve als preisbasierter Kapazitätsmechanismus gilt dabei als Möglichkeit, einige dieser Probleme zu vermeiden. Der SRU empfiehlt daher die Einführung einer strategischen Reserve.
- › **Die strategische Bedeutung des CO₂ Preises:** Unflexible konventionelle Kraftwerke müssen sukzessive aus dem Strommarkt ausscheiden um erneuerbare Energien kosteneffizient weiter auszubauen. Zum Erreichen dieses Ziels kann ein hinreichend hoher CO₂ Preis beitragen. Der CO₂ Preis hat einen signifikanten Einfluss auf die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke am Strommengenmarkt. Die Stärkung des CO₂ Preises wird dabei als „no-regret“ Maßnahme kategorisiert. Als erste Option sollten gemäß SRU Reformoptionen des EU EHS auf europäischer Ebene vorangetrieben werden. Zudem wird die Einführung eines nationalen CO₂-Mindestpreises als Weiterentwicklung der Energiesteuer empfohlen.
- › **Weitere No-regret Maßnahmen:** Dazu gehören Maßnahmen zur Flexibilisierung der Marktstrukturen (Stärkung des kurzfristigen Handels) und der Nachfrage (insbesondere verbessertes Lastmanagement). Als letzte Maßnahme führt der SRU die **europäische Integration** auf. Die vertiefte europäische Marktintegration und der grenzüberschreitende Netzausbau tragen dazu bei, dass unterschiedliche zeitliche Last- und Angebotsprofile in den Mitgliedstaaten besser integriert werden. Vorhandene Netz-, Erzeugungs- und Speicherkapazitäten ließen sich so effizienter nutzen.
- › **Reformbedarf beim EEG:** Das EEG steht auf Grund seiner Steuerungsprobleme und Überförderungsbestände in der Kritik. Deshalb schlagen viele Experten den Wechsel hin zu einem Quotenmodell vor. Der SRU argumentiert hingegen, dass ein Quotenmodell Effizienz- und Effektivitätsmängel durch Mitnahme-

effekte, hohe Risiken (die sich bei Investitionsfinanzierungen niederschlagen) und Wettbewerbsverringereung (Etablierung eines Oligopols) aufweist. Es wird hingegen argumentiert, dass das EEG zu starken Lernprozessen bei der Technologieentwicklung und somit einen großen Beitrag zum Ausbau der EE geleistet hat. Diese Vorteile werden auch durch die vielfache, international verbreitete Anwendung des EEG bestärkt. Deshalb schlägt der SRU eine Reform des EEG vor: **Eine Weiterentwicklung und damit Vertiefung der gleitenden Marktprämie** (s. Vertiefung im nächsten Abschnitt).

Vorschlag des SRU zur Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie

Die Handlungsempfehlung des SRU zur Weiterentwicklung des EEG folgt der Zielsetzung, die EE stärker am Markt zu integrieren. Jedoch ist zu erwarten, dass durch Direktvermarktung am Strommengenmarkt keine Deckung der Investitions- und Wartungskosten der erneuerbaren Energien stattfindet. Ein **kombiniertes Vergütungssystem** bestehend aus Marktelement und staatlich festgelegter Prämienzahlung bleibt weiterhin notwendig.

Mit der Einführung der **gleitenden Marktprämie** ist bereits ein erster Schritt in diese Richtung erfolgt. Die Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie soll gemäß SRU Anreize setzen, EE-Anlagen in der Investitionsphase wertorientiert zu konzipieren (statt wie bisher mengenorientiert). Durch wertorientierte Anlagen wird das Einspeiseverhalten über den Tagesablauf nachfrageorientierter ausgerichtet. In diesem Sinne schlägt der SRU folgende Elemente für eine **Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie** vor:

- › **Direktvermarktung:** verbindliche Direktvermarktung aller erneuerbaren Energien-Anlagen, lediglich für Kleinanlagen können während einer Übergangszeit Ausnahmen erwogen werden.
- › **Umstellung der Vergütungsbegrenzung:** Anstatt einer zeitlichen Befristung für die Inanspruchnahme der Marktprämie sollte eine mengenmäßige Befristung pro Anlage festgelegt werden. Dabei wird eine maximal geförderte Arbeitsmenge definiert, die in Form eines leistungsspezifischen Kilowattkontingents eingeführt werden sollte. Dieses Kontingent wird nach technologie- und standortorientierten Indikatoren berechnet und muss eine bindende Restriktion sein. Anlagenorientierung und Einspeiseverhalten werden dadurch volkswirtschaftlich optimiert, da über die Optimierung der Fördersumme ein Anreiz besteht Anlagen wertorientiert auszurichten. Außerdem haben Anlagenbetreiber nur dann einen Anreiz einzuspeisen, wenn der Marktpreis – und damit der volkswirtschaftliche Nutzen – positiv ist.
- › **Höhe der Marktprämie:** Die Berechnung der gleitenden Marktprämie sollte in einem neuen Modell auf Basis einer standort- und technologiespezifischen virtuellen Referenzanlage stattfinden. Es wird eine mengenorientierte Referenzanlage definiert, bei der ein Referenzerlös je geförderter Kilowattstunde festgelegt wird. Diese Referenzerlöse entsprechen den fixen Einspeisevergütungen im heutigen System (stellt die Refinanzierung der Anlage sicher). Die gleitende Marktprämie berechnet sich als Differenz zwischen dem Referenzerlös der mengenorientierten Referenzanlage und dem durchschnittlichen Markterlös. Übersteigt

der durchschnittliche Marktpreis des von der Referenzanlage erzeugten Stroms den Referenzerlös je Kilowattstunde, wird keine Prämie ausbezahlt; die geleistete Arbeit wird dennoch vom förderfähigen Kilowattstundenkontingent abgezogen, um eine Überförderung zu vermeiden.

- › **Dynamische Anpassung der Marktprämie:** Außerdem ist eine „politikfreiere“ Festlegung der Prämienhöhe auf Basis eines Kostenindex notwendig. Eine Degression der Fördersätze, wie es sie bisher auch im EEG gibt, soll bei diesem Modell beibehalten werden. Im hier vorgeschlagenen Marktprämienmodell bliebe der anlagenspezifische Referenzerlös für das gesamte förderfähige Kilowattstundenkontingent konstant. In Zukunft sollte aber das Tempo der Absenkung (der Referenzerlöse) für neue Anlagen durch eine Behörde in einem transparenten Verfahren auf der Basis eines Kostenindex erfolgen.

Abschließend wird dargelegt, dass die Einführung eines Prämienmodells *mit fixen Zahlungen* die Marktpreisrisiken vollständig auf die Investoren übertragen würde. Die Investitionstätigkeit würde reduziert bzw. es würden Forderungen nach deutlich erhöhter Risikozuschläge entstehen. Gleichzeitig bestehen auch Überförderungsrisiken, welche sich negativ auf die Fördereffizienz auswirken können. Der SRU erachtet die gleitende Marktprämie daher als gesamtwirtschaftlich effizienter, da diese die Marktpreisrisiken gerechter zwischen Investoren und Verbrauchern verteilt.

Weitere Handlungsempfehlungen des SRU zur Ausgestaltung des Strommarktes

Um die Verteilungsgerechtigkeit beim EE-Ausbau zu verbessern und um den EE-Ausbau insgesamt effizienter zu gestalten, empfiehlt der SRU zudem folgende Optimierungen:

- › **Reduktion der Begünstigung bei EEG-Umlage:** Befreiungstatbestände sind ein großer Kostentreiber der EEG-Umlage. Unabhängig von der rechtlichen Prüfung durch die Europäische Kommission fordert der SRU, das aus ökonomischen Gründen die Ausnahmen im Rahmen des EEG analog den Regelungen im Emissionshandel zurückgeführt werden sollten. Damit würde sowohl das politisch avisierte Ziel einer Entlastung der energieintensiven, im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen erreicht und zudem würden auch die nicht-privilegierten Verbraucher entlastet.
- › **Portfolio Optimierung.** Durch eine Optimierung des zukünftigen Förderportfolios kann eine bessere Balance zwischen teuren und weniger teuren Technologien erreicht werden. Durch Analyse von Lernkurven zeigt der SRU, dass Offshore- und Onshore-Windkraft noch hohe Lernkurveneffekte aufweisen, die über die Weiterentwicklung der Marktprämie besser ausgeschöpft würden. Auch weiter gefasste systemische Vorteile, wie etwa der geringere Bedarf an teurer Speicherkapazität von Offshore- gegenüber Onshore-Windkraft, sollten bei der Optimierung berücksichtigt werden. Eine weitere Optimierungsmöglichkeit ist die Ausrichtung des Portfolios an der Komplementarität der Technologien.
- › **Technologiespezifische Fragen:** Wegen ökologischer Folgen sowie unerwünschter Verteilungseffekte empfiehlt der SRU die Beendigung der Förderung von Anbau-Biomasse. Für Offshore-Wind schlägt der SRU vor, die feste Einspeisevergütung langfristig durch ein Ausschreibungsmodell zu ersetzen.

- › **Einspeisevorrang.** Da verschiedene Hemmnisse und Benachteiligungen für den Einsatz von EE bestehen, schlägt der SRU ein Beibehalten des Einspeisevorrangs auf absehbare Zeit vor.
- › **Garantierter Netzzugang.** Der Netzausbau ist die wichtigste und kostengünstigste Flexibilitätsoption. Daher fordert der SRU, garantierten Netzzugang beizubehalten.

14. IZES et al: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes (publ. Oktober 2013)

6. NOVEMBER 2017 | ANNEX FACTSHEETS_SEK.DOCX

Auftraggeber: Baden-Württemberg Stiftung gGmbH

Autoren: IZES gGmbH, Prof. Dr. Peter Bofinger, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Link: [Stromsystem-Design](#)

Fokus: Strom

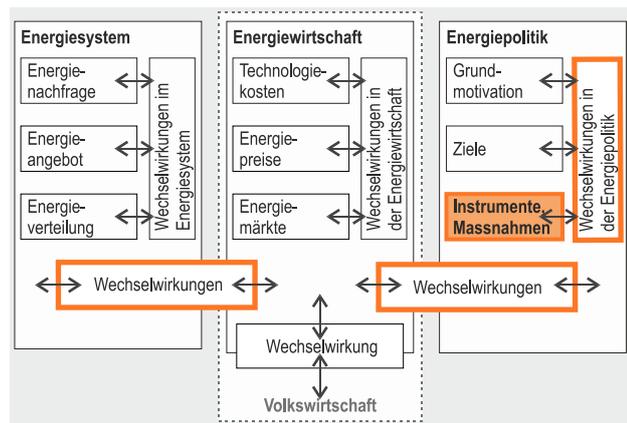
Ziel und Kernbotschaft: Die Studie macht

Vorschläge für eine Weiterentwicklung des EEG („EEG 2.0“). Der Zeithorizont ist 2020, einzelne Vorschläge gehen auch über dieses Jahr hinaus. Dabei wird das EEG als Bestandteil eines umfassenderen Regenerativwirtschaftsgesetzes begriffen, in dem u.a. die Systemergänzung durch flankierende Flexibilitätsoptionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie die infrastrukturellen Systemvoraussetzungen geregelt werden. Ausgehend von der Erkenntnis, dass die verschiedenen EE-Technologien unterschiedliche Charakteristika aufweisen wird für das EEG 2.0 ein nach Technologien differenziertes Finanzierungsmodell vorgeschlagen. Die juristische Prüfung der Reformoptionen kommt zum Schluss, dass diese mit dem aktuell gültigen EU-Recht und der aktuellen Rechtsprechung kompatibel sind. Für eine abschließende Bewertung müssten jedoch die neuen EU-Leitlinien zu Umwelt- und Energiebeihilfen berücksichtigt werden, die voraussichtlich Anfang 2014 abschließend festgelegt werden.

Methodik: Zuerst erfolgt eine theoretische Darstellung der Stärken und Schwächen der folgenden Finanzierungsmodelle:

- › Einspeisevergütung
- › fixe ex-ante Marktprämie
- › Quotenmodell mit geringer Technologiedifferenzierung
- › administrativ, ex ante festgelegt Kapazitätsprämie
- › Kapazitätsprämie auf Basis von Ausschreibungen

Die Bewertung erfolgt dabei entlang von vier Gruppen von Kriterien: technisch-ökologische Kriterien, Kriterien zur Umsetzbarkeit/Steuerbarkeit, Kriterien zur gesellschaftlichen Einbettung sowie ökonomische Eigenschaften/Wirkungen. Für die ökonomischen Eigenschaften werden die Ergebnisse des Bofinger-Gutachtens vom September 2013 aufbereitet (siehe Factsheet). Auf Basis dieser theoretischen Bewertung



und unter Berücksichtigung der verschiedenen Charakteristika der EE-Technologien wird für jede EE-Technologie ein spezifisches Finanzierungsmodell entwickelt.

Ziele der Novellierung des EEG:

Die Studie setzt folgende Ziele für die Novellierung des EEG:

- › Kosteneffizienter Ausbau der Erneuerbaren Energien und Vermeidung überhöhter Renditen um den Anstieg der EEG-Umlage zu bremsen.
- › Die Menge des Zubaus an EE-Anlagen soll besser gesteuert werden als bisher (Ziele genauer erreichen, Belastung durch EEG-Umlage reduzieren, bessere Verzahnung mit dem Ausbau der erforderlichen Infrastruktur).
- › Verstärkte Marktintegration der Erneuerbaren Energien (systemdienlichen Auslegung und Betriebsweise der EE-Anlagen).

Eigenschaften der verschiedenen Modelle:

	Nicht stark differenziertes Quotenmodell	Fixe Marktprämie	Kapazitätsprämie (administrativ)	Ausschreibung einer Kapazitätsprämie	Einspeisevergütung (FIT)
Vermeidung von Überrenditen	Nein	Möglich	Möglich	überwiegend	Möglich
Wer trägt wesentliche Risiken?	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber	Stromverbraucher
Vermarktung: unverzerrte Reaktionen auf Börsenpreise	Nein	Nein	Ja	Ja	Keine Vermarktung
Häufigkeit der Abregelung von EE (im Vergleich zum FIT)	Häufig	Häufig	Merklich häufiger	Merklich häufiger	
Akteursvielfalt	Kleine Betreiber stark gefährdet	Kleine Betreiber gefährdet	Kleine Betreiber gefährdet	Kleine Betreiber gefährdet	gewahrt
Zielerreichung	eingeschränkt	„atmender Korridor“	„atmender Korridor“	Grundsätzlich möglich	„atmender Korridor“
Informationserfordernisse für Regulierer	Gering	Sehr hoch (bei Differenzierung)	Sehr hoch (bei Differenzierung)	Mittel	Hoch (bei Differenzierung)
Flexibilität	Sehr gering	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch
Schnelle Umsetzbarkeit	Eingeschränkt	Ja	Ja	Nein	Ja

Die **Einspeisevergütung** erfüllt die Kriterien Akteursvielfalt und Risikoverteilung am besten, jedoch nutzt sie die Chancen der Direktvermarktung nicht. Die **Ausschreibung einer Kapazitätsprämie** vermag Überrenditen abzuschöpfen und gewährleistet (zumindest aus theoretischer Sicht) die Zielerreichung. Jedoch

muss das Design der Ausschreibung sehr gut geprüft werden, da kleine Unterschiede ihre Funktionsfähigkeit stark beeinträchtigen können. Die **fixe administrative Kapazitätsausschreibung und fixe Marktprämie** sind beide schnell umsetzbar und stellen daher einen geeigneten Übergang dar. Die administrative Kapazitätsausschreibung hat gegenüber der fixen Marktprämie den Vorteil, dass sie die Preissignale nicht verzerrt (maximale Marktintegration). Die Marktprämie hingegen hat den Vorteil, dass eine größere EE-Strommenge untergebracht werden kann, weil die EE-Anlagen weniger schnell abgeregelt werden. Eine Auswahl zwischen diesen beiden Modellen kann nur nach detaillierter, technikspezifischer Analyse erfolgen. Das **Quotenmodell** wird von den Autoren abgelehnt, da es sich nicht für eine Technologiedifferenzierung eignet, diese jedoch zum heutigen Zeitpunkt als notwendig erachtet wird, um Überrenditen zu vermeiden.

Eigenschaften der EE-Technologien

Die heute eingesetzten EE-Technologien haben unterschiedliche Eigenschaften. Um eine möglichst technologiegerechte Förderung zu erreichen, sollte daher das Förderinstrument auf die Technologie abgestimmt werden. Das bedeutet, dass nicht ein einheitliches Förderinstrument für alle Technologien sondern technologiespezifische Förderinstrumente zum Einsatz kommen sollten. Folgende Eigenschaften werden den Technologien zugeschrieben:

	PV	Wind-Onshore	Wasserkraft	Wind-Offshore	Biomasse	Geothermie
Steuerbar mit gesicherter Verfügbarkeit?	Nein	Nein	Teilweise und eingeschränkt	Nein	Ja	Ja
Stand der Technik	Starke Lerneffekte bereits erzielt	Mittlere Lerneffekte bereits erzielt	Ausgereift	Am Anfang der Lernkurve	Überwiegend ausgereift	Noch nicht routinemäßig beherrscht
Kosten aus technischen Risiken der Anlageninvestition	Gering	Gering	Gering	Hoch	Gering	Sehr hoch
Kapitalintensität	Sehr hoch	Sehr hoch	Sehr hoch	Sehr hoch	Weniger hoch	Sehr hoch
Größe der Anlagen	Sehr klein bis groß	Klein bis sehr groß	Klein bis sehr groß	Sehr groß	Klein bis groß	Groß

- › Biomassennutzung ist steuerbar und technisch schon sehr ausgereift, sodass hier Fragen der Technikentwicklung keine grundlegende Rolle mehr spielen. Gleichzeitig ist die Kapitalintensität relativ gering, was mögliche Kostensteigerungen und Risikoerhöhungen durch eine Direktvermarktung begrenzt. Insoweit kann auch für kleinere Anlagen eine Direktvermarktung anvisiert werden. Aus Effizienz- und Umweltgründen ist eine KWK-Nutzung angezeigt.

- › Geothermie ist zwar steuerbar, jedoch noch keine ausgereifte Technik, und weist hohe Kapitalkosten auf. Der Umgang mit Investitionsrisiken spielt daher für die Anreizung von Neuanlagen eine zentrale Rolle.
- › Offshore Windenergie ist nicht steuerbar, weist hohe Kapitalkosten auf und ist noch keine ausgereifte Technologie. Aufgrund der hohen Investitionsrisiken investieren in der Regel nur große Energieunternehmen in solche Anlagen. Hier kann ein Ausschreibungsverfahren relativ hohe Unsicherheiten bzgl. der Kostenfunktion beseitigen.
- › PV, Wind-Onshore und Wasserkraft sind sich in den zentralen Attributen sehr ähnlich: Die technologischen Risiken sind gering, sie sind sehr kapitalintensiv, die Leistung der Anlagen ist weit gestreut und reicht von klein bis sehr groß.
- › Aufgrund der Eigenschaften wird vorgeschlagen für Biomasse, Geothermie und Wind-Offshore je einen eigenen Fördermechanismus zu konzipieren und für PV, Wind-Onshore und Wasserkraft ein gemeinsames Optionenmodell (mit Differenzierung in Bürgerenergieanlagen und Anlagen professioneller Investoren) zu implementieren.

Die vorgeschlagenen Fördermechanismen

Die vorgeschlagenen Fördermechanismen kommen nur für Neuanlagen zur Anwendung. Für EEG-Bestandsanlagen gilt das bisherige Regime (Bestandsschutz).

Vorschlag für PV, Wind-Onshore und Wasserkraft

Die Investoren können zwischen zwei Optionen wählen. Haben sie sich für eine entschieden, ist kein Wechsel zur anderen Option mehr möglich. Die Wahlmöglichkeit soll gewährleisten, dass die Akteursvielfalt weiterhin gewahrt bleibt. Beiden Optionen gleich sind folgende Elemente:

- › Technologiespezifische Vergütung
- › Standortdifferenzierung (zumindest für Wind-Onshore)
- › Keine Entschädigung bei Netzengpässen bis zu einem zu definierenden maximalen Abregelungsniveau
- › Keine Entschädigung für Abregelung nach § 13.2 EnWG.
- › Option „Bürgermodell“
- › Zielgruppe: Risikoscheue Investoren mit geringen Strommarktkenntnissen, überschaubaren Investitionssummen und mittleren Renditeerwartungen
- › Modelle: Fixe, administrativ festgelegte Einspeisevergütung über 20 Jahre differenziert nach Technologien und Standorten
- › Kontinuierliche Anpassung der Einspeisevergütung an Kostentreiber
- › Abnahmepflicht für ÜNB, Vermarktung durch ÜNB oder Dritte
- › Abregelung bei negativen Preisen, jedoch dafür entsprechende Verlängerung des Vergütungszeitraumes um Anzahl ab geregelter Stunden.

- › Option „Integrationsmodell“
- › Zielgruppe: Professionelle Investoren
- › Modell: fixe administrativ festgelegte jährliche Kapazitätsprämie in EUR/KW. Mittelfristig Umwandlung in eine ausschreibungsbasierte Kapazitätszahlung.
- › Mindestverfügbarkeit der Kapazität muss nachgewiesen werden
- › Abschöpfung von Überrenditen bei hohen Strompreisen durch Verringerung der nächstjährigen Kapazitätszahlung und im Gegenzug garantierter Mindeststrompreis über Erhöhung der nächstjährigen Kapazitätszahlung.
- › Direktvermarktung

Vorschlag für Biomassennutzung

Bioenergieanlagen erhalten eine Kombination aus einer fixen Markt- und einer fixen Kapazitätsprämie.

- › Die Höhe der Marktprämie auf jede eingespeiste kWh wird so angesetzt, dass die Anlagenbetreiber bei einem Preis, der die Brennstoffkosten konventioneller Kraftwerke gerade nicht mehr deckt, noch einen positiven Deckungsbeitrag erzielen.
- › Die Höhe der Kapazitätsprämie in EUR/kW wird so abgestimmt, dass sie mit der Marktprämie einen rentablen Bau von Anlagen ermöglicht. Bei der Berechnung ihrer Höhe werden auch Wärmeerlöse und eine mögliche Vermarktung auf Regelenergiemärkten berücksichtigt.

Vorschlag für Wind-Offshore

- › Modell: Fixe (ex-ante) Kapazitätsprämie im Pay-as-bid-Ausschreibungsverfahren
- › Vorentwicklung der potenziellen Standorte durch eine staatliche zentrale Instanz, um Investitionsrisiken zu senken.
- › Versteigerung der Standorte in einem Bieterwettbewerb. Rahmenbedingungen entsprechen dem Integrationsmodell von PV-, Wind-Onshore- und Wasserkraftanlagen (fixe Kapazitätszahlung).
- › Vertragsstrafe, falls Anlage nicht in angemessenem Zeitraum erstellt wird.

Vorschlag für Geothermie

Bei Geothermieanlagen sind der noch nicht ausgereifte Stand der Technik sowie das hohe Investitionsrisiko zu beachten. Für **hydrothermale Verfahren** werden Investitionszuschüsse und Bürgschaften vorgeschlagen, da sie die hohen Investitionsrisiken effektiv mildern. Für **petrothermische Verfahren** wird aufgrund der noch erforderlichen technischen Entwicklungen und der Umweltrisiken keine Förderung über das EEG empfohlen. Hier sollen zuerst in Einzelprojekten noch offenen Fragen geklärt werden.

Die folgende Grafik fasst zusammen, welche Technologie wie gefördert werden soll:

	Wind-Onshore	PV	Wasserkraft	Biomasse	Wind-Offshore	Geothermie
Einspeisevergütung	X	X	X			
fixe Marktprämie						
* administrativ festgelegt				X		
* durch Ausschreibung						
Kapazitätsprämie						
* administrativ festgelegt	X	X	X	X		
* durch Ausschreibung					X	
obligatorische DV	X	X	X	X	X	X
Investitionszuschuss						X
(Bürgschaft)						X

■ Option A: Bürgermodell

■ Option B: Integrationsmodell

Weitere Vorschläge:

Das Trade-off von negativen Preisen und die Anpassungsumlage

Negative Strommarktpreise erhöhen die durch die EEG-Umlage zu finanzierende Vergütung für EE-Anlagen. Aktuell wird daher von vielen Akteuren gefordert, dass eine EE-Einspeisung bei negativen Preisen zu vermeiden sei. Andererseits setzen negative Strompreise Anreize, in flexible Kraftwerke zu flexibilisieren und Speicheroptionen weiter voranzutreiben. Durch die Einführung einer Anpassungsumlage könnte dieser Zielkonflikt gelöst werden. Durch die Anpassungsumlage soll der negative Preis, der für die abgeschalteten FEE-Anlagen erforderlich wäre, um sie in den Spotmarkt zu bringen, den inflexiblen konventionellen Kraftwerken angelastet und für die zusätzliche Senkung einer EEG-Umlage verwendet werden. Die Anpassungsumlage wird dann relevant, wenn nicht alle Mengen von fluktuierenden erneuerbaren Energien zu einem bestimmten Zeitpunkt einen Zuschlag an der Strombörse erhalten und gleichzeitig jedoch inflexible konventionelle Anlagen in Betrieb sind. Die Anpassungsumlage wird in der Studie nicht vertieft geprüft. Es wird darauf hingewiesen, dass dies noch notwendig sei.

Vorschläge im Bereich Netz

- › Es wird gefordert, dass Maßnahmen, die den erforderlichen Netzausbau reduzieren, konsequenter genutzt werden sollen (Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlage, regelbare Ortsnetztransformatoren, steuernder Eingriff bei Verbrauchern und Erzeugern, Abregelung von kurzzeitigen Leistungsspitzen).

- › Rahmenbedingungen für den Netzausbau: Anpassungen hinsichtlich Einfachheit und Transparenz der Regelungen sowie die Reduktion des Zeitverzuges zwischen Investition und Erlösrückfluss notwendig. Ein konkreter Vorschlag wird nicht gemacht. Es wird jedoch darauf hingewiesen, den Vorschlag des Wirtschaftsausschusses des Bundesrates in dieser Hinsicht umzusetzen.
- › Abregelungen, die durch die Netzbetreiber auf Grund von Netzengpässen vorgenommen werden müssen, sollen zu einem Teil nicht entschädigt werden, um den EE-Investoren dadurch Signale für netzoptimale Standorte zu geben. Gleichwohl ist vom Grundsatz her an dem Ziel des bedarfsgerechten Netzausbaues festzuhalten, da der Netzausbau in Relation zu den Gesamtkosten der Systemtransformation sehr günstig ist.
- › Netzentgelte sollen sich an der vorgehaltenen Kapazität und nicht am Energiebezug bemessen. Dies kann durch einen höheren Grundpreis oder eine Leistungspreiskomponente (Netzanschlussleistung) erfolgen. Dadurch soll die Bevorzugung der Eigenerzeugung wegfallen. Für die detaillierte Ausgestaltung besteht noch Forschungsbedarf.

Zielerreichung gemäß Studie:

Das Gutachten geht von den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung aus. Es wird geprüft, wie die EE-Ausbauziele auf effiziente und effektive Weise erreicht werden können.

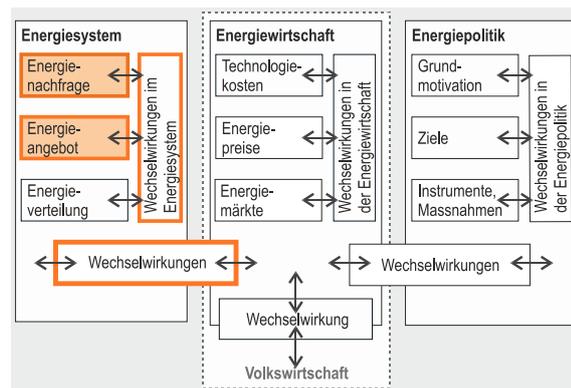
15. Fraunhofer ISE: Energiesystem Deutschland 2050 (publ. November 2013)

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft (Auftraggeber) und Projektträger Jülich (Betreuung)

Autor: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)

Link: [Energiesystem Deutschland 2050](#)

Fokus: Strom, Wärme, Mobilität, Industrieprozesse



Ziel und Kernbotschaft:

Die Studie untersucht, wie ein kostenoptimales Energiesystem im Jahr 2050 aussieht, das die CO₂-Emissionen um mindestens 80% gegenüber 1990 reduziert. Dabei werden alle Energiebereiche (Strom, Wärme, Mobilität und industrielle Prozesse) berücksichtigt. Das Energiesystem Deutschland 2050 wird gemäß den Ergebnissen der Studie deutlich strombasierter ausgestaltet sein: sowohl in den Bereichen Wärme als auch Verkehr entsteht zusätzliche Stromnachfrage (Wärmepumpen und E-Mobilität). Es wird aufgezeigt, dass im Jahr 2050 die jährlichen anfallenden Vollkosten eines Energiesystems, das die CO₂-Emissionen um gut 80% ggü. 1990 senkt, mit den Kosten des heutigen fossil basierten Systems vergleichbar sind. Steigen die Preise für fossile Energieträger, sind die jährlichen Vollkosten eines Systems, das auf erneuerbaren Energien basiert, im Jahr 2050 sogar geringer als jene eines fossilen Systems.

Methodik:

Kombination a) einer zeitlich aufgelösten, stunden-genauen Modellierung der Wechselwirkungen von Energiebereitstellung und -verbrauch über alle Sektoren hinweg und b) der Anwendung einer Optimierung, um kostenoptimale Systeme zu ermitteln. Es gibt in der Studie keinen Hinweis, dass auch die regionale Verteilung der Erzeugung und das Verbrauchs in Abhängigkeit der Übertragungskapazitäten modelliert wird (Thema Netzengpässe).

Ergebnisse:

- › Um die Klimaziele der Energiewende zu erreichen, muss (regenerativ erzeugter) Strom auch für Raumheizung, Warmwassererzeugung, industrielle Prozesse und den Verkehrsbereich eine zentrale Rolle spielen. In den klassischen Verbrauchsbereichen muss der Stromverbrauch signifikant reduziert werden.
- › Der starke Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien führt zu starken Schwankungen der Residuallast. Um diese Schwankungen auszugleichen müssen alle Optionen für die flexible Nutzung des

Stroms in allen Verbrauchssektoren erschlossen werden. Insbesondere Speichertechnologien spielen dabei eine zentrale Rolle. Die Studie zeigt eine Kaskade der verfügbaren Optionen.

- › Ein moderater Ausbau von Wärmenetzen, die mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen betrieben werden, wird empfohlen. Große Wärmespeicher, die an diese Wärmenetze angeschlossen sind, ermöglichen einen überwiegend stromgeführten Betrieb der KWK-Anlagen. Somit können KWK-Anlagen einen Beitrag zur Sicherstellung der Residuallast leisten, wenn nicht ausreichend Wind- und Solarenergie verfügbar sind. Überschüsse der zeitgleich erzeugten Wärme können in großen Wärmespeichern effizient und kostengünstig gespeichert werden.
- › Ist der Umbau der Energieversorgung vollzogen, so sind die jährlichen Vollkosten für die Volkswirtschaft in der gleichen Größenordnung wie für unsere heutige Energieversorgung. Unter der Annahme, dass die Preise fossiler Energieträger steigen, ist eine Energieversorgung wie heute im Jahr 2050 teurer als das aufgezeigte klimaschonende Energiesystem. (In der Berechnung nicht berücksichtigt werden die Kosten für die Umstellungen im Mobilitätsbereich inkl. der dafür notwendigen Versorgungsketten. Eine Aussage über die Wirkung des Einbezugs dieser Kosten existiert nicht.)
- › Sollen die CO₂-Emissionen um mehr als 85% gesenkt werden, ist einerseits eine weitere Reduktion des Energieverbrauchs und andererseits ein überproportionaler Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich. Dies wird durch eine höhere Erzeugung synthetischer Brennstoffe notwendig, da diese relativ große Verluste in den Wandlungsketten mit sich bringt.
- › In einem Exkurs wird das kostenoptimale Verhältnis zwischen PV und Windenergie berechnet. Es resultiert ein schwaches Optimum bei einem Verhältnis 2:3. Es zeigt sich jedoch, dass ein Abweichen von diesem Wert nur geringe Auswirkungen auf die Kosten hat.

Annahmen
Stromnachfrage (1)
Preis fossile Brennstoffe (2)
Stromimport und -Export (3)
CO ₂ Reduktion
Maximale Stromlast

Ergebnis
Kraftwerkspark (4)
Bruttostromerzeugung (5)
Energiebedarf Gebäude (6)
Endenergiebedarf Verkehr (7)

Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	gering	mittel	stark	keine Aussage
-------------------	--------	--------	-------	---------------

Annahmen im Vergleich mit Referenzstudie	
1	Die Studie unterstellt, dass die Stromnachfrage in den „klassischen“ Strombereichen um 25% abnimmt. Die steigende Nachfrage aus neueren Bereichen (insb. Raumwärme und Verkehr) führt jedoch dazu, dass die Stromnachfrage insgesamt leicht zunimmt. Die Leitstudie geht von einer Abnahme des Stromverbrauchs um 25% aus.
2	Zu der Preisentwicklung fossiler Energien werden keine Angaben gemacht. Da die fossilen Brennstoffe im Jahr 2050 jedoch nur noch in geringem Umfang verwendet werden, können sie die Kosten und damit das Resultat der Studie auch nur in beschränktem Umfang beeinflussen.
3	Die betrachtete Studie lässt im Gegensatz zur Leitstudie keine Stromimporte und -exporte zu. Der Stromimport und -export würde voraussichtlich die positiven und negativen Residuallasten verringern.

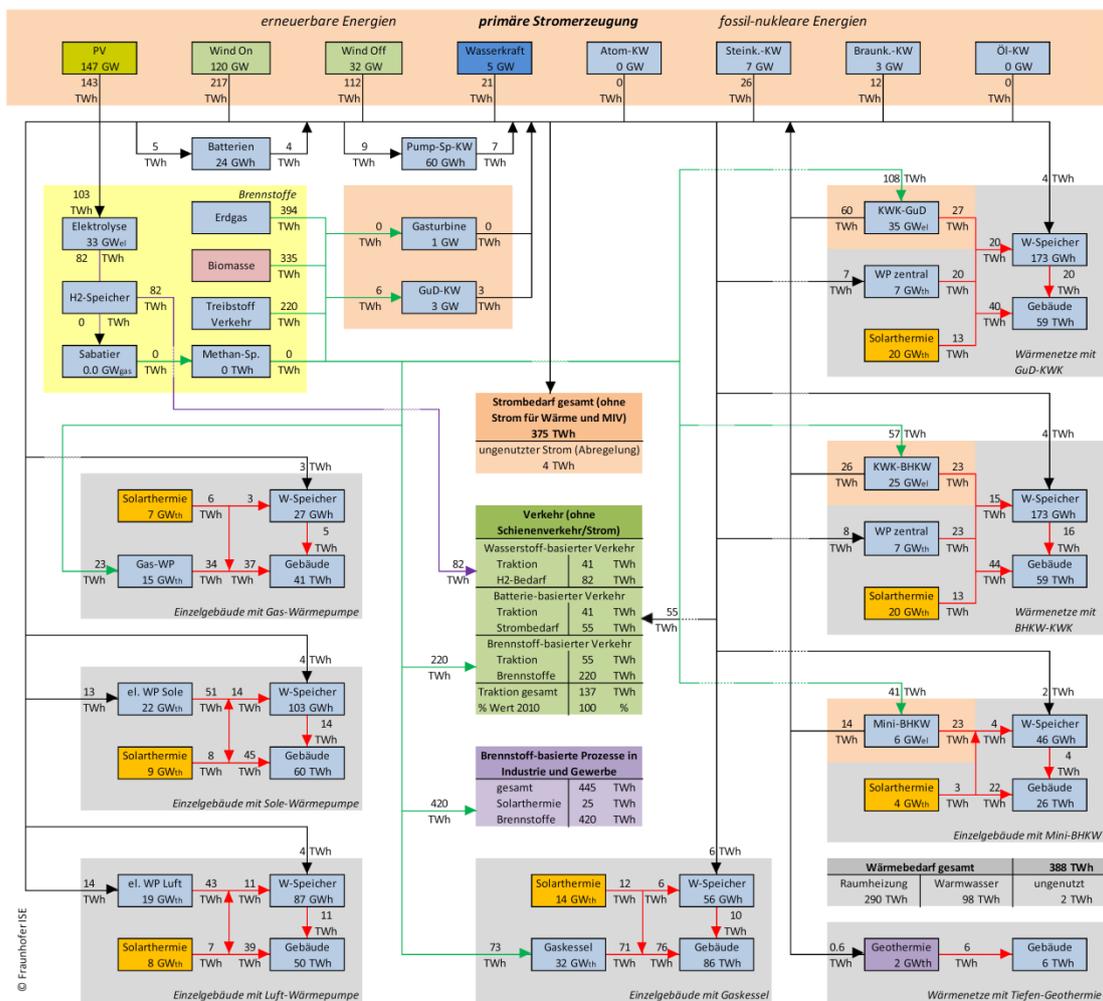
Ergebnisse im Vergleich mit Referenzstudie		
Nr.	Vergleich	Fazit
4	Die installierte Leistung liegt insgesamt deutlich höher als in der Leitstudie. Insb. die Leistung der erneuerbaren Energien wird rund doppelt so hoch angenommen (insb. doppelt so hohe Leistungen von Wind und PV). Der fossile Kraftwerkspark stützt sich stärker auf Braun- und Steinkohle und weniger stark auf GuD ab. Die Unterschiede leiten sich einerseits aus der deutlich höher angenommenen Stromnachfrage, der nicht berücksichtigten Import- und Exportoption sowie dem jüngst beobachteten Ausbau der Kohlekraftwerke ab.	Kann der Stromverbrauch nicht reduziert werden und kommen neue Stromanwendungen hinzu, ist zur Erreichung der Klimaziele ein stärkerer Ausbau der EE als bisher geplant notwendig.
5	Die Bruttostromerzeugung ist in der betrachteten Studie höher als in der Leitstudie. Dies hängt mit dem höheren Stromverbrauch und der fehlenden Importoption zusammen. Der Anteil an erneuerbarem Strom ist in etwa gleich.	Das Stromziel der Energiewende wird in Frage gestellt.
6	Der Heizwärmeverbrauch liegt aufgrund energetischer Gebäudesanierungen im Jahr 2050 um 60% unter dem heutigen Wert. Die Leitstudie geht von einer Abnahme der Primärenergie im Gebäudebereich um 80% aus. Ob die Ergebnisse der beiden Studien zum selben Ergebnis führen, hängt von der Erhöhung des Wirkungsgrades der eingesetzten Energie ab.	Die Daten der Studien sind nicht vergleichbar.
7	Die betrachtete Studie unterstellt, dass die Verkehrsleistung zwar konstant bleibt, durch effizientere Umwandlungsprozesse der Endenergiebedarf des Verkehrs jedoch deutlich abnimmt. Der Endenergieverbrauch des Verkehrs liegt leicht unter jenem der Leitstudie.	Kein Handlungsbedarf

Zielerreichung Energiewende gemäß Studie:

Die Ziele der Energiewende für das Jahr 2050 werden im berechneten Szenario weitgehend erreicht. Nicht erreicht werden die Ziele im Bereich Stromverbrauch. Ob das Gebäudeziel erreicht wird, hängt vom Wirkungsgrad der eingesetzten Technologie ab.

Zielerreichung: Quantifizierte Ziele der Energiewende							
Jahr	Klima	Erneuerbare Energien		Effizienz im Verhältnis zu 2008			
		Anteil Strom (mind.)	Anteil gesamt (mind.)	Primär-energie-verbrauch	Elektr. Energie-verbrauch	Gebäude-energie-verbrauch	Verkehr
2050	-80% bis -95%	80%	60%	-50%	-25%	-80% Primär-energie?	-40% End-energie

ANHANG: ENERGIESYSTEM DEUTSCHLAND 2050



16. Dr. J. Nitsch: Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition (publ. Feb. 2014)

Auftraggeber: Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.

Autor: Dr. Joachim Nitsch

Link: [Energieszenarien vor Hintergrund Koalitionsvertrag](#)

Fokus: Gesamtsicht (Strom, Wärme, Mobilität)

Ziel und Kernbotschaft:

Die Studie untersucht, wie der Koalitionsvertrag sich auf die Erreichung der Ziele der Energiewende auswirkt. Insgesamt wird festgestellt, dass wenn nur die aus dem Koalitionsvertrag ersichtlichen Maßnahmen ergriffen werden, langfristig alle Ziele der Energiewende deutlich verfehlt werden.

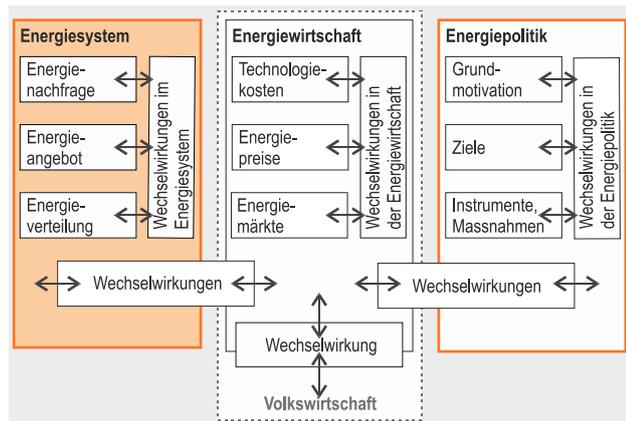
Methodik:

Mit dem Modell, welches auch für Leitstudie verwendet wurde, werden verschiedene Energieszenarien für den Zeitraum von heute bis 2060 berechnet. Die Methodik ist identisch wie in der Leitstudie. Neu wurden die Ausgangsdaten auf das Jahr 2013 upgedatet und es wurden neue Szenarien gebildet, anhand deren die Auswirkungen der Energiepolitik gemäß Koalitionsvertrag analysiert werden können.

Szenarien:

Hauptszenarien:

- › Szenario 100 (2014) (Zielszenario): Aufbauend auf den Eckdaten des Jahres 2013 wird eine Energieversorgung modelliert, die die vorgegebenen mittelfristigen CO₂-Reduktionsziele des Energiekonzepts mittels einer sinnvollen Kombination von Effizienzsteigerungen und EE-Ausbau in allen Sektoren sicher erreicht und langfristig das Treibhausgasminderungsziel von - 95% verwirklicht. Es wird angenommen, dass das dazu erforderliche energiepolitische Instrumentarium zügig aufgebaut wird und aktuelle Defizite rasch und wirksam beseitigt werden. Insbesondere werden folgende Rahmenbedingungen unterstellt:
 - › Verdoppelung der Steigerungsrate der Energieeffizienz gegenüber der Vergangenheit (Ehrgeizige Maßnahmen damit der Stromverbrauch bis 2020 um 8-9% verringert wird, 85% der bis 2020 möglicher Energieverbrauchsminderung wird erschlossen)



- › Strom: Bis 2025 Nettozubau von EE-Anlagen mit einer Leistung von 6.5 GW/a, nach 2025 5 GW/a. Der in den letzten Jahren beobachtete Trend hin zu Kohle wird wieder zugunsten von Gas umgekehrt (z.B. durch adäquaten CO₂-Preis).
 - › Steigerung der Energieeffizienz der Gebäude (z.B. durch verbesserte Abschreibungsmöglichkeiten oder ordnungsrechtliche Instrumente)
 - › Verkehr: strengere CO₂-Emissionsvorgaben, Verbrauchseindämmung im Güterverkehr (z.B. Verlagerung auf die Schiene).
 - › Wärme: Aktivierung verfügbarer Technologien im EE-Wärmemarkt (insb. Kollektoren, und Wärmepumpen).
 - › Entwicklung eines europäischen EE-Stromverbund.
-
- › Szenario GROKO: Bildet die Entwicklung ab, wenn sich die zukünftige Energiepolitik auf die im Koalitionsvertrag formulierten energiepolitischen Aktivitäten und Maßnahmen beschränkt (keine wesentlichen neuen Maßnahmen im Effizienz-, Wärme- und Verkehrsbereich, EE-Ausbau innerhalb des definierten Korridors). Das Szenario schreibt im Wesentlichen den Trend des letzten Jahrzehnts fort.

Weitere Szenarien:

- › Szenario NREAP: Dieses Szenario zeigt auf, wie sich das Energiesystem entwickeln muss, damit die Ziele des Nationalen Aktionsplan (NREAP) für das Jahr 2020 erreicht werden können. Die daraus resultierende Transformationsdynamik wird bis ins Jahr 2030 fortgeschrieben.
- › Szenario KONSTANT: Dieses Szenario wurde im Nachgang zu den anderen Szenarien entwickelt und bildet das im Januar erschienen Eckpunktepapier für die Reform des EEG ab. Bis ins Jahr 2020 ist es nahezu identisch mit dem GRKO Szenario. Nach 2020 liegt der Ausbau des EE-Stroms unterhalb des GROKO Szenarios, da unterstellt wird, dass der Bruttozubau der EE konstant bleibt. Da über die Zeit auch die EE-Anlagen altern und ersetzt werden müssen, führt das über die Zeit zu einem schwächeren Nettozubau von EE-Strom.
- › Szenario GROKO-Kohle: Ist ein Sensitivitätsszenario, das aufzeigt, wie die Entwicklung ausschaut, wenn im Szenario GROKO der aktuelle Trend zur Kohle nicht unterbunden werden kann.

Ergebnisse:

- › Im Koalitionsvertrag wird zwar das Klimaschutzziel für das Jahr 2050 übernommen (-80% bis -90% THG-Emissionen), der Zielkatalog, der den Weg dorthin differenziert nach verschiedenen Bereichen in 10-Jahresschritten aufzeigt wurde jedoch nur Bruchstückhaft übernommen. Auch werden kaum konkrete Maßnahmen erwähnt, die über die heutigen ausgehen. Insgesamt ist keine kohärente Strategie zu erkennen, wie die Energiewende umgesetzt werden soll.
- › Die Szenariorechnung zeigt, dass das Szenario GROKO folgende Ziele, die entweder verbindlich sind oder gemäß Koalitionsvertrag erreicht werden sollen, nicht erreicht:

- › CO₂-Emissionsminderung gemäß Energiekonzept 2011 (im Jahr 2020 nur -32% statt -40%, 2050 nur -60% statt -80% bis -95%. Falls der Trend zur Kohle nicht gestoppt werden kann, fällt die Emissionsreduktion noch tiefer aus.
- › Die verbindliche Zielvorgabe gemäß EU-Richtlinie 2009/28/EG, dass der Anteil an EE am Endenergieverbrauch im Jahr 2020 18% betragen muss, wird mit erwarteten 16,5% unterschritten.
- › Der Zielkorridor für den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch wird ab 2035 unterschritten. Werden die Konkretisierungen des im Januar veröffentlichten „Eckpunktepapier für die Reform des EEG“ mitberücksichtigt, fällt der EE-Ausbau ab 2030 eher noch geringer aus als im Szenario GROKO abgebildet.
- › Insbesondere in den Bereichen Wärme und Energieeffizienz, in denen bisher vergleichsweise wenig Fortschritte erreicht werden konnten, sind für die Erreichung der Ziele der Energiewende zusätzliche Maßnahmen erforderlich. So wird z.B. das Ziel der EU Richtlinie primär aufgrund der fehlenden Dynamik im Bereich der Energieeffizienz verfehlt. Da der Endenergieverbrauch mit den vorgesehenen Maßnahmen nicht wie im Energiekonzept 2011 vorgesehen reduziert werden kann, fällt der EE-Ausbau relativ zum Gesamtbedarf geringer aus.
- › Der im Koalitionsvertrag festgesetzte Zubaukorridor für EE-Strom liegt deutlich unter dem Pfad des Zielszenarios. Dadurch werden die Chancen für eine weitgehend CO₂-freie Energieversorgung in der Jahrhundertmitte klar reduziert.
- › Um bis Mitte des Jahrhunderts trotzdem noch eine weitgehend CO₂-freie Energieversorgung zu erreichen, müssen die nächsten Monate genutzt werden, die unkonkreten Absichtserklärungen des Koalitionsvertrags mit wirksamen Maßnahmen zu konkretisieren. Wichtige Punkte sind dabei die Anhebung des CO₂-Preises, Anpassung des bestehenden Stromsystems an die Anforderungen der EE (nicht umgekehrt!), Mobilisierung der Effizienzpotentiale, Dynamisierung des EE-Ausbaus im Wärmesektor, und verstärkte Anreize für den Ausbau der KWK.

Annahmen im Vergleich zur Referenzstudie

Da die Studienergebnisse mit demselben Modell wie die Leitstudie berechnet wurden, sind die Annahmen praktisch identisch. Die Eckdaten des **Zielszenarios** stimmen bis auf einen Punkt mit den erarbeiteten Szenarien in der Leitstudie überein. Die Abweichung entsteht im Strombereich. Hier wird nun nicht mehr ein abnehmender, sondern ein konstanter Strombedarf, unterstellt. **Damit die Klimaziele dennoch erreicht werden können, muss die installierte Leistung erneuerbarer Energien im Jahr 2050 100 GW höher sein als in der Leitstudie berechnet. Dies bedeutet, dass der EE-Ausbau stärker forciert werden muss, als aufgrund der Leitstudie erwartet wurde.** Der im Koalitionsvertrag vorgesehene Korridor liegt unter dem notwendigen Ausbau.

Mit dem Szenario GROKO können die Ziele des Energiekonzepts langfristig in keiner Hinsicht erreicht werden.

Zielerreichung gemäß Studie:

Im Szenario GROKO, das die Entwicklung des Energiesystems unter den aus dem Koalitionsvertrag ableitbaren Maßnahmen darstellt, werden langfristig sämtliche Ziele der Energiewende verfehlt. Kurz- bis mittelfristig kann das Ziel zum Anteil EE-Strom noch erreicht werden. In allen übrigen Bereichen werden die Ziele bereits im Jahr 2020 verfehlt.

Zielerreichung: Quantifizierte Ziele der Energiewende							
Jahr	Klima	Erneuerbare Energien		Effizienz im Verhältnis zu 2008			
		Anteil Strom (mind.)	Anteil gesamt (mind.)	Primär-energieverbrauch	Elektr. Energieverbrauch	Gebäude-energieverbrauch	Verkehr
2020	-40%	35%	18%	-20%	-10%	-20% Wärme	-10%
2030	-55%	50%	30%				
2040	-70%	65%	45%				
2050	-80% bis -95%	80%	60%	-50%	-25%	-80% Primärenergie	-40% Endenergie

17. Szenarienergebnisse KWK – Übersicht

Auftraggeber: Verschiedene, siehe Informationen zu den ausgewerteten Studien

Autoren: Autoren aller bisher betrachteten Studien im Rahmen der Metastudie unter Berücksichtigung weiterer relevanter Studien: Energieszenarien 2010 (Prognos, EWI & GWS), Energieszenarien 2011 mit Ausstiegsszenario (Prognos, EWI & GWS), Szenarien für den aktuellen Netzentwicklungsplan (ÜNB 2013), Maßnahmen zur Integration KWK (Prognos 2013).

Fokus: Strom und Wärme, insbesondere Kraft-Wärme-Kopplung

Ziel und Kernbotschaft:

Im Koalitionsvertrag der im November 2013 gebildeten Bundesregierung werden konkrete Ziele für den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in einem zukunftsfähigen Strommarktdesign bezüglich der Strom- und Wärmebereitstellung aufgeführt. Die rechtlichen und finanziellen Bedingungen für die umweltfreundliche KWK sollen so ausgestaltet werden, dass der **KWK-Anteil bis 2020 auf 25 Prozent** ausgebaut wird. Dieses Ziel entspricht dem bereits festgelegten Ziel des KWK-Gesetzes (Stand 2012).

Zur Interpretation dieses KWK-Ziels werden in diesem Factsheet die Aussagen zur KWK-Entwicklung bestehender Studien ausgewertet und verglichen.

Methodik:

Vergleiche quantitativer Zielsetzungen bezüglich des KWK-Anteils in den genannten relevanten Studien. Dabei werden drei Kriterien verglichen:

- › Bruttostromerzeugung aus KWK in TWh
- › Anteil KWK an der gesamten Stromerzeugung in %
- › Bruttowärmeerzeugung aus KWK in TWh

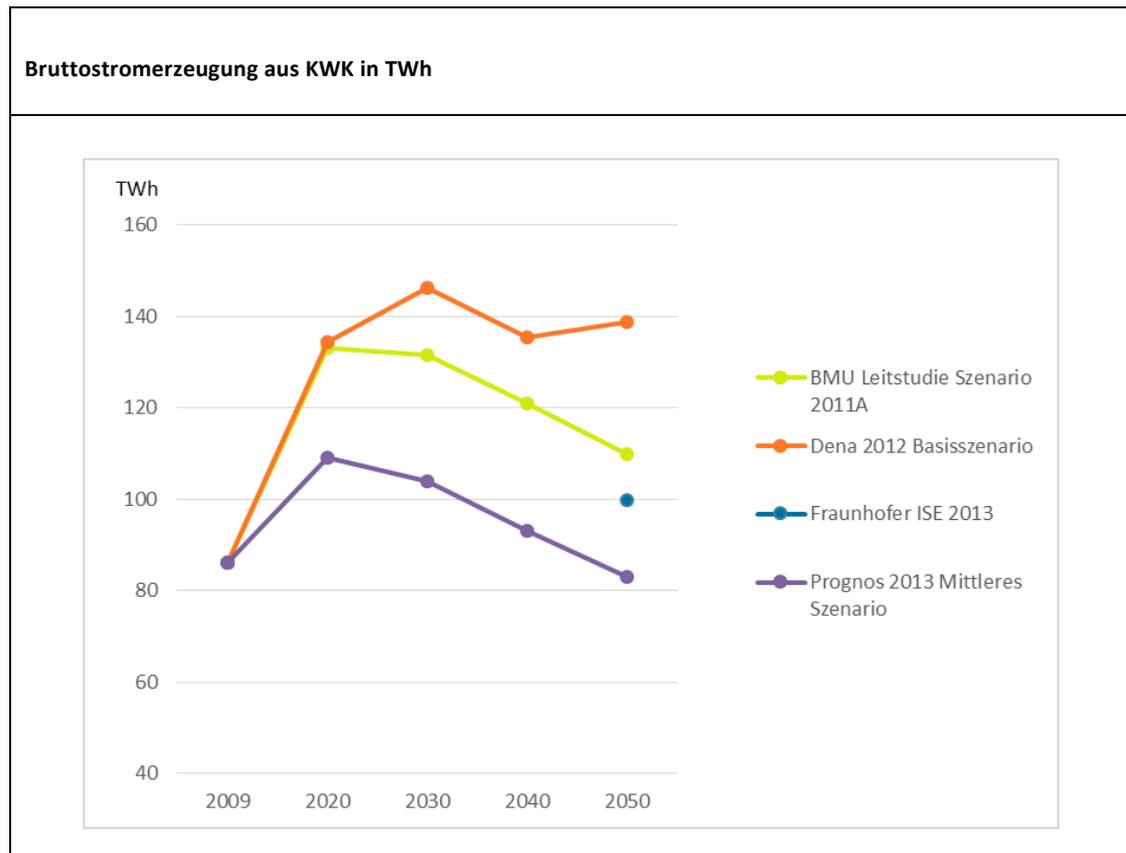
In Abhängigkeit der Zeithorizonte der Studien liegen die Ergebnisse nicht für alle Betrachtungszeitpunkte (2020, 2030, 2040, 2050) vor.

Stromerzeugung aus KWK – Vergleich

Insgesamt stand das Thema Stromerzeugung aus KWK in den letzten 18 Monaten nicht im Schwerpunkt der im Rahmen der Metastudie ausgewerteten und gesichteten Studien. Nur ganz wenige Studien machen detaillierte Aussagen zur Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK. Neben der BMU Leitstudie, die für die Metastudie als Referenz gilt, enthielten nur drei der bereits ausgewerteten Studien Aussagen zur KWK-Stromerzeugung. Daher wurden zusätzlich die Energieszenarien 2010 und 2011 (Prognos, EWI & GWS) analysiert, die jedoch nur Aussagen zur Wärmebereitstellung aus KWK enthalten. Eine aktuelle Studie von Prognos „Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und

Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem“ (2013) liefert jedoch zusätzliche Ergebnisse.¹²

Die Aussagen der Studien zur Stromerzeugung aus KWK in TWh und in Prozent der gesamten Stromerzeugung werden in den beiden folgenden Abbildungen vergleichend dargestellt. Die Daten sind zudem im Anhang tabellarisch dargestellt.



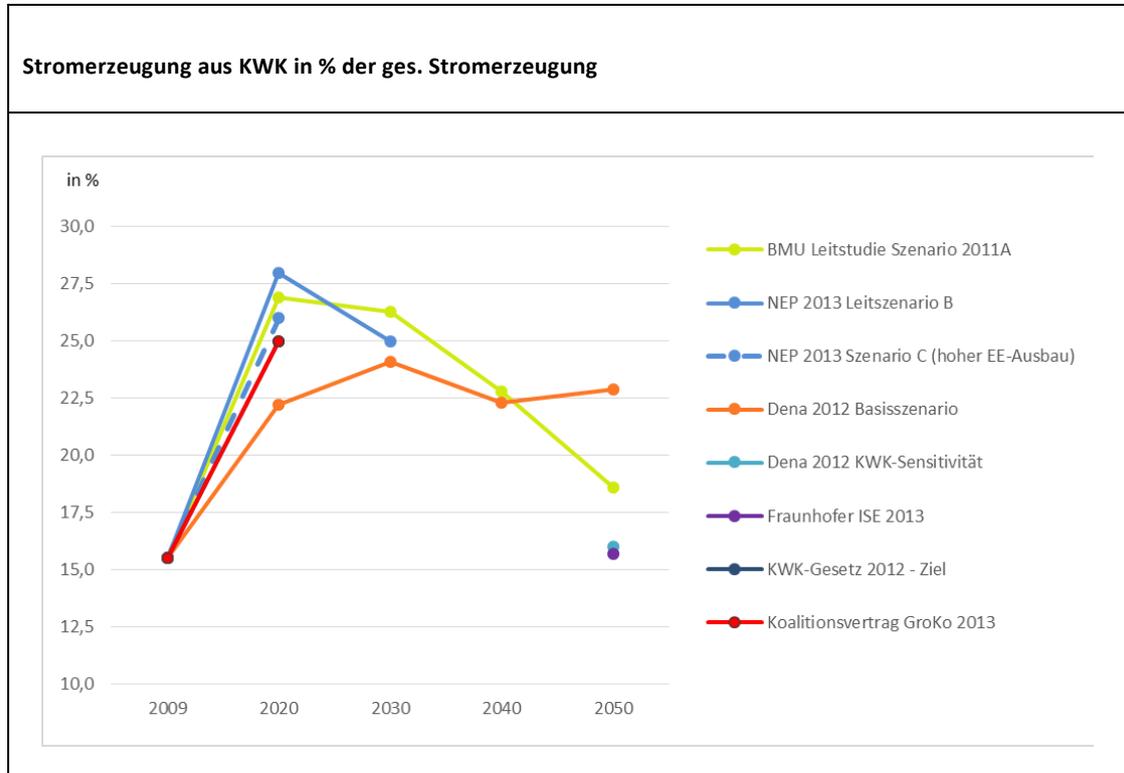
Figur 1 Der Startwert 2009 wurde aus der BMU-Leitstudie entnommen

Bei der Bruttostromerzeugung aus KWK gehen die neueren Studien Fraunhofer ISE (2013) und Prognos (2013) von geringeren Potentialen aus. Dies kann auf verschiedene Faktoren zurückzuführen sein, die im Detail analysiert werden müssten. Ein wichtiger Treiber ist der Anteil fluktuierender EE an der gesamten Stromerzeugung. Wenn dieser Anteil hoch, und somit die Stromerzeugung aus konventionellen und regelbaren EE niedrig ist, verbleibt nur wenig Potential für KWK. In der Studie des Fraunhofer ISE hängt die geringere Bedeutung der KWK mit der Modellierung des Wärmesektors mit starker Bedeutung von elektrischen Wärmepumpen zusammen.

Dies spiegelt sich auch in der Betrachtung der prozentualen Bedeutung der KWK an der Stromerzeugung wieder. Die Fraunhofer ISE Studie kommt zu den niedrigsten Werten für KWK. Lediglich die Dena-Studie

¹² Die Prognos Studie macht Aussagen zur Strombereitstellung in TWh. Die Aussagen zur prozentualen Bedeutung der KWK an der Stromerzeugung sind nicht vergleichbar, da Prognos den Anteil an der regelbaren Stromerzeugung darstellt während die anderen Studien die Anteil an der Stromerzeugung insgesamt betrachten.

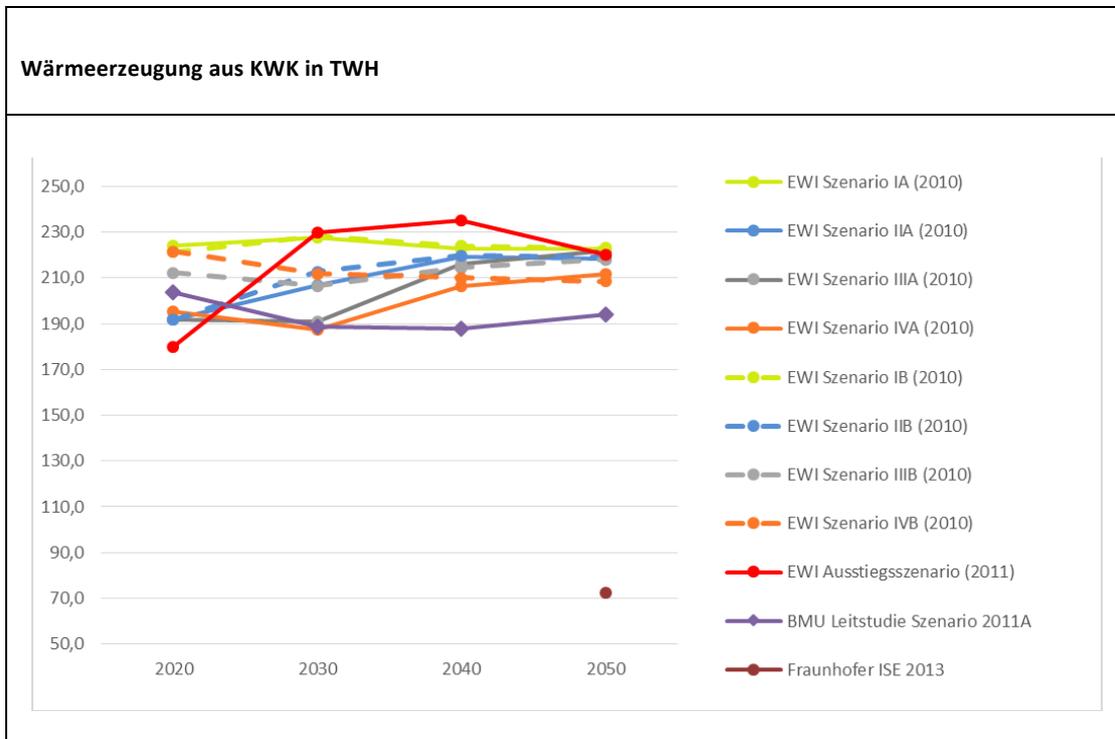
(2012) liegt mit ihrer Sensitivitätsbetrachtung zur geringen KWK-Nutzung für 2050 bei vergleichbar niedrigen Werten.



Figur 2 Der Startwert 2009 wurde aus der BMU-Leitstudie entnommen

Wärmeerzeugung aus KWK – Vergleich

Beim Großteil der bisher im Rahmen der Metastudie betrachteten Studien lag der Fokus auf dem Bereich Strom. Wärmebereitstellung aus KWK wurde nur in der BMU-Leitstudie sowie in der aktuellen Studie des Fraunhofer ISE im Detail betrachtet. Weitere Ergebnisse liefern die Energieszenarien von Prognos, EWI & GWS (2010 und 2011). Diese Ergebnisse sind in folgender Abbildung im Vergleich dargestellt.



Figur 3

Bei den Ergebnissen zur Wärmebereitstellung aus KWK liegen die Studien in einer Bandbreite zwischen knapp 180 bis 230 TWh im Zeitraum 2020 und 2050. In den Energieszenarien wird die Wärmebereitstellung aus KWK durchweg höher prognostiziert als in der BMU-Leitstudie. Einen Ausreißer bildet auch hier die aktuelle Studie des Fraunhofer ISE, die im Wämbereich verstärkt auf elektrische Wärmepumpen setzt und KWK daher weniger stark gewichtet.

Aussagen zur installierten Leistung von KWK-Anlagen

Aussagen zur insgesamt installierten Leistung von KWK-Anlagen finden sich in nicht allen der betrachteten Studien. Lediglich die Studie der dena (2012) und die BMU-Leitstudie führen Werte hinsichtlich der installierten Leistung auf. Während die BMU-Leitstudie in Szenario 2011A im Jahr 2020 eine installierte KWK-Anlagenleistung von 27,8 Gigawatt (GW) und im Jahr 2030 von 28,5 GW erwartet liegt die dena-Studie mit ihren geschätzten Werten deutlich darunter. Für 2020 wird dort eine installierte Leistung von 20,8GW und für 2030 eine installierte Leistung in Höhe von 21,4GW erwartet. Die dena-Studie macht zudem Aussagen für 2040 und 2050.

	Installierte Leistung KWK in Gigawatt (GW)				
	2009	2020	2030	2040	2050
BMU Leitstudie Szenario 2011A		27,8	28,5		
Dena 2012 Basisszenario		20,8	21,4	16,3	11,7

Aussagen zur Zielerreichung gemäß Studie

Insgesamt deuten die Ergebnisse der auswerteten Studien darauf hin, dass das KWK-Ziel von 25% bis 2020 machbar ist. Welche zusätzlichen Instrumente und/oder Maßnahmen dafür notwendig sind, ist aus den Studien jedoch nicht direkt herzuleiten, da meist keine konkreten Handlungsempfehlungen zu KWK gegeben werden. Die Ergebnisse des Fraunhofer ISE zu KWK sind als Ausreißer zu betrachten, da in dem vom ISE modellierten Szenario ein starkes Gewicht auf Wärmepumpen gelegt wird und KWK daher eine untergeordnete Rolle einnimmt.

Die Entwicklung des KWK-Anteils nach 2020 hängt stark vom Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien ab. Wenn nur noch ein geringer Anteil der Stromerzeugung auf konventionellen und regelbaren Erneuerbaren (also Biomasse) beruht, sinkt das KWK-Potential mittelfristig. Dies wird vom Großteil der ausgewerteten Studien bestätigt. Lediglich die Dena Studie geht in ihrem Basisszenario von einem etwa konstanten KWK-Anteil bis 2050 aus.

Die BMU-Leitstudie geht für 2020 sogar von einer Übererfüllung des KWK-Ziels aus. Die meisten neueren Studien sehen den KWK-Anteil etwas geringer. Bei einer Überarbeitung der Leitstudie müsste also geprüft werden, ob die Modellannahmen zu KWK auch bei den aktuellen Rahmenbedingungen zur EE-Förderung angemessen sind.

Referenzen

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. Endbericht.

Fraunhofer ISE (2013): Studie: Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emission durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien.

Prognos, Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (gws) & Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi) (2010): Studie: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Erstellt für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

Prognos, Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (gws) & Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi) (2011): Energieszenarien 2011. Erstellt für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

Prognos (2013): Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem. Endbericht.

Übertragungsnetzbetreiber (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013.

Bundesregierung (2013): Koalitionsvertrag xxxx
KWK-Gesetz (Stand 2012)

Anhang: Vergleichende Darstellung der Daten

Stromerzeugung aus KWK

	KWK-Stromerzeugung in TWh					KWK-Stromerzeugung in % der gesamten Stromerzeugung				
	2009	2020	2030	2040	2050	2009	2020	2030	2040	2050
EWI Szenario IA (2010)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EWI Szenario IIA (2010)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EWI Szenario IIIA (2010)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EWI Szenario IVA (2010)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EWI Szenario IB (2010)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EWI Szenario IIB (2010)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EWI Szenario IIIB (2010)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EWI Szenario IVB (2010)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EWI Ausstiegsszenario (2011)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BMU Leitstudie Szenario 2011A *	86,1	133,1	131,5	121,1	109,9	15,5	26,9	26,3	22,8	18,6
NEP 2013 Leitszenario B **	-	-	-	-	-	15,5	28,0	25,0	-	-
NEP 2013 Szenario C (hoher EE-Ausbau) **	-	-	-	-	-	15,5	26,0	-	-	-
Dena 2012 Basisszenario	86,1	134,5	146,3	135,5	138,7	15,5	22,2	24,1	22,3	22,9
Dena 2012 KWK-Sensitivität ***	-	-	-	-	-	15,5	-	-	-	16,0
Fraunhofer ISE 2013	86,1	-	-	-	99,7	15,5	-	-	-	15,7
Prognos 2013 Mittleres Szenario	86,1	109,0	104,0	93,0	83,0	-	-	-	-	-
KWK-Gesetz 2012 - Ziel	-	-	-	-	-	15,5	25,0	-	-	-
Koalitionsvertrag GroKo 2013	-	-	-	-	-	15,5	25,0	-	-	-

Der Startwert 2009 wurde aus der BMU-Leitstudie entnommen.

* Die Aussagen zu KWK im Leitszenario 2011A gelten ebenso für das Szenario 2011 THG95

** Der NEP macht Aussagen für Zeithorizonte 2023 und 2033 (nur Szenario B). Für den Vergleich werden Werte hier für 2020 und 2030 eingesetzt.

*** Anteil der KWK-erzeugung an der Bruttostromnachfrage im Jahr 2050 wurde in diesem Sensitivitätsszenario um ca. 7 Prozent gesenkt

Wärmeerzeugung aus KWK

	Bruttowärmeerzeugung aus KWK in TWh			
	2020	2030	2040	2050
EWI Szenario IA (2010)	224,2	227,5	222,6	222,8
EWI Szenario IIA (2010)	192,0	207,0	219,4	218,2
EWI Szenario IIIA (2010)	191,8	191,0	216,1	222,0
EWI Szenario IVA (2010)	195,2	187,2	206,4	211,9
EWI Szenario IB (2010)	221,3	228,5	224,0	223,2
EWI Szenario IIB (2010)	191,8	212,8	219,7	219,0
EWI Szenario IIIB (2010)	212,2	206,6	214,5	218,1
EWI Szenario IVB (2010)	221,6	211,9	210,0	208,5
EWI Ausstiegsszenario (2011)	180,0	230,0	235,0	220,0
BMU Leitstudie Szenario 2011A *	203,6	188,5	187,8	194,0
NEP 2013 Leitszenario B **				
NEP 2013 Szenario C (hoher EE-Ausbau) **				
Dena 2012 Basisszenario				
Dena 2012 KWK-Sensitivität ***				
Fraunhofer ISE 2013				72,5
Prognos 2013 Mittleres Szenario				
KWK-Gesetz 2012 - Ziel				
Koalitionsvertrag GroKo 2013				

18. DLR et al.: BETTER – Bringing Europe and Third countries closer together through renewable Energies

WP3: Prospects for Renewable Energy Exports from North Africa to EU (publ. Dez. 2013)

Auftraggeber: Intelligent Energy Europe
Programme of the European Union

Autoren: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt DLR (Projekt BETTER wird von CIEMAT geleitet).

Link: [BETTER](#)

Fokus: Strom

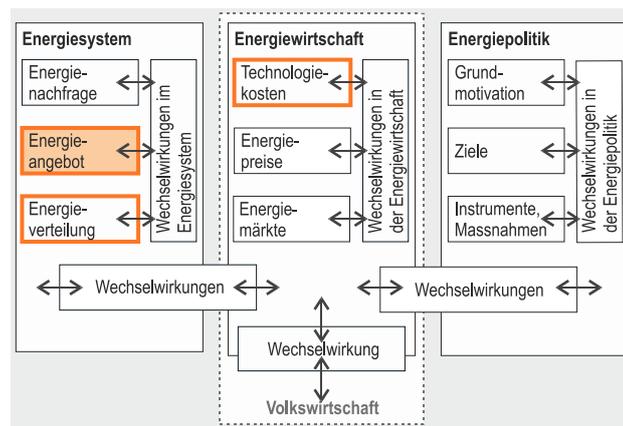
Ziel und Kernbotschaft:

In der Renewable Energy Directive

2009/28/EC hat sich die EU Ziele für den Stromanteil aus erneuerbaren Quellen gesetzt. Um diese Ziele zu erreichen setzen die meisten Länder – insb. auch Deutschland – auf den Ausbau von fluktuierenden erneuerbaren Energien sowie die Entwicklung von Speicherkapazitäten im Inland. Die Studie zeigt zu diesem Inlandszenario ein Alternativszenario auf. Dabei werden in Nordafrika Solarwärmekraftwerke (SWK) gebaut, die via Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜL) Strom nach Europa liefern. Der Vorteil dieser Kraftwerke ist, dass sie die Energie bis zu 15 Stunden speichern und daher Strom gemäß der Nachfrage liefern können. Dank den flexiblen erneuerbaren Kraftwerken in Nordafrika müssten in Europa viel weniger neue Kraftwerkskapazitäten erstellt werden als bei einem Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energie (DE: -150 GW), es wären keine zusätzlichen Speicherkapazitäten notwendig (DE: -30 GW) und die Kosten des europäischen Netzausbaus (die HGÜL aus Afrika ausgeklammert) würden tiefer liegen, als wenn der heutige Pfad des Ausbaus von PV und Wind weiterverfolgt würde. Zudem sind weniger Eingriffe in Ökosysteme notwendig, da die Stromerzeugung an einer kleineren Anzahl von Orten stattfindet.

Methodik:

Anhand stundengenauer Modellierungen der Stromnachfrage und Stromproduktion für Deutschland wird verglichen, welchen Kraftwerkspark und welche Netz- und Speicherkapazitäten a) bei einem Ausbau von fluktuierenden EE in Deutschland (Inlandszenario) oder b) beim Bau von SWK in Nordafrika (Importszenario) notwendig sind. Daneben werden anhand eines Beispielkraftwerks in Marokko, das Strom nach Baden-Württemberg liefert, die Kosten für den Bau und Betrieb von SWK geschätzt und ein Vorschlag für deren Finanzierung erarbeitet.



Ergebnisse:

- › Der Vorteil des Imports von SWK-Strom aus Nordafrika ist nicht, dass diese Technologie besonders günstig wäre, sondern die hohe Qualität des Stroms, da er erneuerbar produziert wird, speicherbar und somit „on demand“ abrufbar ist. Dadurch können der Ausbau und damit die Kosten von fluktuierenden EE-Anlagen in Europa deutlich reduziert werden.
- › Der Strom kann mit einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung über HGÜL zu den europäischen Nachfragezentren gebracht und von dort aus über das bestehende Netz verteilt werden. Die durchschnittliche Last auf dem bestehenden Stromnetz in Deutschland wird dadurch gegenüber einem Szenario mit hohen Anteilen an fluktuierender EE-Einspeisung reduziert, da weniger Strom von Wind- und PV-Standorten zu den Nachfragestandorten transportiert werden muss. Ein „Supergrid“ ist für den Stromimport aus Afrika nicht notwendig.
- › Der optimale Anteil fluktuierender EE an der deutschen Stromproduktion beträgt im Importszenario 40%–50%. Die übrige Nachfrage soll aus flexiblen EE (darunter insb. auch Import SWK, 40%–50%) und fossilen flexiblen Kraftwerken (Gaskraftwerke, 10%) gedeckt werden. Durch diesen Mix wird verhindert, dass durch fluktuierende EE Stromüberschüsse produziert werden und der Bau von Reserve- und Backup-Kapazitäten notwendig wird. Hierin besteht der zentrale Vorteil des Importszenarios: Der notwendige Kraftwerks-, Speicher- und Netzausbau zur Erreichung der Energiewende wird deutlich reduziert.
- › Die Kosten für den Bau einer Stromleitung, die über 2600 km 1500 MW SWK-Strom von Marokko nach Deutschland bringen kann, sowie den dafür notwendigen SWK-Park betragen rund 16 Mrd. EUR. Mittels der Leitung würden über die nächsten 40 Jahre pro Jahr 9,3 TWh Strom geliefert. Ob die HGÜL in den Boden versenkt werden oder über herkömmliche Strommasten weitergeleitet werden, verändert die Gesamtkosten kaum. Der Bau von in den Boden verlegten Leitungen ist zwar teurer, jedoch sind die Betriebskosten geringer, da der Landbedarf geringer ist (über die 40 Jahre Betriebszeit weniger Landnutzungskosten). Bei weniger optimistischen Annahmen können die Kosten der Leitung und des Kraftwerk-parks bis auf 23 Mia. EUR ansteigen.
- › Die Betriebskosten für die Kraftwerke und die HGÜL betragen ca. 4 bis 5 €/kWh.
- › Die Amortisation der Investitionskosten von 16 Mrd. EUR würden bei einer Finanzierung über die normalen Märkte und einer Rückzahlungszeit von 40 Jahren 17 €/kWh kosten. Ein großer Teil davon wären jedoch Zinskosten. Diese könnten durch die Verkürzung des Rückzahlungszeitraumes und Gewährung einer Staatsgarantie erheblich reduziert werden. Werden eine Staatsgarantie und ein Rückzahlungszeitraum von 5 Jahren unterstellt, wären in den ersten 5 Jahren zusätzlich zu den Betriebskosten knapp 40 €/kWh für die Rückzahlung der Investition notwendig. Danach könnten die Kraftwerke und die HGÜL wirtschaftlich zu den Betriebskosten (4 bis 5 €/kWh) vermarktet werden. Die Kosten lägen dann unter den geschätzten Stromgestehungskosten für PV in Deutschland für 2050 (Leitstudie: ca. 9 €/kWh, aktuelle Prognos-Studie: 7,4 €/kWh). Würden die Investitionskosten von 16 Mrd. EUR über fünf Jahre via EEG-

Umlage finanziert, müsste diese für fünf Jahre um 0,7 €ct¹³ angehoben werden, damit die Investitionskosten des betrachteten SWK-Parks sowie der HÜGL finanziert werden könnten (1,5 GW Leistung).

- › Die Modellrechnungen sehen vor, dass Deutschland bis 2050 16 GW SWK-Strom über HGÜL importieren kann. Über die Zeit könnten Lerneffekte die Kosten für SWK senken.
- › Die demokratischen Strukturen in Europa und die notwendige Koordination mit mehreren Staaten erfordern für die Planung und Umsetzung solcher Kraftwerke einen langen Zeithorizont. Die Autoren schätzen, dass die Umsetzung im optimistischen Fall 10 Jahre, im realistischen Fall 15 Jahre beträgt.
- › Der notwendige Ausbau der inländischen FEE-Kraftwerke im SWK-Stromimportscenario ist in Deutschland bereits im Jahr 2025 erreicht. Um danach den Ausbau der EE mit Import-SWK-Strom fortzusetzen, muss heute mit der Planung der SWK und HGÜL begonnen werden.

Vergleich des Importszenarios mit dem Inlandszenario

Die folgende Tabelle vergleicht den Kraftwerkspark und die Stromproduktion des Inland- und des Importszenarios. Dabei wird für beide Szenarien davon ausgegangen, dass der EE-Anteil in der Stromproduktion in beiden Szenarien bei 90% liegen soll und die jährliche Endnachfrage bei 560 TWh liegt. Die Leitstudie geht im Jahr 2050 von einem EE-Anteil von 85% und einer Stromnachfrage von 394 TWh aus. Ein direkter Vergleich der vorliegenden Ergebnisse mit jenen der Leitstudie ist daher nur begrenzt möglich. Ein Vergleich des Importszenarios mit dem Szenario A der Leitstudie zeigt, dass die vorliegende Studie die Potentiale von Biomasse (80 TWh/a) und Geothermie (30TWh/a) etwas optimistischer einschätzt als die Leitstudie (60 TWh/a resp. 20 TWh/a). Im Inlandszenario hingegen wird unterstellt, dass es keine Geothermie gibt und die Biomasse jährlich 38 TWh Strom liefert. Hier liegen die Annahmen also unter jenen der Leitstudie.

	Inlandszenario	Importszenario
Installierte Leistung (GW)		
fluktuierende EE	235.5	117.5
flexible EE (Inland)	8	15
fossil	90	65
<i>Installierte Leistung Inland Total</i>	<i>333.5</i>	<i>197.5</i>
Importleistung flexible EE	0	20
Speicher- und Netztransferkapazität	80	16
Jährliche Stromproduktion (TWh/a)		
fluktuierende EE	551	288
flexible EE (Inland)	38	110
fossil	56	54
Import flexible EE	0	110
Speicher und Netztransfer	49	3

¹³ Es ist unklar, ob in dieser Berechnung die ausgenommenen Stromkonsumenten berücksichtigt sind.

Zielerreichung gemäß Studie

Die Studie geht davon aus, dass die Ziele zur Zusammensetzung des Strommixes in Deutschland erreicht werden. Das Ziel zum EE-Anteil an der Stromversorgung wird mit 90% sogar übererfüllt.

19. Prognos AG und IAEW: Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Strommarkt (publ. März 2014)

Auftraggeber: Agora Energiewende

Autoren: Prognos AG und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Link: Positive Effekte Energieeffizienz auf Stromsektor

Fokus: Strom

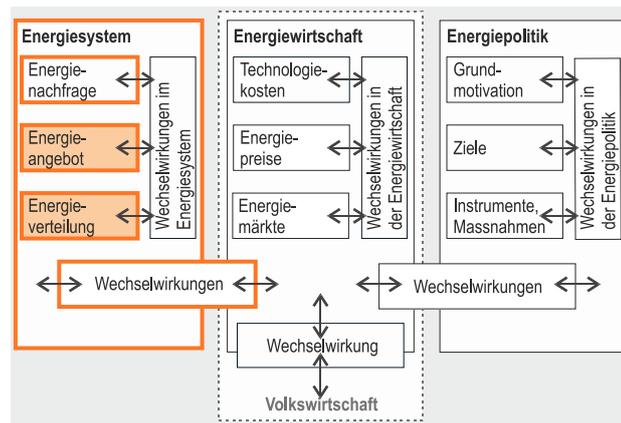
Ziel und Kernbotschaft:

Ziel der Studie ist die Illustration der wirtschaftlichen Vorteile einer ambitionierteren Effizienzentwicklung gegenüber einem Referenzszenario (Zeitraum 2012 bis 2050). Als Indikatoren für den Nutzen einer stärkeren Forcierung der Energieeffizienz werden die Gesamtkosten des Stromsystems (Vollkosten), Reduktion der CO₂-Emissionen sowie Reduktion der Brennstoffimporte aufgezeigt. Als Kernbotschaft wird gezeigt, dass die Kosten des deutschen Stromsystems durch Steigerung der Energieeffizienz massiv gesenkt werden können: eine Reduktion des Stromverbrauchs um 10 bis 35% ggü. der Referenzentwicklung senkt die jährlichen Gesamtkosten für Stromerzeugung und Netzinfrastruktur im Jahr 2035 um 10 bis 20 Mrd. Euro und im Jahr 2050 um 15 bis 28 Mrd. Euro.

Methodik:

Ziel der Studie ist die Berechnung von Vollkosten der Stromerzeugung, also den Kosten der konventionellen Stromerzeugung (inkl. Speichern und Lastmanagement), der erneuerbaren Stromerzeugung sowie den Kosten der Stromnetze (alle Spannungsebenen von 400 V bis 380 kV). Für die einzelnen Elemente werden folgende Ansätze verwendet:

- › Berechnung der Kosten der konventionellen Stromerzeugung mit dem Prognos-Kraftwerksmodell. Dieses bildet den deutschen konventionellen Kraftwerkspark anlagenscharf ab und simuliert den stündlichen Kraftwerkseinsatz entsprechend der Merit Order.
- › Bei der Kostenermittlung für EE werden drei Kriterien berücksichtigt: 1) Zuerst werden die zur Deckung des Strombedarfs aus EE notwendigen Einspeisemengen für die einzelnen Technologien ermittelt. Auf vergleichsweise kostenintensive EE wird nur zurückgegriffen, wenn das Potenzial der günstigen Technologien ausgeschöpft ist. Dies betrifft insbesondere die Geothermie, die jedoch nur im WWF-Szenario mit dem niedrigsten Stromverbrauch nicht zum Einsatz kommt. 2) Zudem werden die Einspeiseprofile der EE-Technologien und Regelbarkeit berücksichtigt, um Erzeugungsüberschüsse zu vermeiden. 3) Zuletzt wird



der regenerative Kraftwerkspark so optimiert, dass Verfügbarkeit der Technologien und erforderliche Flächen gesichert sind.

- › Für netzseitige Betrachtung: Einsatz eines Modells zur Regionalisierung des Endenergiebedarfs auf Kreisebene, um Strombedarf in Szenarien nach Verbrauchssektoren und regional aufzuschlüsseln. Aus diesem regionalen Stromverbrauch wird im zweiten Schritt für jeden Landkreis eine regionale Lastkurve modelliert. Für die Quantifizierung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz werden diese Lastkurven mit den weiteren Eingangsdaten aufbereitet (regionalisierte Einspeisung aus konventionellen und EE Anlagen), so dass über Einspeisezeitreihen der Übertragungsnetzausbau ermittelt werden kann.
- › Die ökonomischen und demografischen Leitgrößen liefert das regionale Wirtschaftsmodell REGINA (regionale Input-Output Tabellen).

Szenarien:

Referenzszenario (Energiekonzept): Das Referenzszenario entspricht dem aktuellen Referenzszenario der Bundesregierung, wie es als Grundlage für die Erstellung des Energiekonzepts verwendet wurde (Prognos, EWI & GWS 2010). Das Referenzszenario stellt die Entwicklung dar, die von einer Weiterführung und Anpassung der Instrumente ausgeht, die bis zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie umgesetzt waren und auch den Bereich Energieeffizienz umfassen. Das Referenzszenario ist kein Zielszenario, sondern stellt eine Trendentwicklung dar. Der Endenergiestromverbrauch bleibt in diesem Referenzszenario in etwa konstant, so dass die Reduktionsziele nicht erreicht werden.

Dazu werden vier Vergleichsszenarien dargestellt, die weitgehend auf bisher von Prognos für verschiedene Auftraggeber erstellten Szenarien beruhen:

- › Business-as-usual-Szenario (BAU): Basiert auf Referenzszenario, geht aber von geringeren Erfolgen bei der Energieeffizienz aus. Bisherige Entwicklungen werden fortgeschrieben, bestehende Instrumente werden weitergeführt, aber nicht weiterentwickelt und angepasst.
- › Szenario „Effizienz plus“: Basiert ebenfalls auf Referenzszenario, greift aber zusätzliche Aspekte des Energiewende-Szenarios auf. Es unterstellt, dass im Zuge der Umsetzung der EU-Effizienzrichtlinie weitere Instrumente eingeführt werden und die Energieeffizienz gesteigert wird.
- › Szenario „Energiekonzept“: spiegelt die Zielentwicklung der Energiewende wider und basiert auf einem Update der Energieszenarien von Prognos, EWI und GWS (2011) (= Zielszenario).
- › Szenario „WWF – ambitioniertes Effizienzzenario“: basiert auf einer Studie aus dem Jahr 2009 (Prognos, Öko-Institut & Ziesing), die von einer sehr ambitionierten Effizienzentwicklung ausgeht.

Zur Einordnung der Szenarien: Das WWF-Szenario stellt eine untere Abschätzung dar und liegt nah an der Grenze der realisierbaren Einsparpotentiale. Es gibt laut Prognos/IAEW keine Szenarien mit niedrigeren Annahmen. Das BAU-Szenario stellt hingegen nach oben nicht das Extrem der Bandbreite dar. Es gibt Studien, die von höheren Verbräuchen ausgehen, insbesondere bei stark steigender Bedeutung der Elektromobilität (z.B. SRU-Gutachten 2010).

Ergebnisse:

- › In allen Szenarien sinkt durch die steigende Nutzung der EE die notwendige konventionelle Erzeugung. Die installierte Leistung von fossil-thermischen Kraftwerken, Speichern und Lastmanagement sinkt im BAU-Szenario von 104 GW im Jahr 2012 auf 79 GW im Jahr 2050. Im Referenzszenario werden 2050 nur 69 GW aus konventioneller Erzeugung benötigt, im Szenario „Effizienz plus“ noch 64 GW und im WWF-Szenario nur noch 59 GW. Unter den angenommenen Rahmenbedingungen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen und zum stark steigenden Anteil der fluktuierenden EE gewinnt Erdgas im konventionellen Strommix langfristig an Bedeutung.
- › Die jährlichen Gesamtkosten der konventionellen Stromerzeugung sinken in allen Szenarien durch den EE-Ausbau. Sie betragen heute in allen Szenarien 19,2 Mrd. Euro/Jahr und gehen bis 2050 auf 5,4 Mrd. Euro/Jahr (WWF-Szenario) bis 9,6 Mrd. Euro/Jahr (BAU-Szenario) zurück.
- › Die Gesamtkosten der Stromerzeugung aus EE zeigen in allen Szenarien einen Anstieg. Bezogen auf die produzierte Kilowattstunde sinken die Kosten jedoch. Die mittleren Stromgestehungskosten der EE fallen in allen Szenarien von aktuell ca. 13 €/ct/KWh auf etwa 10 €/ct/KWh (ab 2035 in etwa gleichbleibend, siehe Abbildung 3-8 auf S. 37 im Bericht).
- › Die Kosten des Stromnetzausbaus machen in allen Szenarien nur einen kleinen Anteil an den Gesamtkosten des Stromsystems aus.
- › Die Berechnung der Gesamtkosten des Stromsystems macht deutlich, dass durch eine deutliche Erhöhung der Energieeffizienz die Kosten der Stromerzeugung auf dem heutigen Niveau (Szenario Energiekonzept) oder leicht darunter (Szenario WWF) stabilisiert werden könnten. Die heutigen Kosten für die Stromerzeugung und Netzinfrastruktur liegen bei rund 50 Mrd. Euro/a (bei Endenergiestromverbrauch von 496 TWh in 2010). Im BAU-Szenario ohne verstärkte Effizienzanstrengungen und bei steigendem Stromverbrauch (556 TWh in 2050) würden die Kosten durch den notwendigen Ausbau bei den EE und die Sicherung der konventionellen Reservekraftwerke bis 2050 auf 72 Mrd. Euro/a steigen. Im Szenario Effizienz Plus liegt der Endenergiestromverbrauch knapp 100 TWh unter dem des BAU-Szenarios, so dass auch die installierte Leistung aus EE niedriger ausfallen kann. Es ergeben sich Kosten von 56 Mrd. Euro/a, im Szenario Energiekonzept von 50 Mrd. Euro/a. Im WWF-Szenario mit einer vollständigen Ausschöpfung der Effizienzpotentiale könnten die Kosten sogar auf 43 Mrd. Euro/a begrenzt werden.

Annahmen und Ergebnisse im Vergleich zur Leitstudie

Da die Studie detaillierte Berechnungen und Darstellungen umfasst, werden die wichtigsten Annahmen und Ergebnisse hier im Vergleich zur Leitstudie dargestellt.

Für einen schnellen Überblick sind die Abweichung der Annahmen und Ergebnisse von der Leitstudie in einem Farbschema hinterlegt. Da die Annahmen der betrachteten Studie in den Szenarien jedoch unterschiedlich sind, umfasst die Wertung der Abweichung teilweise eine Bandbreite.

Annahmen		
Stromverbrauch (1)	Von gering	bis stark
EE-Anteil an Nettostromerzeugung (2)		
Entwicklung Energieproduktivität (3)	Von gering	bis stark
CO ₂ -Preis (4)		

Ergebnisse
Stromgestehungskosten der EE (5)
Investitionskosten für Netzausbau (6)
Vollkosten der fossil-thermischen Stromerzeugung und Speicher (7)
Vollkosten der EE-Stromerzeugung (8)

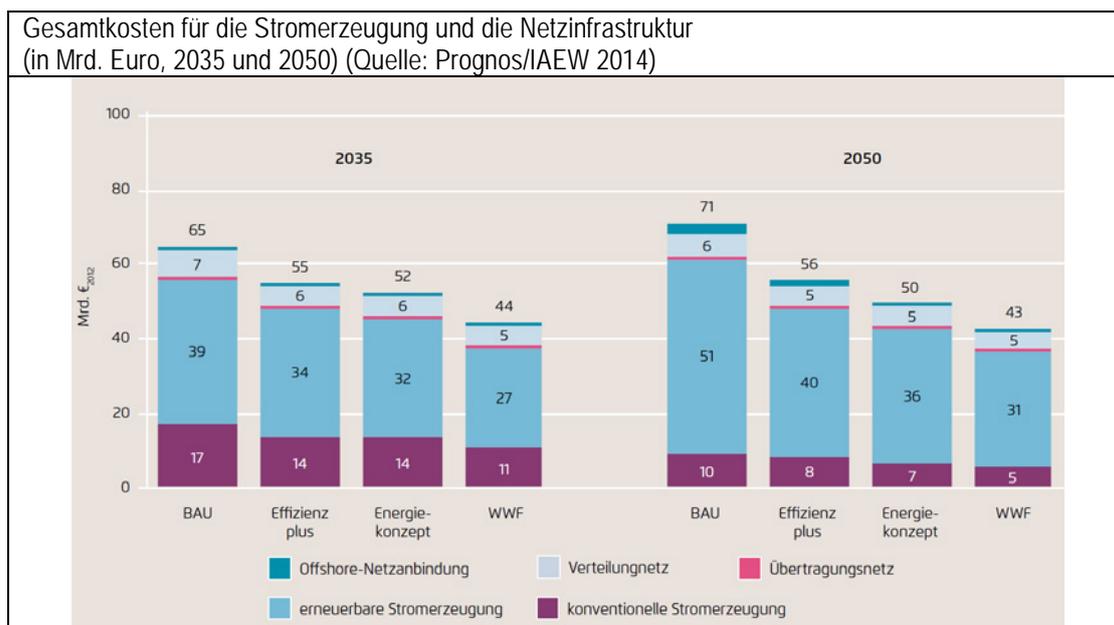
Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	gering	mittel	stark	keine Aussage
-------------------	--------	--------	-------	---------------

Annahmen im Vergleich mit Leitstudie	
1	Die Szenarien decken eine relativ große Bandbreite möglicher Entwicklungen bis 2050 ab. - BAU-Szenario: Endenergiestromverbrauch von 556 TWh in 2050 - WWF-Szenario: 324 TWh in 2050 - Vergleich Leitstudie: Szenario A: 394 TWh in 2050
2	Für alle Szenarien wird angenommen, dass der Anteil der EE an der Nettostromerzeugung im Jahr 2050 mehr als 80% beträgt und somit dem Zielwert des Energiekonzepts entspricht. - Vergleich Leitstudie: Szenario A geht von einem EE-Anteil von 85% aus.
3	Entwicklung der Energieproduktivität pro Jahr im Zeitraum 2011 bis 2050: - 1,3% im BAU-Szenario - 2,6% im WWF-Szenario - Vergleich Leitstudie: Szenario A: im Zeitraum 2011-2030: 2,8%, im Zeitraum 2030-2050: 2,2%
4	Die Annahmen zum CO ₂ -Preis entsprechen in etwa dem unteren Preispfad C der Leitstudie: - 20 €/t CO ₂ in 2020, 30 €/t CO ₂ in 2030, 50€/t CO ₂ in 2050 - Leitstudie Preispfad C: 20 €/t CO ₂ in 2020, 26 €/t CO ₂ in 2030; 45 €/t CO ₂ in 2050

Ergebnisse zu den Kosten der Stromerzeugung und Vergleich mit Leitstudie	
5	Stromgestehungskosten: Die Berechnungen von Prognos ergeben teilweise leicht höhere oder niedrigere Stromgestehungskosten als die Leitstudie: - PV 2050: Prognos: 7,4 €/ct/KWh, Leitstudie: ca. 9 €/ct/KWh - Wind onshore 2050: Prognos: 6,2 €/ct/KWh, Leitstudie: 5 €/ct/KWh - Wind offshore 2050: Prognos: 7,9 €/ct/KWh, Leitstudie: 6 €/ct/KWh - Biomasse/Biogas 2050: Prognos: 15,0 €/ct/KWh, Leitstudie: 8-9 €/ct/KWh (bei schlechterer Ausnutzung der Wärmenutzung ca. 2 bis 2,5 €/ct/KWh höher)

6	<p>Die Kosten für den Netzausbau sind in der BMU-Leitstudie nicht berücksichtigt, sondern nur in einem Exkurs thematisiert. In der Prognos/IAEW-Studie werden folgende aggregierte Investitionskosten ermittelt:</p> <p>Ausbau Übertragungsnetz:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Szenario BAU: 11,5 Mrd. Euro bis 2050 - Szenario WWF: 2,3 Mrd. Euro bis 2050 <p>Ausbau Verteilungsnetz</p> <ul style="list-style-type: none"> - Szenario BAU: 19,8 Mrd. Euro - Szenario WWF: 15,5 Mrd. Euro
7-8	<p>Grundsätzlich ist ein direkter Vergleich zwischen der Leitstudie und der neuen Studie von Prognos nicht möglich. Die Leitstudie stellt die Kosten der Energiewende als systemanalytische Differenzkosten dar, die Prognos-Studie arbeitet dagegen mit Vollkosten.¹⁴ Die Vollkosten der Stromerzeugung und der Netzinfrastruktur sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Detaillierte Ergebnisse der Prognos/IAEW Studie zu den Kosten der Stromerzeugung aus konventionellen und erneuerbaren Energien finden sich im Anhang.</p>



Zielerreichung gemäß Studie:

Alle Szenarien gehen von einer Erreichung der EE-Ausbauziele des Energiekonzepts aus, d.h. in allen Szenarien beträgt der Anteil der EE an der Stromproduktion mindestens 80%. Das Ziel zur Reduktion des Stromverbrauchs um 25% bis 2050 wird je nach Szenario verfehlt, erreicht oder übererfüllt:

- › Referenzszenario: Ziel zur Reduktion des Stromverbrauchs wird nicht erfüllt, der Stromverbrauch bleibt bis 2050 in etwa auf dem gleichen Niveau wie 2008 (als Referenzwert).

¹⁴ Zu den Herausforderungen beim Vergleich verschiedener Kostenarten und -kategorien siehe Schwerpunktthema „Kosten der Energiewende“ im Quartalsbericht Q2 2013 dieses Projekts.

- › Business-as-usual-Szenario (BAU): Wegen fehlender Anstrengungen steigt Stromverbrauch ggü. Referenzszenario sogar noch weiter an, Ziel wird nicht erfüllt.
- › Szenario Effizienz plus: Der Stromverbrauch kann zwar bis 2050 leicht reduziert werden, die Reduktion beträgt aber nur ca. 15%. Das Ziel wird nicht erfüllt.
- › Szenario Energiekonzept: Hier handelt es sich um ein Zielszenario, so dass das Ziel per Definition erreicht wird.
- › Szenario WWF: Führt zur Übererfüllung des Reduktionsziels.

ANHANG

Übersicht: Vollkosten der Stromerzeugung (in Mrd. Euro ₂₀₁₂)					
	2012	2020	2030	2040	2050
1) Vollkosten der fossil-thermischen Stromerzeugung und Speicher					
<i>Szenario BAU</i>	19,2	20,4	19,4	14,0	9,6
<i>Szenario Referenz</i>	19,2	20,2	18,3	13,2	8,2
<i>Szenario Effizienz Plus</i>	19,2	20,3	17,3	11,5	8,2
<i>Szenario Energiekonzept</i>	19,2	20,1	17,6	11,6	7,4
<i>Szenario WWF</i>	19,2	17,4	14,1	8,3	5,4
2) Vollkosten der erneuerbaren Stromerzeugung					
<i>Szenario BAU</i>	21,1	28,0	34,8	43,3	51,3
<i>Szenario Referenz</i>	21,1	26,3	32,6	39,1	45,8
<i>Szenario Effizienz Plus</i>	21,1	25,6	31,1	36,4	40,1
<i>Szenario Energiekonzept</i>	21,1	25,4	29,5	33,7	36,0
<i>Szenario WWF</i>	21,1	23,2	24,9	28,4	31,3

Quelle: Prognos/IAEW 2014

20. Öko-Institut: Konzept, Gestaltungselemente und Implikationen eines EEG-Vorleistungsfonds (publ. März 2014)

Auftraggeber: Rat für Nachhaltige Entwicklung

Autoren: Öko-Institut

Link: [EEG-Vorleistungsfonds für RNE](#)

Fokus: Strom

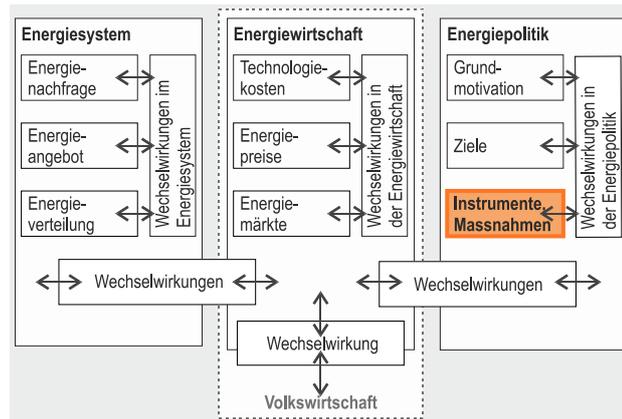
Ziel und Kernbotschaft:

Mit dem Gutachten sollen die strukturellen und numerischen Grundlagen für eine fundierte politische Diskussion um die Ergänzung des EEG durch einen zusätzlichen Finanzierungsmechanismus geschaffen werden. Durch einen zusätzlichen Mechanismus soll ein Teil der Refinanzierung der EE-Differenzkosten übernommen und somit die EEG-Umlage gedämpft werden. Dazu werden verschiedene Optionen für einen EEG-Fonds skizziert und deren Finanzierungsbedarf sowie die Auswirkung auf die Höhe der bestehenden EEG-Umlage quantifiziert. Die Analyse zeigt, dass für einen solchen Fonds erhebliche Finanzmittel komplementär zur EEG-Umlage aufgebracht werden müssten, um eine spürbare Dämpfung der EEG-Umlage zu erzielen (Größenordnung 110 bis 270 Mrd. € im Zeitraum 2015-2050). Auf Basis der Schlussfolgerungen erscheinen insbesondere Modelle interessant, die das Element der Innovationsförderung des EEG übernehmen (für die Vergangenheit v.a. PV, für die Zukunft v.a. Wind offshore). Die Analyse verschiedener Finanzierungsoptionen macht deutlich, dass nur eine Lösung über die öffentlichen Haushalte tragbar wäre, wobei eine Streckung der Zahlung über einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren notwendig wäre.

Methodik und zentrale Annahmen:

Der Fokus der Studie liegt auf der Darstellung verschiedener Optionen für einen EEG-Fonds sowie deren Wirkungen. Der Zeithorizont reicht bis 2050. Zur Quantifizierung der notwendigen Zahlungsverpflichtungen eines EEG-Fonds, des Finanzierungsbedarfs sowie dessen Potential zur Begrenzung der EEG-Umlage basiert das Gutachten auf einer detaillierten Analyse eines Referenzszenarios. Dafür werden folgende Indikatoren betrachtet:

- › Struktur der Zahlungsströme im EEG: Darstellung der Zahlungsströme im EEG und Feststellung, dass auch zukünftig eine Deckungslücke zwischen den auf den Strommarkt erzielbaren Erträgen der EE-Anlagenbetreiber und den EE-Investitionskosten bestehen bleibt und somit auch weiterhin eine zusätzliche



Finanzierung (über EEG oder alternative Mechanismen) notwendig ist. Für die heutige Situation wird der Beitrag der verschiedenen Verbrauchergruppen zur Schließung der Deckungslücke dargestellt.

- › Analyse der aktuellen EEG-Zahlungsströme und Möglichkeiten zu deren Beeinflussung: Zahlungsströme und Differenzkosten werden für die verschiedenen EE-Technologien dargestellt. Mit Hilfe des EEG-Rechners des Öko-Instituts werden mögliche Hebel zur Beeinflussung der Umlage diskutiert.
- › Herleitung eines Referenzszenarios: Zur Identifizierung der zukünftigen Zahlungsverpflichtungen für den EE-Ausbau wird ein Referenzrahmen bis 2050 erstellt. Dabei erfolgt der EE-Ausbau gemäß den Eckpunkten für die EEG-Reform 2014. Die Einspeisevergütungen werden gemäß den Planungen für das EEG 2014 fortgeschrieben. Für jede Erzeugungsoption wird ein Kostenniveau definiert, ab dem die Kostenreduktionskurve und somit die Vergütung flacher verläuft.

Vergleichende Darstellung der Optionen für einen EEG-Fonds

Der Hauptteil der Studie umfasst eine detaillierte Darstellung verschiedener Optionen für einen EEG-Fonds. Dabei wird von folgenden Größenordnungen für Zahlungsverpflichtungen und Differenzkosten ausgegangen:

- › Zahlungsverpflichtung für Bestandsanlagen: Für EE-Anlagen, die bis 2014 in Betrieb genommen wurden, sind insgesamt Zahlungsverpflichtungen von 456 Mrd. € aufgelaufen. Davon wurden 153 Mrd. € bereits eingelöst (Erträge Strommarkt und Erstattung der Differenzkosten durch EEG-Umlage).
- › Differenzkosten für Bestandsanlagen: Bis 2014 wurden über den Mechanismus des EEG ca. 105 Mrd. € als Differenzkosten durch die Umlagezahler erstattet, bei ungefähr konstantem Strompreinsniveau verbleiben für die Bestandsanlagen in den nächsten Dekaden noch Differenzkosten von 192 Mrd. (Großteil vor 2030 wegen Lebensdauer der Anlagen).
- › Neuanlagen ab 2015: Zur Erreichung der EE-Ausbauziele werden noch Anlagen errichtet werden müssen, die eine Zahlungsverpflichtung von 865 Mrd. € erfordern. Je nach Strompreisentwicklung betragen die Differenzkosten für diese Neuanlagen 220 bis 640 Mrd. €.

Als erster Schritt für die Herleitung möglicher Fonds-Optionen werden mögliche Begründungsmuster dargestellt und diskutiert. Auf dieser Basis werden sechs Optionen mit verschiedenen ausgabeseitigen Varianten hergeleitet und auf ihre Wirkungen hin analysiert. Dabei sollten alle Optionen die folgenden Anforderungen erfüllen:

- › Die Mechanismen müssen strukturell gut begründet sein, so dass sie politisch legitimiert werden können.
- › Die Mechanismen sollen ein hinreichend großes Entlastungsvolumen für die EEG-Umlage erreichen können.
- › Die Modelle sollen keine Mechanismen duplizieren, die auch im Rahmen einer Reform innerhalb des EEG umsetzbar wären.
- › Die Mechanismen sollen so weit wie möglich unabhängig von den anstehenden Reformschritten für das EEG und deshalb nicht unauflösbar mit diesen verknüpft sein.

Die wichtigsten Eckpunkte dieser Optionen sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Dabei wird jeweils das Begründungsmuster der Option dargestellt sowie die sich daraus ergebende Zahlungsverpflichtung. Der Finanzierungsbedarf berücksichtigt dann Einnahmen der EE-Anlagenbetreiber und stellt somit das notwendige Volumen eines EEG-Fonds dar. Zudem werden die Auswirkungen auf die EEG-Umlage abgebildet.

VERGLEICH DER OPTIONEN FÜR EINEN EEG-FONDS (FÜR STROMPREISSZENARIO AUF HEUTIGEM NIVEAU)					
	Begründungsmuster	Art des Kostenschnitts	Zahlungsverpflichtung im Zeitraum 2015-2050	Finanzbedarf Fonds (= Deckungslücke) ¹⁵	Senkungspotential EEG-Umlage
Komplette Übernahme Bestandsanlagen	Gesamte bisher aufgelaufene Zahlungsverpflichtungen sollen komplementär finanziert werden. Im Vordergrund steht somit eine Senkung der EEG-Umlage.	Vertikaler Kostenschnitt	Verbleibende Zahlungsverpflichtung für Bestandsanlagen ¹⁶ : 303 Mrd. €	231 Mrd. €	Von aktuell 5 ct/kWh sinkt die EEG-Umlage definitionsgemäß kurzfristig auf 0 ct/kWh. Danach steigt sie im Jahr 2030 auf 4 ct/kWh und im Jahr 2050 auf 7 ct/kWh.
Generelle Umlagebegrenzung	Die EEG-Umlage soll auf einen bestimmten Höchstwert begrenzt werden (hier: 4,9 ct/kWh). Im Vordergrund steht somit eine Stabilisierung der EEG-Umlage.	Horizontaler Kostendeckel	Zahlungsverpflichtung gesamt: 266 Mrd. € (Fonds stellt in diesem Modell den Mechanismus zur Schließung der Deckungslücke dar)	266 Mrd. €	Definitionsgemäß würde die EEG-Umlage in diesem Modell auf nominal 4,9 ct/kWh fixiert werden, wodurch sich inflationsbereinigt für 2030 ein Wert von 4 ct/kWh ergäbe und für 2050 ein Wert von 3 ct/kWh.
Umlagebegrenzung PV	Externer Refinanzierungsmechanismus ist innovationspolitisch begründet. Das Element des EEG, das zur Innovationsförderung dient, wird ausgliedert (bei PV v.a. Bestand).	Horizontaler Vergütungsdeckel → der Teil der Einspeisevergütung, der einen inflationsbereinigten Wert von 9 ct/kWh überschreitet, wird von dem Vorleistungsfonds getragen.	- Verbleibende Zahlungsverpflichtung für Bestandsanlagen: 152 Mrd. € - Für Neuanlagen: 170 Mrd. € - gesamt: 322 Mrd. €	109 Mrd. € (der Teil der Zahlungsverpflichtung, der über 9 ct/kWh hinausgeht)	Im Jahr 2015 ließe sich die EEG-Umlage um bis zu 2 ct/kWh absenken (Spitzenwert) und im Jahr 2030 dann um bis zu 1 ct/kWh.

¹⁵ Zahlungsverpflichtung abzüglich der zu erwartenden Einnahmen und Prämien der Anlagenbetreiber

¹⁶ Bestandsanlagen sind alle Anlagen, die bis 2014 in Betrieb genommen wurden. Neuanlagen sind alle Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2015 bis 2050.

Umlagebegrenzung Offshore	Externer Refinanzierungsmechanismus ist innovationspolitisch begründet. Das Element des EEG, das zur Innovationsförderung dient, wird ausgliedert (bei offshore v.a. zukünftiger Ausbau).	Horizontaler Vergütungsdeckel → der Teil der Einspeisevergütung, der einen Wert von 10,3 ct/kWh überschreitet, wird von dem Vorleistungsfonds getragen.	- Verbleibende Zahlungsverpflichtung für Bestandanlagen: 23 Mrd. € - Für Neuanlagen: 218 Mrd. € - gesamt: 241 Mrd. €	37 Mrd. € (der Teil der Zahlungsverpflichtung, der über 10,3 ct/kWh hinausgeht)	Die Effekte auf die EEG-Umlage sind hier gering mit ca. 0,3 ct/kWh Senkung über den gesamten Zeitraum.
Umlagebegrenzung Biomasse	Externer Refinanzierungsmechanismus ist in der Etablierung eines neuen Nachfragesektors (die Energiewirtschaft) für die Landwirtschaft begründet.	Horizontaler Vergütungsdeckel → der Teil der Einspeisevergütung, der einen inflationsbereinigten Wert von 9 ct/kWh überschreitet, wird von dem Vorleistungsfonds getragen.	- Verbleibende Zahlungsverpflichtung für Bestandsanlagen: 71 Mrd. € - Für Neuanlagen: 167 Mrd. € (<i>hier nur bis 2030 geschätzt</i>) - gesamt (bis 2030): 238 Mrd. €	108 Mrd. € (der Teil der Zahlungsverpflichtung, der über 9 ct/kWh hinausgeht)	Die Effekte auf die EEG-Umlage sind hier ebenfalls eher gering mit ca. 0,8 ct/kWh Senkung über den gesamten Zeitraum.
Umlagebegrenzung für PV, Offshore & Biomasse	Externer Refinanzierungsmechanismus ist innovationspolitisch und in der Etablierung eines neuen Nachfragesektors (die Energiewirtschaft) für die Landwirtschaft begründet.	Horizontaler Vergütungsdeckel → der Teil der Einspeisevergütung, der einen inflationsbereinigten Wert von 9 ct/kWh bzw. 10,3 ct/kWh bei offshore Wind überschreitet, wird von dem Vorleistungsfonds getragen.	Keine Angaben	254 Mrd. € (der Teil der Zahlungsverpflichtung, der über 9 ct/kWh hinausgeht)	Die EEG-Umlage würde kurzfristig um bis zu 3 ct/kWh reduziert werden und dann bis 2050 auf ein Niveau von etwa 1 ct/kWh absinken.

Aus dem Vergleich der Optionen zieht die Studie folgende **Schlussfolgerungen**:

- › Wahrnehmbare Entlastungen der EEG-Umlage ergeben sich in den beiden „radikalen“ Optionen mit der Übernahme der Bestandsanlagen in den Fonds oder einer generellen Umlagebegrenzung. Bei den Umlagebegrenzungen für einzelne Technologien wirkt sich nur die Begrenzung bei der PV spürbar aus. Eine Kombination der Umlagebegrenzungen wäre effektiver.
- › Das notwendige Fondsvolumen für die „radikalen“ Optionen erscheint sehr hoch und würde einen Sonderfonds mit einer Ausstattung erfordern, für den es bisher kaum Präzedenzfälle geben dürfte.
- › Mit Blick auf die erzielbaren Effekte sowie die Stringenz der Begründung kommen vor allem Modelle in Betracht, bei denen der Vorleistungsfonds die Innovationskosten für die Solarstromerzeugung sowie die Offshore-Windkraft übernimmt.

Finanzierungsoptionen und Notwendigkeit eines Stauchungsmodells

Für die Finanzierung des EEG-Fonds werden verschiedene Quellen diskutiert. Dabei werden Erfahrungen mit großen Sonderfonds in der deutschen Geschichte berücksichtigt. Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- › Finanzierung über Mittel, die im Rahmen des bestehenden EEG-Umlagesystems aufgebracht werden: diese Option ist nicht sinnvoll, da dann gerade keine Dämpfung der EEG-Umlage erreicht wird.
- › Finanzierung über Abschöpfung der Erträge am „Goldenen Ende“: diese Option geht davon aus, dass die EE-Anlagen über den Finanzierungszeitraum hinaus in Betrieb bleiben und die dadurch anfallenden Erträge abgeschöpft werden könnten. Da jedoch wenig Erfahrungen mit der Lebensdauer von EE-Anlagen vorliegen und davon auszugehen ist, dass alte Anlagen an guten Standorten ein „repowering“ erfahren werden, ist das Aufkommen aus dieser Finanzierungsquelle kaum abzuschätzen und mit hohen Unsicherheiten behaftet. Die Option wird daher nicht weiterverfolgt.
- › Refinanzierung über EEG-Umlage in der Zukunft: auch diese Option führt nicht oder nur unter sehr günstigen Rahmenbedingungen zu einem tragfähigen Aufkommen.
- › Es bleibt eine Lösung über die öffentlichen Haushalte. Da das Finanzvolumen für einen EEG-Fonds jedoch eine Ausstattung erforderlich macht, die bisher kaum Präzedenzfälle hat, erscheint eine Streckung des Fonds über einen längeren Zeitraum notwendig. Um akzeptable Finanzierungskosten zu gewährleisten, wird eine Zwischenfinanzierung von maximal 20 Jahren vorgeschlagen.

Zielerreichung gemäß Studie:

Das EE-Ausbauziel wird definitionsgemäß erfüllt: Im unterstellten Referenzrahmen decken erneuerbare Energien bis 2050 etwa 90% des gesamten Strombedarfs.

21. Enervis: Der „ideale Kraftwerkspark“ der Zukunft (publ. 06.05.2014)

Auftraggeber: Trianel Kraftwerksgesellschaften, Typ Wirtschaft

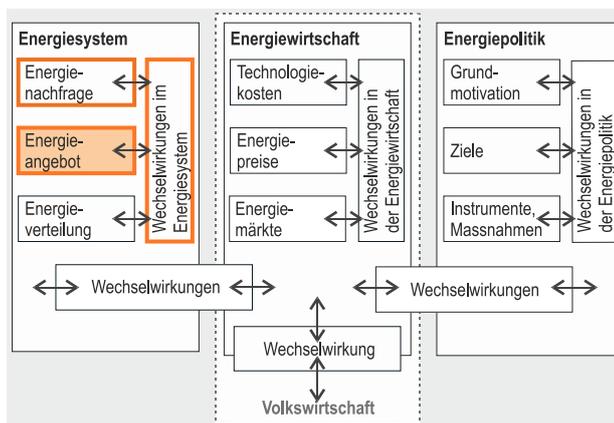
Autoren: Enervis

Link: [Idealer Kraftwerkspark](#)

Fokus: Strom

Ziel und Kernbotschaft:

Die Studie untersucht, durch welchen konventionellen Kraftwerkspark erneuerbaren Energien in Deutschland kostenoptimal und



mit den geringsten CO₂-Emissionen ergänzt werden können. Der Untersuchungszeitraum ist 2014 bis 2040. Es zeigt sich, dass für den aktuellen Bestand an Kohlekraftwerken langfristig kein Bedarf besteht und der Weiterbetrieb der Kohlekraftwerke in der Referenzentwicklung zu einer deutlichen Verfehlung der Klimaziele führt. Zudem verdrängen Kohlekraftwerke bei den heutigen CO₂-Preisen Gas- und Dampfkraftwerke (GuD), die eigentlich eine ideale Ergänzung zu den fluktuierenden erneuerbaren Energien darstellen. Um dies zu verhindern, sollten gezielt die ineffizientesten Kohlekraftwerke aus dem Bestand stillgelegt werden. Dies verbessert die Wirtschaftlichkeit der GuD. Zudem werden vermehrt flexible Spitzenlastkraftwerke (offene Gasturbinen) sowie Flexibilitätsoptionen (insb. Lastflexibilität und Speicher) benötigt. Dieser Bedarf wird innerhalb des heutigen Marktdesigns nicht gedeckt, da die notwendigen Anreizstrukturen fehlen. Die Studie fordert daher eine baldige Reform des Strommarktdesigns. Die genaue Ausgestaltung davon wird jedoch nicht untersucht.

Methodik:

Mit dem enervis Market Power (eMP) Modell werden auf stündlicher Basis das Stromangebot sowie die Stromnachfrage simuliert. Dabei wird der politisch vorgegebene Ausbaupfad der erneuerbaren Energien sowie der Ausstieg aus der Kernkraft als gegeben betrachtet. In einem ersten Schritt wird untersucht, durch welchen Kraftwerkspark diese Technologien idealerweise ergänzt würden (Ideal-Szenario). Nebenbedingung ist in diesem Szenario die Minimierung der Vollkosten der Stromerzeugung (Systemkosten). Dabei wird keine Rücksicht auf den heutigen Bestand genommen. Der konventionelle Kraftwerkspark wird für jedes Jahr neu definiert. In einem zweiten Schritt wird untersucht, wie sich der Kraftwerksbestand unter den heutigen Rahmenbedingungen entwickeln würde (Referenzszenario). Aus dem Vergleich des Ideal-Szenarios mit dem Referenzszenario wird schließlich ein „optimierter Kraftwerkspark“ entwickelt, in dem der bestehende Kraftwerkspark so angepasst wird, dass a) die Klimaziele erreicht werden, b) die Versorgungssicherheit gegeben ist und c) eine kosteneffiziente Lösung resultiert.

Ergebnis:

- › Der Grundlastbedarf (Kernkraft, Braunkohle und Steinkohle) sinkt durch den Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien deutlich. Der Bestand liegt heute etwa 10% und 2017 bereits 30% über dem erwarteten Grundlastbedarf. Durch den hohen Kohlekraftwerksbestand werden die Klimaziele trotz des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien deutlich verfehlt. Um dies zu vermeiden, wird im optimierten Kraftwerksbestand vorgeschlagen, die CO₂-intensivsten Kohlekraftwerke frühzeitig stillzulegen. Dadurch würden in den Jahren 2015 bis 2040 durchschnittlich 4.300 MW weniger Kohlekraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen.
- › Heute bestehen etwas mehr Mittellastkapazitäten (GuD), als im idealen Kraftwerkspark benötigt werden. Doch der Bedarf steigt bis ins Jahr 2040 stetig. Bereits im Jahr 2016 ist der heutige Bestand vollständig im idealen Kraftwerkspark integriert. Aufgrund der niedrigen CO₂-Preise und der hohen Verfügbarkeit von Kohlekraftwerken ist die Wirtschaftlichkeit der GuD heute jedoch stark in Frage gestellt. In der Referenzentwicklung wird bis 2023 anstatt mit der im idealen Kraftwerkspark notwendigen Zunahme mit einer Abnahme der GuD-Kapazitäten gerechnet. Im Jahr 2040 stehen im Referenzfall nur 25 GW GuD statt den idealen knapp 40 GW zur Verfügung. Eine Stilllegung der ineffizientesten Kohlekraftwerke würde die Einsatzdauer der GuD erhöhen und damit ihre Wirtschaftlichkeit verbessern. Um die CO₂-Effizienz der Mittellast zu erhöhen, sollten die neuen GuD an Orten mit verfügbaren Wärmesenken gebaut werden. Damit könnten auch die politisch gesetzten KWK-Ziele erreicht werden. Um den KWK-Bestand zu erhalten und einen weiteren Ausbau zu erreichen ist jedoch ein entsprechendes Anreizsystem notwendig. Das optimierte Szenario liegt jeweils zwischen dem realen und idealen Szenario, wobei es mittelfristig näher am idealen Szenario (kein Rückbau von GuD) und langfristig etwas näher an der Referenzentwicklung liegt (geringerer GuD Ausbau als im Idealszenario)
- › Die heute vorhandenen Spitzenlastkapazitäten entsprechen nur etwa 30% der im idealen Kraftwerkspark simulierten Spitzenlast. Da die Verfügbarkeit von Spitzenlast langfristig eine Systemanforderung ist, erfolgt deren Zubau auch im Referenzszenario. Jedoch erfolgt der Zubau später und sprunghaft in Abhängigkeit von der Außerbetriebnahme von Bestandskraftwerken. Lastflexibilität wird als eine kosteneffiziente Option dargestellt, die jedoch ohne eine neue Anreizstruktur nicht erschlossen werden kann. Im optimierten Szenario setzt der Ausbau der Spitzenlast früher als im Referenzszenario ein.
- › Im Referenzszenario werden die CO₂-Ziele deutlich verfehlt, im Ideal-Szenario per Definition erreicht. Der optimierte Kraftwerkspark ist so erstellt, dass die CO₂-Ziele erreicht werden, sofern bei der Erneuerung des Kraftwerksparks das bestehende KWK-Potenzial ausgeschöpft wird. Dazu ist ein geeigneter Anreizrahmen notwendig.

Annahmen
Stromnachfrage (1)
EE-Erzeugungskapazitäten (2)
Brennstoffpreise (3)
CO ₂ -Preis (4)

Ergebnis
Notwendige gesicherte Leistung (5)
Fossiler Kraftwerkspark (6)
CO ₂ -Emissionen (7)

Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	gering	mittel	stark	keine Aussage
-------------------	--------	--------	-------	---------------

Annahmen im Vergleich mit Leitstudie 2011	
1	Die Studie geht in den herkömmlichen Strombereichen von einem konstanten Nettostromverbrauch aus. Dazu kommt eine zusätzliche Nachfrage aufgrund des Ausbaus der Elektromobilität.
2	Ausbau gemäß Kabinettsbeschluss der Bundesregierung (Regierungsbildung 2013). EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 42,5 % im Jahr 2025 und von 57,5 % im Jahr 2035 (mittlerer Ausbaukorridor) gemäß BMWi 2014.
3	Bis 2020 Annahmen gemäß aktuellen Terminmarktpreisen, ab 2020 gemäß World Energy Outlook 2013. Dies entspricht in etwa der Bandbreite der Leitstudie.
4	Die angenommenen CO ₂ -Preise (2020: 15€/tCO ₂ , 2040: 35 €/tCO ₂) liegen unter jenen der Leitstudie (2020: 20-27 €/tCO ₂ , 2040: 36 - 60 €/tCO ₂).

Ergebnisse im Vergleich mit Referenzstudie		
Nr.	Vergleich	Fazit
5	Die Leitstudie geht von einer Abnahme der notwendigen gesicherten Leistung aus, die vorliegende Studie von einem konstanten Bedarf (genaues Niveau wird nicht ausgewiesen). Es ist davon auszugehen, dass die Unterschiede mit der Annahme zur Stromnachfrage (abnehmend resp. konstant bis zunehmend) zusammenhängen.	Der Bedarf an gesicherter Leistung wird in der Leitstudie möglicherweise unterschätzt.
6	Grundlast (Kohle): Die Kapazität des Referenzszenarios entspricht mittelfristig (2030) jener der Leitstudie, die ideale Entwicklung gemäß vorliegender Studie liegt jedoch bereits 5 GW niedriger. Langfristig sind die Kohlekapazitäten in der Referenzentwicklung deutlich höher als in der Leitstudie und dem idealen Szenario der vorliegenden Studie, die beide etwa von den gleichen idealen Kapazitäten ausgehen. Mittel- und Spitzenlast (GuD, offene Gasturbinen, Lastmanagement): Die Leitstudie geht mittelfristig von einem vergleichbaren Bedarf aus wie das ideal Szenario. Langfristig (2040) unterstellt das ideal Szenario der vorliegenden Studie einen höheren Bedarf als die Leitstudie. Die Referenzentwicklung liegt deutlich unter den erforderlichen Kapazitäten gemäß Leitstudie. Auch hier liegt die Vermutung nahe, dass dies mit den unterschiedlichen Annahmen zur Stromnachfrage zusammenhängt.	Es ist ein zusätzlicher Zubau von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken (resp. Lastmanagement, Speicher) notwendig.
7	In der Referenzentwicklung werden die CO ₂ -Ziele sämtlich verfehlt. Die Zielabweichung nimmt über die Zeit zu. Im idealen und optimierten Szenario werden die Ziele per Definition erreicht. Dazu ist jedoch eine Veränderung des aktuellen Strommarktdesigns notwendig.	Ohne Veränderung des Strommarktdesigns führt die hohe Bedeutung der Kohle zu einer Verfehlung der CO ₂ -Ziele, obwohl in großem Umfang EE zugebaut werden.

Zielerreichung gemäß Studie:

Die Studie macht nur Aussagen zu den CO₂ und KWK-Zielen. Die Ziele wären grundsätzlich erreichbar, jedoch sind dazu ein verändertes Strommarktdesign sowie zusätzliche Anreize für KWK notwendig. Unter den heutigen Rahmenbedingungen werden sie verfehlt.

Die Stromnachfrage wird nicht explizit modelliert, jedoch werden per Annahme ein konstanter Stromverbrauch in den bisherigen Bereichen und eine zusätzliche Nachfrage durch die Elektromobilität unterstellt. Dies widerspricht dem Ziel beim Bruttostromverbrauch.

22. Enervis energy advisors GmbH: Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes in Deutschland (publ. Juni 2014)

Auftraggeber: Verband kommunaler Unternehmen e.V.

Autoren: enervis energy advisors GmbH

Link: [Dezentraler Leistungsmarkt](#)

Fokus: Strommarktdesign

Ziel und Kernbotschaft:

Mit der vorliegenden Studie spezifiziert der VKU das Kernelement „Einführung eines dezentral organisierten Kapazitätsmarktes“ (im

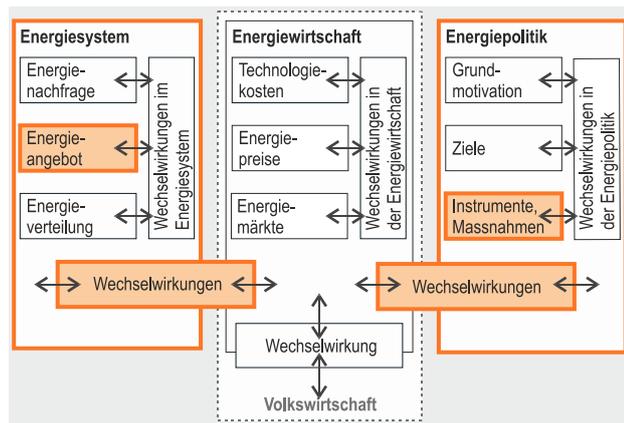
Folgenden: dezentraler Leistungsmarkt, DLM) seines Vorschlags zum integrierten Energiemarktdesign (iEMD) vom Frühjahr 2013.¹⁷ Ziel des DLM ist es, die Bereitstellung von gesicherter Leistung auch bei steigendem EE-Anteil und sich dadurch veränderter Merit-Order Struktur zu gewährleisten und die Vorhaltung von gesicherter Leistung marktnah zu organisieren. Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass bei Einführung eines DLM die kumulierten Systemkosten im Zeitraum 2014-2034 um 24 bis 27 Mrd. € niedriger lägen, als bei Weiterführung des EOM. Bezogen auf die Verbraucherpreise bedeutet die Einführung eines DLM eine Entlastung von 2,2 bis 3,5 €/MWh.

Methodik:

Die Analyse beruht auf dem von enervis entwickelten Strommarktmodell „enervis Market Power“, welches den deutschen Anlagenpark hochaufgelöst abbildet und den Stromaustausch über die europäischen Kuppelkapazitäten berücksichtigt. Der Kraftwerkseinsatz im Modell basiert auf dem Prinzip der kurzfristigen Grenzkosten (merit-order). Die Preisbildung auf dem DLM erfolgt auf Basis der im EOM nicht gedeckten fixen Betriebskosten (Bestand) und ggf. der nicht gedeckten Kapitalkosten (bei Neubauten). Betrachteter Zeitraum ist 2014 bis 2034.

In der Analyse werden vier Szenarien betrachtet, die verschiedene Kostenannahmen für die konventionelle Leistungsbereitstellung sowie den Umfang von Flexibilitätsoptionen unterstellen:

- › **EOM 55:** Weiterführung des aktuellen Marktdesigns, flankiert durch (Netz-)Reservemechanismus (status quo). Kosten der Leistungsbereitstellung der Reserve orientieren sich an den unteren Vollkosten eines neuen Gasturbinenkraftwerks mit 55.000 €/MWh/a.



¹⁷ Siehe Faktenblatt „Enervis & BET: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland“ vom März 2013.

- › **EOM 80:** Wie oben, jedoch Vollkosten der Gasturbine bei 80.000 €/MWh/a.
- › **DLM 55 Flex:** Einführung eines zusätzlichen DLM, welcher das Gut „gesicherte Leistung“ in Form von handelbaren Leistungszertifikaten abbildet. Kosten der Leistungsbereitstellung im DLM liegen bei 55.000 €/MWh/a, lastseitige Flexibilitätspotentiale werden genutzt.
- › **DLM 80 o Flex:** Kosten der Leistungsbereitstellung bei 88.000 €/MWh/a, keine Erschließung von Flexibilitätsoptionen (daher obere Bandbreite der Ergebnisse).

Annahmen im Vergleich zur Leitstudie

Die Analysen des Strommarktmodells beruhen auf folgenden Annahmen, die hier, wo möglich, jeweils mit einem Vergleich zur Leitstudie dargestellt sind:

- › **Stromverbrauch:** Es gilt ein (auf historischem Niveau basierendem) stabiler Nettostromverbrauch zzgl. eines zusätzlichen Stromverbrauchs aus dem Ausbau der Elektromobilität (→ Vergleich: Leitstudie geht von sinkendem Stromverbrauch aus).
- › **Erneuerbare Energien:** Der EE-Ausbau Pfad entspricht den aktuellen, politischen Planungen (EEG-Novelle): mittlerer EE-Ausbaukorridor mit einem EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 42,5% in 2025 und 57,5% in 2035 (→ Vergleich: Leitstudie geht für 2030 von einem EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 63,8% aus).
- › **Zusammensetzung EE:** Es gilt ein EE-Technologiemix, bei dem die technologische Zusammensetzung des EE-Ausbaus sich am Bruttozubau des Referenzentwurfs für die EEG-Novelle 2014 orientiert.
- › **CO2- und Brennstoffpreise:** Des Weiteren gelten die energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen (hinsichtlich der Brennstoff- und CO2-Preisentwicklung), die dem World Energy Outlook 2013 („New Policy“-Szenario) entstammen. Sie werden als konstant zwischen den Szenarien angenommen.

Ergebnisse:

Da die BMU Leitstudie (2011) keine Angaben für die Ausgestaltung und Wirkung eines dezentralen Leistungsmarktes enthält, sind die Ergebnisse der hier betrachteten Studie nicht mit der Leitstudie vergleichbar. Die Auswirkungen auf die wichtigsten Indikatoren sind im Folgenden für die beiden Szenarientypen EOM und DLM dargestellt:

Ergebnisse für die Szenarientypen EOM und DLM		
	EOM-Szenarien	DLM-Szenarien
Rolle konventionelle Kraftwerke	Der Erzeugungsanteil konventioneller Kraftwerke nimmt in allen Szenarien stetig ab und wird vermehrt für die Leistungssicherung vorgehalten. Die Auslastung und Erzeugungsmengen der konventionellen Anlagen nehmen in allen Szenarien ab.	

Wirtschaftlichkeit konventionelle Kraftwerke	Bereits zu Beginn des Zeitraums: Marktaustritt (Stilllegung oder Überführung in einen Reservemechanismus) von relevanten Bestandskraftwerken. Diese müssen durch teure Kraftwerkszubauten ab 2023 kompensiert werden (zunächst Gasturbinen, später auch GuD)	Durch Erlöse aus dem Leistungsmarkt können Anbieter ab 2015 zumindest die fixen Betriebskosten decken. Es steht ein insgesamt höheres Niveau an flexibler Kraftwerksleistung und Lastflexibilität zur Verfügung. Keine betriebswirtschaftlich induzierten Marktaustritte.
Investitionen im konventionellen Kraftwerkspark und Stromimporte	Fehlende Strommengen werden in den EOM Szenarien primär über Importe zur Verfügung gestellt.	Die Einführung eines DLM führt zu einem Anstieg der Investitionstätigkeit, insbes. im Spitzenlastsegment. Die inländische Stromerzeugung steigt im Vergleich zu den EOM-Szenarien im relevanten Betrachtungszeitraum um 2 bis 3%.
Preisvolatilität	Ausgeprägte Preiszyklen, sobald im EOM Knappheitsstunden auftreten. In diesen Zeiträumen bilden sich hohe Strompreise, die zum Anstieg des mittleren Strompreisniveaus führen.	DLM führt zu frühzeitigem und stabilem Leistungspreisniveau, das die Preiszyklen glättet. Insbesondere in der 1. Hälfte des Betrachtungszeitraums ist der Preis in den DLM-Szenarien deutlich weniger volatil und liegt unter dem mittleren Strompreisniveau der EOM-Szenarien. In der 2. Hälfte sind die mittleren Strompreisniveaus etwa vergleichbar.
Systemkosten absolut		Einführung eines DLM kann Systemkosten mittel- bis langfristig senken (bis 2018 liegen Systemkosten leicht höher als im EOM, da umfangreicher Kapitalstock erhalten wird). Kumuliert über den ges. Zeitraum liegen Systemkosten um 24 bis 27 Mrd. € unter den Kosten im EOM (zur Zusammensetzung der Preiseffekte s. Abbildung 1 im Anhang).
Systemkosten spezifisch		Einsparung durch DLM: 2,1 bis 2,3 €/MWh, bezogen auf den Nettostromverbrauch in Deutschland
Verbraucherpreise		DLM führt zu absoluter Verbraucherentlastung von rund 25 bis 41 Mrd. € bis 2034. Spezifische Verbraucherentlastung über den gesamten Zeitraum: 2,2 bis 3,5 €/MWh.

Gemäß den Ergebnissen der Studie, trägt die Einführung eines DLM nicht nur zur Begrenzung der Systemkosten bei, sondern wirkt sich über zahlreiche Einflusskanäle auf das Marktdesign aus:

- › Das Entstehen eines robusten Leistungspreissignals setzt Anreize für frühzeitige Investitionen in den konventionellen Kraftwerkspark. Preisvolatilität und starke Preiszyklen können begrenzt werden.
- › Die Einführung eines DLM kann zusätzliche Anreize für die Erschließung von Lastflexibilität setzen. Großverbraucher, die technisch in der Lage sind, ihren Stromverbrauch in Zeiten hoher Nachfrage zu reduzieren, benötigen weniger Leistungszertifikate aus dem DLM und sparen somit Kosten.
- › Die Einführung eines DLM stärkt die inländische Versorgungssicherheit und reduziert den Importanteil.

Zielerreichung gemäß Studie:

- › Die EE-Ausbau Ziele werden gemäß Annahme erreicht. Es werden die Ausbaupfade der EEG-Novelle 2014 hinterlegt.
- › Die Ziele zur Reduktion des Bruttostromverbrauchs werden gemäß Annahme nicht erreicht, es wird sogar von einem steigenden Stromverbrauch ausgegangen (zusätzliche Nachfrage E-Mobilität).
- › KWK-Ziel: Die Einführung eines DLM führt zu einem Anstieg der inländischen Stromerzeugung. Wenn diese gekoppelt mit Wärmeproduktion erfolgt, scheint die Erreichung des 25%-KWK-Ziels realistisch.

ANHANG

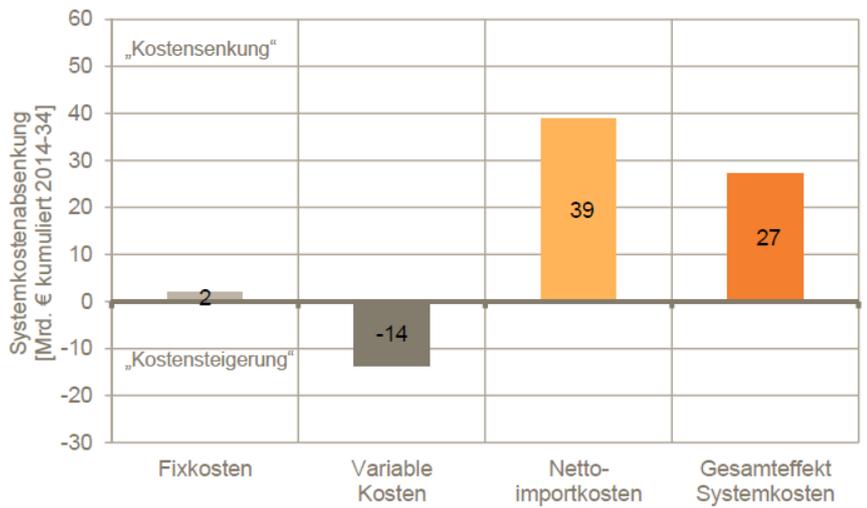


Abbildung 1: Vergleich der Systemkosten im Szenario EOM 55 zum Szenario DLM 55 Flex. Eine Absenkung von Systemkostenbestandteilen durch einen Leistungsmarkt ist nach oben (positiv) abgetragen, negative Werte stehen für eine Erhöhung der Systemkosten im Leistungsmarkt-Szenario.

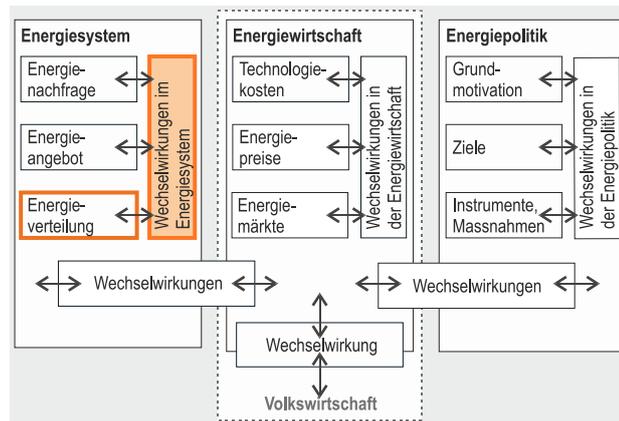
23. ef.Ruhr, FENES, IAEW, ISEA: Stromspeicher in der Energiewende (publ. September 2014)

Auftraggeber: Agora Energiewende

Autoren: ef.Ruhr, FENES Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher, IAEW Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, ISEA Institut für Stromrichttechnik und Elektrische Antriebe

Link: [Stromspeicher in der Energiewende](#)

Fokus: Hauptfokus Strom mit sektorenübergreifender Betrachtung Wärme und Verkehr



Ziel und Kernbotschaft:

Die vorliegende Studie geht der Frage nach, wie viele und welche Energiespeicher für die Energiewende in Deutschland erforderlich sind. Der Fokus liegt dabei auf dem Stromsektor und die Frage wird vorwiegend aus der Perspektive der Systemgesamtkosten betrachtet. Eine separate Analyse von Märkten für Speicher, die andere Sektoren und Investitionsmotive beinhaltet, ergänzt diese Betrachtung (z.B. Wärmespeicher, Kraftstoffspeicher, sektorenübergreifende Speicher „Power-to-X“). Neu im Vergleich zu bisherigen Studien ist die integrierte Betrachtung im europäischen Stromerzeugungssystem.

Die Studie kommt zum Schluss, dass Deutschland in den kommenden 20 Jahren nicht auf neue Stromspeicher angewiesen ist. Die benötigte Flexibilität kann durch eine flexible Fahrweise von fossilen Kraftwerken, aktivem Lastmanagement bei industriellen Stromverbrauchern und Stromhandel mit Nachbarstaaten günstiger bereitgestellt werden. Allerdings werden sich Speichertechnologien in anderen Sektoren – vor allem bei Verkehr und in der chemischen Industrie – voraussichtlich schon recht bald stark verbreiten. Davon kann das Stromsystem profitieren, weil beispielsweise Batterien in Elektroautos als Zusatznutzen dem Stromsektor kostengünstig Flexibilität bereitstellen können.

Speicher müssen deswegen schon jetzt gleichberechtigten Zugang zu den Märkten erhalten. Das gilt für die Märkte für Flexibilität (z.B. Regelleistungsmarkt), einem zukünftigen Kapazitätsmarkt, aber auch im Verteilnetz, wo Speicher ein Element im Baukasten der Netzbetreiber sein können. Zudem erscheint es sinnvoll, die Technologie- und Marktentwicklung voranzutreiben.

Methodik

Die Fragestellung wird in fünf Themenbereiche unterteilt, wobei die Methodik je nach Themenbereich variiert. Für jeden Themenbereich werden drei Zeitpunkte betrachtet: 2023, 2033 und der Zeitpunkt, in dem der Anteil EE an der Stromversorgung 90% beträgt (circa 2050).

- › Energiespeicher und alternative Flexibilitätsoptionen: Anhand der bestehenden Literatur und Expertenschätzungen wird der Wirkungszusammenhang zwischen Energiespeichern und alternativen Flexibilitätsoptionen (z.B. Lastenmanagement, Netzausbau) dargestellt, ihr Einfluss auf den Speicherbedarf erörtert und Bandbreiten der Kostenentwicklung der verschiedenen Speichertechnologien hergeleitet.
- › Bedarf an Speichern auf Ebene des Übertragungsnetzes: Es wird untersucht, ob auf der Ebene der Übertragungsnetze ein Bedarf an Stromspeichern für den zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage erforderlich ist. Dafür wird der Einfluss verschiedener Kombinationen an zusätzlichen Stromspeichern auf die Kosten des Stromerzeugungssystems untersucht. Die Investitionskosten für die zusätzlichen Speicher werden mit den Einsparungen durch geringere Erzeugungskosten (bessere Auslastung der thermischen Kraftwerke), den vermiedenen Investitionen in konventionelle Kraftwerke und dem Wert der Reduktion der erforderlichen EE-Abregelung (einmal gemessen an den marginalen und einmal an den Vollkosten der EE-Anlage). Dabei wird jeweils eine Best-Case und eine Worst-Case Berechnung vorgenommen und daraus eine Bandbreite abgeleitet.
- › Bedarf an Speichern im Verteilnetz: Es wird untersucht, ob Batteriespeicher, die netzdienlich eingesetzt werden, im Verteilungsnetz eine kosteneffiziente Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen. Dabei wird der notwendige Netzausbaubedarf anhand repräsentativer Netze bestimmt und verschiedene technische Optionen zur Beseitigung der Engpässe unter Kostengesichtspunkten verglichen.
- › Bedarf an Stromspeichern zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen: Systemdienstleistungen werden bislang weitgehend durch thermische Kraftwerke abgedeckt. Bei hohen EE-Anteilen an der Stromerzeugung werden Alternativen benötigt. Daher wird basierend auf den vorhergehenden Analysen der Studie und weiterer Literatur analysiert, ob in den kommenden Jahren ein Bedarf für Stromspeicher zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen entsteht.
- › Märkte für Batteriespeicher und Power-to-Gas außerhalb des Strommarktes: Anhand von Literaturauswertungen und quantitativen Ableitungen auf Basis von Prognosen zukünftiger Entwicklungen werden zukünftige Märkte für diese Technologien identifiziert und für besonders relevante Größenordnung mögliche Effekte für das Stromerzeugungssystem hergeleitet (z.B. in Form von zusätzlicher Flexibilität über Energiespeicher, die im Lastmanagement zusätzliche Systemdienstleistungen zu marginalen Kosten anbieten).

Ergebnis

- › Es ist zwischen Strom-, Wärme-, Kraftstoff-, und Gasspeichern zu unterscheiden, die jeweils einem Sektor (Strom, Wärme, Gas, Verkehr) zugeordnet sind. Sektorübergreifende Energiespeichertechnologien wie Power-to-Gas oder Power-to-Heat verbinden verschiedene Sektoren. Der Stromspeicherbedarf

ergibt sich nach Abwägung von technisch und ökonomisch vorteilhaften Flexibilitätsoptionen, die in Erzeugung (steuerbare Kraftwerke, KWK-Anlagen, Abregelung von EE-Anlagen), Netze, Speicher, und Verbrauch (Lastmanagement) unterteilt werden können. Eine zentrale, kostengünstige und technisch einfache Flexibilität kann über die Koppelung von Strom- und Wärmesektor erschlossen werden (KWK).

- › Stromspeicher im Übertragungsnetz sind bis zu einem Anteil von EE am Strommix von 60% (d.h. Mitte der 30er Jahre) teurer als die Nutzung der anderen Flexibilitätsoptionen (Erzeugung, Netze, Verbrauch), die zu diesem Zeitpunkt gemäß konservativen Erwartungen zur Verfügung stehen werden. Zusätzliche Stromspeicher reduzieren die Abregelung der EE in den nächsten 20 Jahren nur marginal. Da Stromspeicher die Grundlast verstetigen und die Nachfrage nach Spitzenlast verringern, können sie jedoch zu einer Bevorzugung von Kohlekraftwerken gegenüber Gaskraftwerken führen und damit die CO₂-Emissionen des Stromsektors erhöhen.

Langfristig – d.h. bei einem EE Anteil am Strommix von 90% - reduzieren Stromspeicher die Systemgesamtkosten sofern sich die Speicherkosten günstig entwickeln. Die Kosten werden bei 7 GW Kurzzeitspeichern und 16 GW Langzeitspeichern am stärksten reduziert (zum Vergleich: die installierte Erzeugungsleistung beträgt knapp 370 GW). Die Vorteile von Kurzzeitspeichern sind weniger stark ausgeprägt als jene der Langzeitspeicher, da Kurzzeitspeicher besser mit anderen Flexibilitätsoptionen ersetzt werden können.

- › Auf der Niederspannungsebene des Verteilnetzes kann ein Speichereinsatz in einzelnen Fällen Netzausbau vermeiden beziehungsweise verzögern und damit Kosten einsparen. Aus den Ergebnissen lassen sich lediglich Tendenzen und Optionen ableiten. Eine Einzelfallprüfung ist daher unerlässlich. Sofern Batteriespeicher aus anderen Motivationen als zur Vermeidung von Netzausbau installiert werden (z. B. Hausspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung), ist es in Spezialfällen möglich, dass die Betriebsweise die Belastungssituation im Netz anhebt.
- › In den nächsten 20 Jahren ist zu erwarten, dass Speicher zu den Systemdienstleistungen am ehesten durch die Bereitstellung von Primärregelleistung aus Batteriespeichern und durch die Bereitstellung von gesicherter Leistung beitragen. Die übrigen Systemdienstleistungen können durch Alternativen kostengünstiger erbracht werden.
- › Batteriespeicher in dezentralen Anwendungen außerhalb des Stromsektors werden sich unabhängig vom Strommarkt entwickeln und langfristig in Deutschland sowie international etablieren. Neu errichtete Photovoltaikanlagen mit Optimierung des Eigenstromverbrauchs über Hausspeicher, in der Förderung auslaufende bestehende Photovoltaikanlagen und die Elektromobilität sind hierbei die entscheidenden Märkte. Die Studie geht im Jahr 2050 von einer installierten Leistung von 40 bis 180 GW aus. Der nicht zu elektrifizierende Teil der Mobilität und chemischen Industrie ist der Leitmarkt für Power-to-X in Form von Stromkraftstoffen und stromgenerierten Grundstoffen, da dort wenige Alternativen auf Basis erneuerbarer Energien vorhanden sind und die Erlöse für die gespeicherte Energie in diesen Märkten höher sind als im Strommarkt. Im Jahr 2050 wird eine installierte Leistung von 40 bis 130 GW erwartet. Die

Märkte für Energiespeicher außerhalb des Stromsektors führen zu einem Anstieg des Strombedarfs und einer höheren verfügbaren Flexibilität im Stromerzeugungssystem. Diese Speichersysteme können über ihren eigentlichen Nutzen hinaus zusätzlich Dienstleistungen am Strommarkt zu geringen marginalen Kosten anbieten. Der Einfluss dieser Speicher auf den Stromsektor wurde nicht untersucht.

Annahmen

Annahmen
Stromnachfrage (1)
Anteil EE am Bruttostromverbrauch
Installierte Leistung (2)
Notwendige gesicherte Leistung (3)
Brennstoffpreise
CO ₂ -Preis (4)
Stromübertragungskapazität zu Nachbarstaaten (5)

Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	gering	mittel	stark	keine Aussage
-------------------	--------	--------	-------	---------------

Annahmen im Vergleich mit Leitstudie 2011	
1	Die Studie geht im Gegensatz zur Leitstudie von einem konstanten Nettostromverbrauch aus.
2	Die Studie geht davon aus, dass die installierte Leistung aller Technologien höher ist als in der Leitstudie. Dies korrespondiert mit der vergleichsweise höheren Stromnachfrage. Werte der ef.Ruhr et al Studie: <ul style="list-style-type: none"> • Szenario 2023: Die installierte Leistung der konventionellen thermischen Erzeugungsanlagen beträgt etwa 82 Gigawatt. Die EE-Leistung beläuft sich auf 142 Gigawatt, wobei der größte Anteil durch die PV- und Windenergieanlagen bereitgestellt wird. • Szenario 2033: konventionelle Erzeugungskapazität: 76 GW, EE Kapazität 191 GW • Szenario 90% EE: konventionelle Erzeugungskapazität: 64 GW, EE Kapazität 304 GW
3	Da Stromnachfrage nicht sinkt, sinkt die notwendige gesicherte Leistung über die Zeit auch nicht
4	Identisch mit Preispfad A der Leitstudie
5	Konservativere Ausbauannahmen

Zielerreichung gemäß Studie:

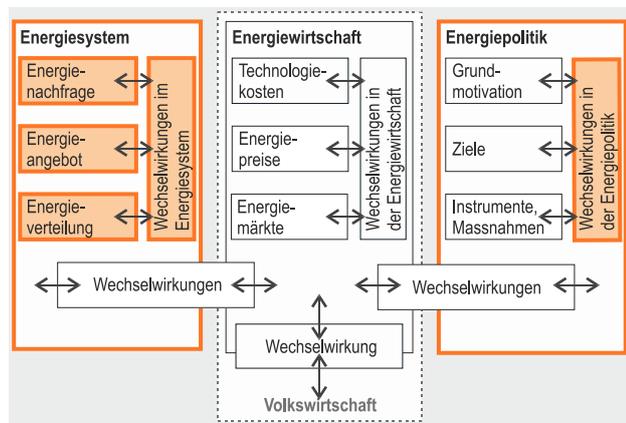
Die Ziele der Energiestrategie fließen soweit notwendig nur als Annahmen in die Analyse ein. Explizite Hinweise zur Zielerreichung ergeben sich nicht.

24. Prognos AG, Fraunhofer IFAM, IREES und BHKW-Consult: Potential- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014 (publ. Oktober 2014)

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Autoren: Prognos AG, Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM), Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES) und BHKW-Consult

Link: [Kosten-Nutzen-Analyse KWK und Evaluierung KWKG in 2014](#)



Fokus: Kraft-Wärme-Kopplung

Ziel und Kernbotschaft:

Gemäß EU-Energieeffizienzrichtlinie (2012/27EU) müssen die EU-Mitgliedstaaten bis Ende 2015 eine Bewertung des Potentials der hocheffizienten KWK, der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung und eine Kosten-Nutzen-Analyse der KWK vorlegen. Zudem ist für 2014 eine Evaluierung des KWKG-Gesetzes vorgesehen. Die vorliegende Studie hat zum Ziel, für diese beiden Prozesse als Entscheidungsgrundlage für die Bundesregierung zu dienen. Sie beinhaltet eine Kosten-Nutzen- sowie eine Potenzialanalyse für die KWK-Nutzung in Deutschland, die Ableitung der möglichen Rolle der KWK im zukünftigen deutschen Strom- und Wärmeversorgungssystem sowie eine Zwischenevaluierung des KWKG.

Als Kernbotschaft wird gezeigt, dass die KWK gegenüber ungekoppelten Systemen in bestimmten Anwendungsfällen betriebs- und volkswirtschaftliche Vorteile aufweist. Für den weiteren KWK-Ausbau wurden deshalb große Potenziale identifiziert, die hauptsächlich im Bereich der leitungsgebundenen KWK-Nutzung sowie der industriellen Nutzung liegen. Das Gesamtpotenzial für die KWK-Stromerzeugung in den Sektoren private Haushalte, Gewerbe/Handel/(Dienstleistungen und Industrie beträgt danach zwischen etwa 170 TWh/a und 240 TWh/a in 2050 und ist somit deutlich höher als die Ergebnisse der BMU-Leitstudie sowie weiterer bereits im Projekt betrachteter Studien mit KWK-Fokus (siehe Faktenblatt KWK vom Februar 2014). Dieses Potential kann über die bestehenden Anreizmechanismen des KWKG erreicht werden, dessen grundsätzliche Weiterführung von der Studie empfohlen wird.

Methodik:

Ziel der Studie ist es, mit Hilfe einer Kosten-Nutzen- und Potentialanalyse eine Bewertungsgrundlage für die Rolle der KWK im zukünftigen Strom- und Wärmeversorgungssystem zu erstellen. Die Studie basiert bei der Ermittlung des Status quo auf aktuellen Daten und Statistiken. Für die zukünftige Entwicklung wurden die Annahmen der aktuellen Energierferenzprognose der Prognos AG¹⁸ verwendet:

- › **Kosten-Nutzen-Analyse:** Versorgungsoptionen werden mit Hilfe der Kapitalwertmethode verglichen und die kosteneffizientesten Optionen ermittelt. Die Ergebnisse werden in einer volkswirtschaftlichen Betrachtung (ohne Steuern, Abgaben, KWK-Förderung) sowie einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung (inkl. aller politischen Rahmenbedingungen und höheren Renditeerwartungen) dargestellt. Grundsätzlich wird zwischen Anwendungen in privaten Haushalten, Anwendungen im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und Industrieanwendungen unterschieden. Im Bereich der privaten Haushalte werden z.B. Fernwärme-KWK und Objektversorgung betrachtet, wobei die KWK-Anlage immer mit dem Gaskessel als Referenz und einer alternativen Sanierung mit Wärmedämmung und kleinerem Gaskessel verglichen wird. Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse beziehen sich auf den heutigen Zeitpunkt.
- › **Potenzialanalyse:** basiert auf den Ergebnissen der Kosten-Nutzen-Analyse und zeigt, welche Mengenentwicklungen sich insgesamt für Deutschland ergeben können. Die Ermittlung der Potenziale der leistungsgebundenen KWK in den Bereichen private Haushalte und GHD beruht auf der Detailanalyse von 41 repräsentativen Modellstädten (bei Berücksichtigung von Sanierungs- und Neubaueffekten), während bei der Objekt-KWK ein Vollkostenvergleich mit einem Gaskessel für 8 typische Anwendungsfälle stattfindet. Die Potenzialermittlung für die Industrie erfolgt mittels einer Analyse des Wärmebedarfs der einzelnen Industriebranchen (Temperaturbereich bis zu 300°C) und seiner künftigen Entwicklung aufgrund von Produktionsentwicklung sowie struktureller und technischer Einflüsse. Die Potentialanalyse bezieht sich für die privaten Haushalte und GHD auf den heutigen Zeitpunkt und wird danach als Konstante fortgeschrieben, für die Industrie werden Prognosen bis 2050 entwickelt.
- › **Rolle der KWK im zukünftigen Strom- und Wärmebereich:** konzentriert sich auf die Potenziale zur KWK-Stromerzeugung. Es wird dabei untersucht, welche technischen Konzepte zur KWK-Flexibilisierung bestehen und in welchen Einsatzbereichen diese genutzt werden. Zudem wird analysiert, in welchem Umfang die KWK-Potenziale in das zukünftige Stromsystem integrierbar sind, welche Rolle die KWK hinsichtlich der Bereitstellung von System- und Versorgungssicherheit einnehmen kann und welche positiven Effekte der KWK-Betrieb auf CO₂ Emissionen hat.
- › **Zwischenevaluierung des KWKG:** betrachtet die Entwicklung der KWK und den Abruf der KWK-Förderung in den letzten Jahren, da daraus die Wirkungen des KWKG abgelesen werden können. Dies bildet die Grundlage für die kurzfristige Perspektive bis zum Jahr 2020, die entscheidend für die Weiterentwicklung der KWK ist.

¹⁸ Prognos AG, EWI, GWS (2014): *Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose, Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie*. Basel/ Köln/Osnabrück, 2014.

Ergebnisse Kosten-Nutzen-Analyse:

1) Private Haushalte und GHD

- › Im Bereich der Objektversorgung ist bei den privaten Haushalten ein wirtschaftlicher Einsatz von Blockheizkraftwerken (BHKW)¹⁹ auf Grund sehr hoher spezifischer Investitionen nicht gegeben. Dies gilt auch für die betriebswirtschaftliche Betrachtungsweise, obwohl dabei die KWK-Förderung berücksichtigt wird. Durch die geringeren spezifischen Investitionskosten von größeren BHKW schneiden größere Mehrfamilienhäuser besser ab als kleinere Wohngebäude (siehe Ergebnisübersicht in Tabelle A-1 im Anhang).
- › Im GHD-Sektor hängt die Wirtschaftlichkeit von BHKW sehr von den Voraussetzungen des spezifischen Objektes, insbesondere der Vollaststundenzahl sowie der Stromeigennutzung ab. Pauschale Aussagen können daher von der Studie nicht generiert werden. Für drei repräsentative Anwendungsfälle wird ein Vergleich verschiedener Optionen betrachtet: Krankenhäuser, Bürogebäude, Gewerbebetrieb. In diesen Anwendungen ist die KWK-Anlage dem Gaskessel nur im Anwendungsfall Krankenhaus volkswirtschaftlich knapp und betriebswirtschaftlich deutlich überlegen. Im Gewerbebetrieb ist das BHKW betriebswirtschaftlich nur geringfügig wirtschaftlicher als ein Gaskessel. Für das Bürogebäude ist für die volks- und betriebswirtschaftliche Betrachtungsweise jeweils der Gaskessel die Option mit dem geringeren Kapitalwert (siehe Übersicht Tabelle A-1 im Anhang). Von zentraler Bedeutung ist dabei stets der Wärmebedarf der Objekte: je größer dieser ist, desto eher zeigt die Kosten-Nutzen-Analyse Vorteile der Option KWK gegenüber einem Gaskessel.
- › Bei Neubauten im Wohngebäudebereich rangieren Wärmepumpenoptionen zwischen den Gaskesseln (günstigste Versorgungsoption) und den BHKW (teuerste Versorgungsoption).

2) Industrielle KWK, Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) und ORC-Anlagen

- › Im Bereich Industrie hängt die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen stark von der spezifischen Nutzung, vom Anlagentyp sowie von den im Referenzfall anzusetzenden Strompreisen ab. Einige Anlagentypen sind erst bei einer hohen Vollaststundenzahl wirtschaftlich darstellbar. Im Vergleich der volkswirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Betrachtung zeigt sich die Bedeutung der bestehenden KWK-Förderung für die betriebswirtschaftliche Rentabilität der Anlagentypen: während einige Anlagen in der volkswirtschaftlichen Betrachtung nicht rentabel sind, kann bei der betriebswirtschaftlichen Betrachtung die Rentabilität erreicht werden (vgl. Übersicht Tabelle A-2 im Anhang).
Bei den größeren Anlagen wird die betriebswirtschaftliche Rentabilität der Eigenerzeugung in KWK-Anlagen zudem durch die niedrigen Strombezugpreise für die größeren und energieintensiven Unternehmen beeinträchtigt. Dies gilt insbesondere für die stromintensiven Unternehmen, die reduzierte Stromsteuern zu entrichten haben und eine weitgehende EEG-Umlagebefreiung erhalten.

¹⁹ BHKW-Anlagen arbeiten alle nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung.

- › Die Rentabilität von KWKK-Anlagen hängt ebenfalls stark von den Jahresnutzungsstunden der gesamten Anlage ab. Es wird geschätzt, dass die Anzahl der KWKK-Anlagen am ehesten in den Branchen zunimmt, die derzeit noch relativ geringe KWK-Anteile am Wärmebedarf <300°C haben (z.B. Nahrungsmittelindustrie).
- › ORC-Anlagen (Organice-Rankine-Cylce), die als Arbeitsmedium niedrig siedende organische Stoffe verwenden, existieren in der Industrie derzeit nur vereinzelt. Bei Ausnutzung der bestehenden Entwicklungspotenziale sind jedoch künftig rentable Anwendungsmöglichkeiten, insbesondere bei höheren Temperaturen der Abwärme, gegeben.

Ergebnisse der Potenzialanalyse:

1) Private Haushalte und GHD

- › Hier wird zwischen Fernwärme-KWK und Objekt-KWK unterschieden und es werden zwei Anschlusszenarien²⁰ betrachtet (die Ergebnisse für die AG 45 Szenarien werden allerdings nicht angeführt, da diese für die Objekt- KWK nur grob geschätzt wurden). In der betriebswirtschaftlichen Betrachtungsweise für das Szenario AG 90% umfasst das KWK-Potential 149 TWh/a im Bereich Wärme und 127 TWh/a im Bereich Strom, siehe dazu auch Tabelle 1 (Vergleich Leitstudie: 133 TWh/a insgesamt über alle Sektoren für 2020).
- › Bei volkswirtschaftlicher Betrachtungsweise spielen die Objekt-KWK-Potenziale keine Rolle. Bei der betriebswirtschaftlichen Sicht entfallen auf die Objekt-KWK rund 14 % der Gesamtpotenzialmenge (bezogen auf KWK-Wärmeerzeugung) bzw. 11 % bezogen auf die KWK-Stromerzeugung.

Aktuelle KWK-Potentiale Private Haushalte und GHD bei Anschlussgrad 90%				
Erzeugungspotenzial	betriebswirtschaftlich	Anteil	volkswirtschaftlich	Anteil
	TWh/a	%	TWh/a	%
KWK-Wärme Fernwärme-KWK	128	86	207	99
KWK-Wärme Objekt KWK	21	14	3	1
Summe KWK-Wärme	149		210	
KWK-Strom Fernwärme-KWK	113	89	182	98
KWK-Strom Objekt KWK	14	11	3	2
Summe KWK-Strom	127		185	

Tabelle 1: Potentiale für KWK-Strom- und Wärmepotentiale in TWh/a, unter betriebswirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Betrachtungsweise. Die Spalte „Anteil“ stellt im jeweiligen Segment die Zusammensetzung zwischen Fernwärme-KWK und Objekt-KWK dar. Quelle: Prognos et al., Tabelle 44, S. 148

²⁰ Anschlussgrad (AG) von 90%: maximales wirtschaftliches Potenzial einer flächendeckenden KWK-Versorgung
 Anschlussgrad (AG) von 45%: realitätsnaher Ausbaufall mit einem auf die Hälfte reduzierten Anschlussgrad

2) Industrielle KWK

- › Für die Potenziale in der Industrie wurden für die Periode 2012 bis 2050 zwei Szenarien betrachtet: i) Basis-Szenario unter Beibehaltung der heutigen Rahmenbedingungen und ii) Politik-Szenario mit höherer Diffusion von KWK-Anlagen dank zusätzlicher politischer Anstrengungen. Die Analyse zeigt unterschiedliche Potentiale für die Industriesektoren auf:
- › eine Stagnation der KWK-Anwendung in den Sektoren Grundstoffchemie, Gewinnung von Steinen und Erden/sonstiger Bergbau und Papiergewerbe (zum Teil noch mit einem Maximum um 2020 bis 2030)
- › eine merklich ansteigende KWK-Anwendung bei den übrigen Sektoren.

KWK-Potentiale in der Industrie (Basis-Szenario)								
Industriesektoren		KWK-Erzeugungspotenziale in GWh/a					Jährliche Wachstumsraten	
		2012	2020	2030	2040	2050	2012 - 2030	2012 - 2050
Wärme	Industriesektoren mit stagnierender KWK-Erzeugung ¹⁾	51.738	57.200	57.600	56.100	53.000	0,6%	0,1%
	Industriesektoren mit ansteigender KWK-Erzeugung ²⁾	17.452	25.200	30.330	35.040	38.050	3,1%	2,1%
	Industrie insgesamt ³⁾	69.190	82.400	87.930	91.140	91.050		
	Nicht ausgewiesene Differenz zu Statistiken ⁴⁾	14.935	16.614	18.980	19.673	19.653	1,3%	0,7%
	Gesamtpotenzial Industrie ⁵⁾	84.125	99.014	106.910	110.813	110.703		
Strom	Industriesektoren mit stagnierender KWK-Erzeugung ¹⁾	19.690	23.450	23.830	22.730	20.520	1,1%	0,1%
	Industriesektoren mit ansteigender KWK-Erzeugung ²⁾	5.158	10.550	14.100	17.450	19.470	5,7%	3,6%
	Industrie insgesamt ³⁾	24.848	34.000	37.930	40.180	39.990		
	Nicht ausgewiesene Differenz zu Statistiken ⁴⁾	3.432	4.142	5.239	5.550	5.523	2,4%	1,3%
	Gesamtpotenzial Industrie ⁵⁾	28.280	38.142	43.169	45.730	45.513		

1) Grundstoffchemie, Gewinnung von Steinen und Erden/sonstiger Bergbau und Papiergewerbe
 2) Ernährung und Tabak, Fahrzeugbau, Glas und Keramik, Gummi- und Kunststoffwaren, Maschinenbau, Metallbearbeitung, Metallerzeugung, NE-Metalle und -gießereien, sonstige chemische Industrie, Sonstige Wirtschaftszweige sowie Verarbeitung von Steinen und Erden
 3) Summe der detailliert betrachteten Industriesektoren, ohne nicht ausgewiesene Differenz zu Statistiken
 4) Differenz ergibt sich aufgrund von Geheimhaltungsfällen in den offiziellen Statistiken
 5) Summe von Industrie gesamt und nicht ausgewiesener Differenz zu Statistiken

Tabelle 2: Quelle: Prognos et al., Tabelle 38, S. 125

- › Potenzial Industrie gesamt: im Jahr 2050 ergibt sich im Basis-Fall ein KWK-Wärmepotenzial von ca. 110 TWh (+30 % gegenüber 2012, vgl. Tabelle 2) und im Politik-Szenario ein etwas höheres Wärmepotenzial von 131 TWh (+56 % gegenüber 2012). Das KWK-Strompotenzial beläuft sich in 2050 im Basis-Szenario auf ca. 45 TWh (vgl. Tabelle 2) und im Politik-Szenario auf ca. 59 TWh.
- › **Insgesamt:** Das Gesamtpotenzial (von private Haushalte/GHD & Industrie) für die KWK-Stromerzeugung liegt im Zeitraum 2030 bis 2050 - je nach Betrachtung – relativ konstant zwischen etwa 170 TWh/a und 240 TWh/a (siehe Anhang, Tabelle A-3). Die BMU Leitstudie verzeichnet ein deutlich niedrigeres KWK-Stromerzeugungspotenzial von ca. 130 TWh/a in 2020 und 110 TWh/a in 2050.

Ergebnisse: Rolle der KWK im zukünftigen Strom- und Wärmeversorgungssystem:

- › Durch die Energiewende ergeben sich auch für die KWK-Stromerzeugung höhere Flexibilitätsanforderungen, um KWK effizient in das Stromsystem der Zukunft einzubinden. Auch die KWK muss dazu beitragen, systematische Strom-Überschüsse zu vermeiden, die Refinanzierung der Leistungsabsicherung im Strommarkt sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu gewährleisten.
- › Die KWK-Stromerzeugung bietet als Teil von zumeist großen Wärmeversorgungssystemen in der Industrie und in der allgemeinen Versorgung über Anlagenkonzepte, Wärmespeicher und Spitzenkessel ausreichend technische Flexibilität um langfristig auch in einem System mit hohen Anteilen fluktuierender EE bestehen zu können. In der Objektversorgung gelten die gleichen technischen Flexibilitätsoptionen.
- › Aktuell korrespondiert das Erzeugungsprofil der KWK sehr gut mit der Einspeisung der EE, so dass die KWK zu keinen zusätzlichen Problemen bezüglich Flexibilität führt. Bei der Ausnutzung der technischen Möglichkeiten der Flexibilisierung der KWK-Anlagen ist auch in Zukunft mit keiner systematischen Abregelung von EE-Anlagen zu rechnen. Heute noch nicht umfassend genutzte technische Möglichkeiten zur flexiblen Fahrweise von KWK-Anlagen könnten über veränderte Anreizmechanismen verbessert werden.
- › Im Wärmemarkt werden derzeit rund 15% aus KWK-Anlagen erzeugt. Langfristig bietet die KWK insbesondere in verdichteten Räumen eine günstige, ressourcenschonende und CO₂-arme Option der Wärmebereitstellung. In der langen Frist (Zeithorizont 2050) sollte jedoch zur Ausschöpfung der wärmeseitigen Potenziale der EE-Anteil in der Fernwärmebereitstellung erhöht werden. Power-to-Heat-Konzepte können in diesem Zusammenhang auch die Integration hoher fluktuierender EE-Anteile im Strommarkt begünstigen.
- › Die KWK hat jedoch nicht nur eine besondere Rolle für die Energiewende, sondern auch für den Klimaschutz. Selbst wenn die KWK nur hocheffiziente Gaskraftwerke als Referenz verdrängen würde, besteht gegenüber der ungekoppelten Erzeugung ein erheblicher Vorteil in der CO₂-Bilanz (siehe Anhang, Abb. A-1).

Ergebnisse bezüglich Zielsystem und Evaluierung des KWKG:

- › **Fazit aus bisheriger Analyse zum Zielsystem:** Das bisherige Zielsystem zur Förderung der KWK-Anlagen erweist sich auf Grund der Verschiebungen im Stromsystem als wenig passend. Ein auf erneuerbare Energien ausgerichtetes Erzeugungssystem hat insgesamt einen niedrigeren Anteil an KWK-kompatibler Stromerzeugung (wie z.B. Geothermie und Biomasse) als ein fossiles System. Daher erscheint es sinnvoller, das Zielsystem nicht auf die Bruttostromnachfrage (wie bisher) sondern auf die KWK-kompatible Stromerzeugung zu beziehen.
- › **Stand Zielerreichung in 2013:** Mit 96,4 TWh (2003: 82,4 TWh) hat KWK einen Anteil von etwa 16,2 % (2003: 14,2 %) an der Nettostromerzeugung in Deutschland. Die CO₂-Einsparung durch die gekoppelte Erzeugung der KWK-Anlagen lag gegenüber der ungekoppelten Referenzerzeugung bei rund 56 Mio. Tonnen. Bis zur Erreichung des 25% Ziels in 2020 sind somit zusätzliche Anstrengungen notwendig.

- › **Ausbaudynamik:** Nach der KWKG-Novelle in 2012 stiegen der geförderte Zubau und die Modernisierung in 2013 auf ein Niveau von knapp 1.100 MW (von 2009 bis 2012: 500 MW/a). Dies ist auf die Erhöhung des KWK-Zuschlags sowie auf die gestiegene EEG-Umlage, welche die Stromeigennutzung attraktiver macht, zurückzuführen.
- › **Nach dem KWKG geförderte Wärme- und Kältenetze:** Nach der KWKG-Novelle in 2012 wurden im Mittel 800 Trassenkilometer pro Jahr in Betrieb genommen. In der Förderung dominieren dabei bisher der Ausbau (54%) und der Neubau (40%) der Netze. Bislang wurden keine Kältenetze gefördert.
- › **Nach dem KWKG geförderte Wärme- und Kältespeicher:** Seit Förderbeginn wurden 89 Speicherprojekte (Gesamtspeichervolumen: ca. 8.100 m³) fertiggestellt. Weitere 81 Wärmespeicher (Volumen: ca. 53.000 m³) befinden sich im Zulassungsverfahren. Es existieren weitere Wärmespeicherplanungen mit einem Volumen von bis zu 230.000 m³. Kältespeicher hatten im Rahmen der Förderung bisher keine Relevanz und auch die in Planung befindlichen Anlagen beziehen sich ausschließlich auf Wärme.
- › **Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen:** Ein kostendeckender Anlagenbetrieb ist für die öffentliche Fernwärmeversorgung bis 2020 nur für moderne Steinkohle-KWK-Anlagen möglich. Mit Gas befeuerte KWK-Anlagen sind ohne Förderung in keinem der betrachteten Fälle wirtschaftlich und auch mit Fortführung der aktuellen Förderbedingungen werden die Deckungsbeiträge am 2017 negativ. Ein Neubau von öffentlichen KWK-Anlagen für die Fernwärmeversorgung erscheint insgesamt aufgrund der sehr geringen Deckungsbeiträge nicht refinanzierbar. Größere Objekt- und Industrie-KWK-Anlagen können hingegen unter den heutigen Förderbedingungen in geeigneten Einsatzbereichen wirtschaftlich errichtet und betrieben werden. Bei diesen ergeben sich oft auch ohne KWK-Förderung ausreichend hohe Projektrenditen. Förderungsanpassungen wären im Bereich energieintensive Industrien notwendig, um bei KWK-Anlagen ausreichende Mindestrenditen zu erzielen (insbesondere Betrachtung der Überschneidungen mit Ausnahmeregelungen im EEG, die zu niedrigen Industriestrompreisen führen).
- › **Prognose der KWK-Stromerzeugung bis 2020:** Die KWK-Nettostromerzeugung bleibt bis 2020 in etwa auf dem aktuellen Niveau. Bei den KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung findet voraussichtlich ein Rückgang der KWK-Stromerzeugung statt, während Industrie- und Objekt-KWK einen leichten Anstieg gegenüber dem heutigen Niveau verzeichnen werden. Auf Grund von EEG-Anpassungen in 2014 wird nur noch ein geringer Zubau von biogenen KWK-Anlagen stattfinden.

Zielerreichung gemäß Studie:

- › Um das 25 % KWK-Ziel bis zum Jahr 2020 zu erreichen, müsste die KWK-Stromerzeugung im Jahr 2020 gegenüber der Prognose der vorliegenden Studie von 98 auf 147 TWh gesteigert werden. Im Rahmen der Studie wurde jedoch nicht untersucht welche Rahmenbedingungen und welche Maßnahmen zu einer Erreichung des KWK-Ziels beitragen würden.
- › Zudem weißt die Studie auf eine mögliche Anpassung des Zielsystems hin: statt auf die Bruttostromnachfrage sollte sich das KWK-Ziel auf die KWK-kompatible Stromerzeugung beziehen.

ANHANG

Kosten-Nutzen-Analyse von KWK-Anlagen, priv. Haushalte und GHD (Übersicht)		
	Kapitalwert KWK ggü. Referenz (volkswirtschaftl. Betrachtung)*	Kapitalwert KWK ggü. Referenz (betriebswirtschaftl. Betrachtung)*
Einfamilienhaus	+ 76 bis 82%	+ 61 bis 69%
Mehrfamilienhaus	+ 50 bis 75%	+ 35 bis 61%
Krankenhaus	- 6%	- 40%
Bürogebäude	+ 53%	+ 40%
Gewerbebetrieb	+ 15%	- 10%

Tabelle A-1: * Positive Werte bedeuten Mehrkosten ggü. der Referenz mit einem Gaskessel, negative Werte bedeuten Einsparpotentiale.

Kosten-Nutzen-Analyse von KWK-Anlagen, Industrie (Übersicht)		
	Notw. Volllaststunden für wirtschaftlichen Betrieb (volkswirtschaftl. Betrachtung)*	Notw. Volllaststunden für wirtschaftlichen Betrieb (betriebswirtschaftl. Betrachtung)*
BHKW 50 kW _{el}	3.900 bis nicht erreichbar	2.800 bis 4.200
BHKW 500 kW _{el}	3.000 bis nicht erreichbar	1 bis 2.600
BHKW 2 MW _{el}	2.800 bis 4.800	1 bis 4.000
Dampfturbine 5 MW _{el}	Nicht erreichbar	2.700 bis nicht erreichbar
Gasturbine 10 MW _{el}	4.500 bis nicht erreichbar	1 bis 5.500
GuD 20 MW _{el}	Nicht erreichbar	2.700 bis nicht erreichbar

Tabelle A-2:* Die untere Bandbreite bezieht sich jeweils auf einen hohen zugrunde gelegten Industriestrompreis (Mittelspannung), die obere Bandbreite auf einen niedrigen Industriestrompreis (Hochspannung). „nicht erreichbar“ bedeutet, dass die Wirtschaftlichkeit auch bei Dauerbetrieb der Anlage nicht erreicht werden kann. Der Wert 1 bedeutet, dass die Anlagen auf jeden Fall und unabhängig von der Anzahl der Laststunden wirtschaftlich sind.

KWK-Stromerzeugungspotential in TWh		2020	2030	2040	2050
Gesamt	betriebswirtschaftlich bzw. Basisvariante	k. A. ¹	170	173	173
Fernwärme-KWK	betriebswirtschaftlich	k. A. ¹	113	113	113
Objekt KWK	betriebswirtschaftlich	14	14	14	14
Industrie KWK	Basisvariante	38	43	46	46
Gesamt	volkswirtschaftlich bzw. ambitionierte Variante	k. A. ¹	238	243	244
Fernwärme-KWK	volkswirtschaftlich	k. A. ¹	182	182	182
Objekt KWK	volkswirtschaftlich	3	3	3	3
Industrie KWK	Ambitionierte Variante	45	53	58	59

Tabelle A-3: Quelle: Prognos et al., Tabelle 44, S. 148. Die Potentiale in den Bereichen Fernwärme- und Objekt-KWK beziehen sich auf den heutigen Zeitpunkt und werden bis 2050 fortgeschrieben. Für die Industrie-KWK wurden die zukünftigen Potentiale differenziert betrachtet.

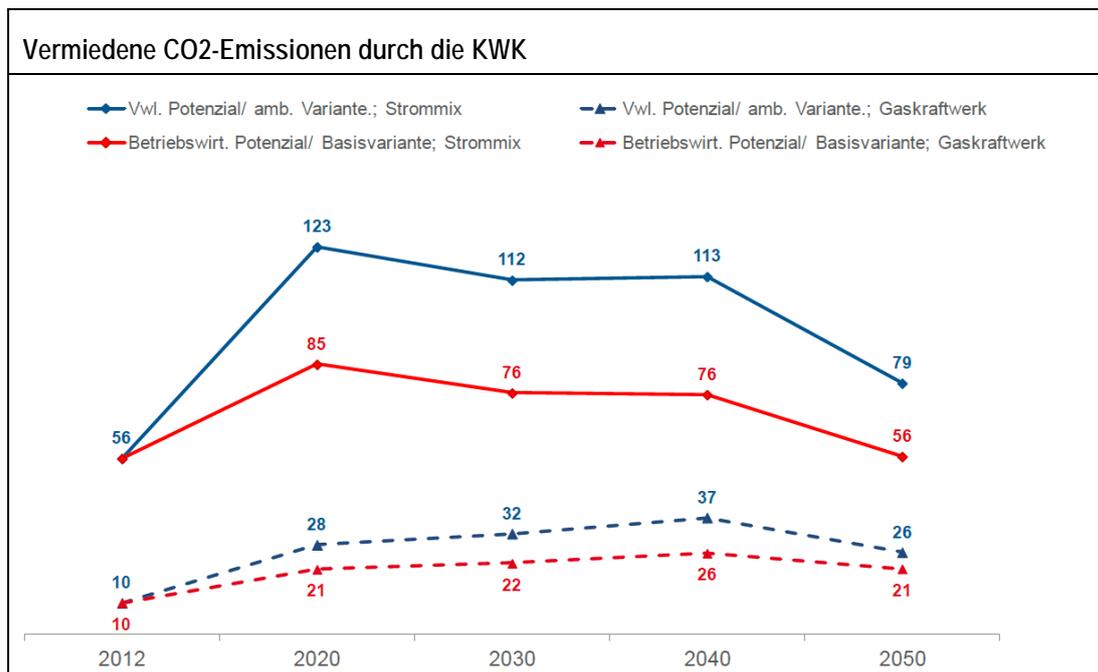


Abbildung A-1: Vermiedene CO₂-Emissionen durch die KWK bei Erschließung der berechneten Potenziale bei Ansatz des KWK-Stromverdrängungsmix (Strom-Referenz-Emissionsfaktor der konventionellen Erzeugung ohne Atomkraft von heute 912 g CO₂/kWh, der im Laufe der Jahre bis 2050 durch eine Änderung des Erzeugungsmix abnimmt) und alternativ eines neuen Gaskraftwerks, in Mio. Tonnen CO₂. Quelle: Prognos et al., Abbildung 36, S. 154

25. Öko-Institut: Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 – Konzept einer strukturellen EEG Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (publ. Oktober 2014)

Auftraggeber: Agora Energiewende

Autoren: Öko-Institut e.V.

Link: [EEG 3.0](#)

Fokus: Strom, Marktdesign und Finanzierungsmechanismen

Ziel und Kernbotschaft:

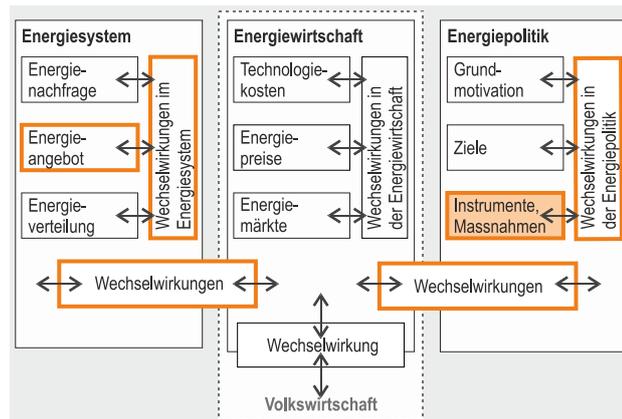
Die Studie des Öko-Instituts skizziert ein Reformmodell EEG 3.0, welches das heutige Modell zur Förderung der erneuerbaren

Energien ablösen soll. Die Analyse basiert auf der Erkenntnis, dass die Stromnachfrage bei einem weiteren EE-Ausbau weitgehend durch EE abgedeckt werden kann, was aber Auswirkungen auf den EOM und dessen Finanzierungswirkung hat (Grenzkosten nahe Null) und neue Anforderungen an Flexibilitätsoptionen stellen wird. Daher sind in einem neuen Flankierungsmodell zur Förderung der EE alle Systemelemente zu berücksichtigen und die Systemdienlichkeit der EE-Anlagen ist deutlich stärker in den Mittelpunkt zu rücken.

Die Studie präsentiert ein Reformmodell, in dem der EOM als zentrale Koordinationsinstanz bestehen bleibt. Um einen wirtschaftlichen Betrieb von Stromerzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen zu gewährleisten, werden verschiedene Kapazitätsmechanismen vorgeschlagen. Für EE wird ein eigenes Marktsegment für regenerative Erzeugungsanlagen präsentiert, welches einen Übergang vom strommengebasierten Mechanismus des EEG zu einer Förderung der Kapazitäten bedeuten würde.

Methodik

- › Die Studie beruht auf einer Analyse des bestehenden Strommarktdesigns und den aktuellen Refinanzierungsoptionen für verschiedene Marktsegmente.
 - › Danach wird deutlich, dass die Refinanzierung von EE über den EOM auch längerfristig nicht realistisch erscheint bzw. nur bei sehr hohen Brennstoff- und CO₂-Preisen gegeben ist. Auch die anderen Segmente des aktuellen Strommarktes (konventionelle Anlagen, Speicher, demand-side-management, etc.) können im EOM (bei steigendem EE-Anteil und somit steigendem Anteil von Grenzkosten bei null) nicht robust refinanziert werden. Insgesamt ergibt sich eine gravierende missing-money Problematik.



- › Analyse des aktuellen Finanzierungsmodells des EEG: Die feste Einspeisevergütung führt zu einer Maximierung der Produktionsmengen und setzt keine Anreize für Betriebsoptimierung und systemdienliche Anlagenauslegung.
- › Analyse der Flexibilitätsanforderungen und Bedeutung der Systemdienlichkeit: Um die Bedeutung der systemdienlichen Anlagenauslegung darzustellen, werden die notwendigen Investitionen in back-up Kapazitäten bei nicht-optimierter Anlagenstruktur mit den Mehrkosten für systemdienliche Anlagenauslegung verglichen. Ohne Optimierung entstehen zusätzliche Flexibilitätskosten in der Größenordnung von 10% der Gesamtsystemkosten, diese könnten bei Optimierung der Anlagenauslegung vermieden werden.
- › Analyse des EOM: der EOM führt zu einer hocheffizienten Koordination des Betriebs von Kraftwerken und Speichern und gibt zumindest strukturell die richtigen Signale an die Stromverbräuche. Er sollte als Koordinierungsinstanz beibehalten werden.
- › Analyse der Beteiligungsstruktur: Analyse des Ziels der Stärkung von Bürgerenergie, zur Stabilisierung/Akzeptanz der Energiewende und Erschließung neuer Finanzquellen.
- › Analyse der EEG-Reform 2014 und weiterer Reformvorschläge: in einer umfassenden Analyse werden verschiedene Stoßrichtungen zur Reform des EEG diskutiert, unter Berücksichtigung deren Parametrisierungsvorschläge (Technologiedifferenzierung ja/nein, Festlegung der Prämie fix/gleitend und ex ante/ex post, Fristigkeit der Prämienzahlungen). Daraus wird deutlich, dass eine umfassende Reform notwendig wird, die alle Elemente im Blick hat und das Gesamtsystem berücksichtigt.
- › Analyse der zunehmenden Flexibilitätsnachfrage und Bedeutung der Systemdienlichkeit.
- › Auf dieser Basis wird ein langfristiges Reformmodell vorgeschlagen und dessen Design spezifiziert (siehe unten, Abschnitt Vorschlag Reformmodell).
- › Modellierung zur Abschätzung der Erlöse am Strommengenmarkt mit dem Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts. Unter Berücksichtigung verschiedener Strompreisszenarien²¹ werden wesentliche Elemente des Reformvorschlags „parametrisiert“ (Höhe der Prämienzahlungen). Dabei werden verschiedene Flexibilitätsoptionen berücksichtigt, Stromimport und –export wird jedoch nicht explizit modelliert.
- › Analysen zur Systemdienlichkeit von EE-Anlagen: Hier wird für ausgewählte Technologien analysiert, wie sich die Vermarktungserlöse bei einer Optimierung der Anlagenauslegung verändern.
- › Auf Basis der Ergebnisse der Strommarktmodellierung sowie der Analyse zur Systemdienlichkeit wird die Kapazitätsprämie für beispielhafte Technologien bestimmt (Biomasse, Wind, PV) und mit dem heutigen Modell des EEG 2014 verglichen.

²¹ „Oberes Erlösszenario“ mit hohen Strompreisen und möglichst hohen Einkommensströmen und „unteres Erlösszenario“ mit niedrigen Strompreisen und niedrigen Einkommensströmen für EE-Anlagen.

Vorschlag Reformmodell

Hinter dem Reformvorschlag stehen die Prämissen, dass der Fokus stärker auf das Gesamtsystem gelegt werden muss, um zukünftige Integrationskosten besser zu berücksichtigen. Zudem soll eine stärkere Makrosteuerung erfolgen, um Optimierungspotentiale besser zu nutzen. Beim konkreten Design des Reformmodells muss berücksichtigt werden, dass das System durch hohe Kapitalkosten und niedrige kurzfristige Grenzkosten geprägt sein wird (missing-money Problematik). Das vorgeschlagene Reformmodell EEG 3.0 enthält mehrere Elemente (vgl. auch Abbildung A-1 im Anhang):

- › EOM mit der Strombörse bleibt zentrale Koordinationsinstanz für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage und sorgt weiterhin für den effizienten Anlagenbetrieb. Über die Organisation von Preiszonen können ggf. regionale Aspekte einbezogen werden. EE werden in den EOM einbezogen, entweder über Direktvermarktung (große Anlagen) oder über variable Einspeisevergütung auf Basis des relevanten Marktpreises (für kleine Anlagen gemäß § 35 EEG 2014).
- › Die System-Dienstleistungs-Märkte (SDL) sorgen weiterhin für den Ausgleich von Prognosefehlern und für die Systemsicherheit. Sie müssen jedoch stärker für EE und nachfrageseitige Maßnahmen geöffnet werden.
- › Für die Refinanzierung gesicherter Kapazität wird ein Kapazitätsmechanismus vorgeschlagen, der vor allem flexible Kapazitäten oder die entsprechenden nachfrageseitigen Äquivalente adressieren sollte
- › Für die Refinanzierung der EE wird innerhalb des Kapazitätsmechanismus ein gesondertes Marktsegment für regenerative Erzeugungskapazitäten vorgeschlagen. Alle EE-Anlagen mit installierter Leistung über 100 KW erhalten eine Kapazitätsprämie zusätzlich zu den Erlösen aus dem EOM. Alle kleinen Anlagen, die entsprechend den heutigen Regelungen im § 35 EEG 2014 nicht der Direktvermarktung unterliegen, erhalten die Kapazitätsprämie zusätzlich zur variablen Einspeisevergütung.
 - › Kapazitätsprämie: Um verbesserte Anreize für systemdienliche Anlagenauslegung zu setzen, wird der Finanzierungsmechanismus von einem Leistungs- auf ein Kapazitätsmodell umgestellt.
 - › Festlegung der Zahlungen: Einführung von Risikobändern, um Preisrisiken sowohl für Investoren als auch für Träger der Umlage zu minimieren. Kapazitätsprämien sollen einem konservativen Ansatz mit niedrigen Strompreisen folgen. Damit wird das Risiko auf Seiten der Investoren begrenzt. Falls sich die Strompreise anders entwickeln und sich überhöhte Produzentenrenten ergeben, werden Zusatzerlöse oberhalb einer bestimmten Bandbreite abgeschöpft (z.B. über call-Optionen auf Referenzmarktwert für dargebotsabhängige EE, call-Optionen auf Spotmarkt oder base-Terminkontrakt für andere Technologien).
 - › Festlegung der Prämie: Übergang zu Ausschreibungsmodellen ist im EEG 2014 bereits vorgegeben und aufgrund der EU-Beihilferichtlinien unumgänglich. Es muss jedoch diskutiert werden, welche Freiheitsgrade dabei angewendet werden können. Auf jeden Fall sollten Ausschreibungsmodelle für verschiedene Anwendungsfelder eingeführt werden, um umfassendere Erfahrungen zu sammeln.

- › Differenzierung: Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklungsstände der EE-Technologien, deren unterschiedliche Altersstrukturen und regionalen Schwerpunkte wird vorgeschlagen, die Differenzierung der Technologiegruppen grundsätzlich beizubehalten, die Differenzierung innerhalb der Gruppen jedoch zu reduzieren. Langfristig kann ein schrittweiser Übergang zur Technologieneutralität erfolgen.
- › Ergänzende Mechanismen:
 - › De-minimis-Regel: Für Kleinstanlagen, für die die Ausstattung mit einem fernauslesbaren Lastgangmessungsgerät (Voraussetzung für Direktvermarktung und für Festlegung variable Einspeisevergütung) aus Kostengründen nicht angemessen erscheint (Vorschlag: Anlagen bis 40 KW Leistung). Die Vergütung erfolgt für diese Kleinstanlagen über vereinfachte Regelung.
 - › Indexierung von Prämienzahlungen: Erscheint grundsätzlich nicht notwendig, da bereits über Risiko-Bandbreiten-Mechanismus abgedeckt. Eine Ausnahme bildet die Anpassung des Referenzertragsmodells für Wind-onshore an ein mögliches Standort-Indexierungsmodell.
 - › Sonderzahlungen für Sonderzwecke: Zusätzlich zu den Kapazitätsprämien werden befristete Innovationszuschläge vorgeschlagen. Diese beziehen sich vor allem auf Offshore Wind oder für gezielten Zubau an Standorten mit Netzentlastungs-Charakter.

Annahmen

Die Annahmen basieren auf aktuell laufenden Modellierungsarbeiten in einem Forschungsvorhaben des Öko-Instituts.

Annahmen
Installierte Leistung EE (1)
Notwendige gesicherte Leistung (2)
Brennstoffpreise (3)
CO ₂ -Preis (4)
Stromnachfrage (5)

Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	gering	mittel	stark	keine Aussage
-------------------	--------	--------	-------	---------------

Annahmen im Vergleich mit Leitstudie 2011	
1	<p>Installierte Leistung EE: Steigt deutlich stärker als Stromerzeugung, aufgrund des schlechten Verhältnisses von installierter Leistung und Jahresstromerzeugung bei Wind- und Sonnenenergie. Die Annahmen variieren stark für das untere und obere Erlösszenario:</p> <p>2025: 127,8 bis 234,1 GW (Leitstudie: 116,3 GW in 2020) 2035: 150,6 bis 239,2 GW (Leitstudie: 147,9 GW in 2030) 2045: 173 bis 298,2 GW (Leitstudie: 179,9 GW in 2050)</p> <p>Die Annahmen liegen für das obere Erlösszenario deutlich über den Annahmen der Leitstudie, im unteren Erlösszenario etwa identisch mit den Annahmen der Leitstudie</p>
2	<p>Öko-Institut stellt die installierte Leistung steuerbarer Erzeugungskapazitäten (differenziert nach Technologie) dar. In der Leitstudie wird die notwendige gesicherte Leistung aus konventionellen Kraftwerken ermittelt. Die Angaben des Öko-Institutes zum konventionellen Teil der steuerbaren Erzeugungskapazität lassen sich mit den Angaben der Leitstudie vergleichen. Sie liegen etwas unter den Werten der Leitstudie:</p> <p>2035: 48,5 bis 52,7 GW (Leitstudie: 57,1 GW für 2030) 2045: 44,2 bis 48,5 GW (Leitstudie: 54,5 GW für 2050)</p> <p>Zudem sind die Werte zur steuerbaren Erzeugungskapazität aus EE mit der Leitstudie vergleichbar. Hier liegen die Werte der vorliegenden Studie auch leicht unter den Werten der Leitstudie:</p> <p>2035: 8,5 GW in beiden Szenarien (Leitstudie: 9,3 GW für 2030) 2045: 8,7 GW in beiden Szenarien (Leitstudie: 8,7 GW für 2050)</p>
3	<p>Für unteres Erlösszenario: Brennstoffpreise bleiben auf Niveau 2013. Für oberes Erlösszenario steigen die Brennstoffpreise, sie liegen etwas über dem Niveau des Preispfades A der Leitstudie</p>
4	CO ₂ -Preise entsprechen im oberen Erlösszenario etwa Preispfad B der Leitstudie
5	Im oberen Erlösszenario wird von einer konstanten Stromnachfrage ausgegangen. Im unteren Erlösszenario sinkt die Nachfrage leicht bis 2025, steigt dann aber wieder auf den Wert von 2015 an.

Ergebnisse der Modellierung:

- › Die Modellierung mit dem Strommarktmodell verdeutlicht die hohen Unsicherheiten über den künftigen Verlauf der Strompreise und deren Bedeutung für den EE-Ausbau. Wenn das untere Erlösszenario betrachtet wird, bleiben EE-Anlagen aus allen Technologiegruppen auch bis 2025 weitgehend unrentabel und können nur durch eine Kapazitätsprämie einen wirtschaftlichen Betrieb erreichen. Im oberen Erlösszenario könnten hingegen mehrere Technologiegruppen bis 2025 auch ohne Prämie wirtschaftlich betrieben werden.²²
- › Über eine Optimierung der Anlagenauslegung („Systemdienlichkeit“) können die Erlöse von EE-Anlagen am EOM verbessert werden. Im Bereich Windkraftanlagen können optimierte Anlagen circa 10-20% höhere Erlöse erwirtschaften als Standardanlagen. Im Bereich PV ist das Optimierungspotential hingegen geringer.

²² Die Analyse beruht auf einem Vergleich der zukünftigen Preise am Spotmarkt mit den erzielbaren Erlösen (Profilmfaktoren). Bei diesem Vergleich wird deutlich, dass insbesondere für Biomasse als dargebotsunabhängige Technologie der EE hohe spezifische Vermarktungserlöse möglich sind. Auch für Geothermie und Laufwasser-Kraftwerke ergeben sich positive Profilmfaktoren. Für Wind und Photovoltaik liegen die Vermarktungserlöse in beiden Szenarien jedoch unter den Spotmarktpreisen (vgl. Abbildung 16 auf S. 115 des Berichts).

- › Für die Kapazitätsprämien werden folgende Vorschläge unterbreitet (siehe auch Abbildung A-2 im Anhang):
 - › Biomasse: Basierend auf den Kapitalkosten der Anlage. 45 €/KW für Biogas-Anlagen, 230 €/KW für feste Biomasse.
 - › Windkraft: Hier wird die Kapazitätsprämie für verschiedene Referenzanlagen sowohl onshore als auch offshore berechnet. Ein Vorschlag für die onshore-Anlagen bezieht sich auf die Rotorkreisfläche der Windkraftanlagen, mit Kapazitätsprämien zwischen 44 und 74 €/m² Rotorkreisfläche. Die Analyse zeigt, dass eine Beschränkung der Kapazitätsprämie auf 46 €/m² Rotorkreisfläche ähnliche Finanzierungswirkungen ergibt wie das heutige Referenzertragsmodell. Für Wind offshore werden die Prämien nach Standorten differenziert (ca. 680 Euro pro Kilowatt systemdienlicher Bezugsleistung) sowie bis zum Erreichen von 10 Gigawatt installierter Leistung zusätzlich ein Innovationsbonus vorgesehen (in Höhe von etwa 270 Euro pro Kilowatt systemdienlicher Bezugsleistung).
 - › Photovoltaik: Für Photovoltaik ergibt die Analyse eine Erlöszahlung, die dem heutigen Modell der Marktprämie entspricht.

Zielerreichung gemäß Studie:

Aus der Strommarktmodellierung folgt, dass die Zubaupfade für EE bei Vermarktung nur über den EOM im oberen Erlösszenario für 2025 nur knapp erreicht und für 2035 verfehlt werden. Es ist also weiterhin ein zusätzlicher Mechanismus zur Finanzierung der EE notwendig, wenn die Ausbauziele erreicht werden sollen.

ANHANG

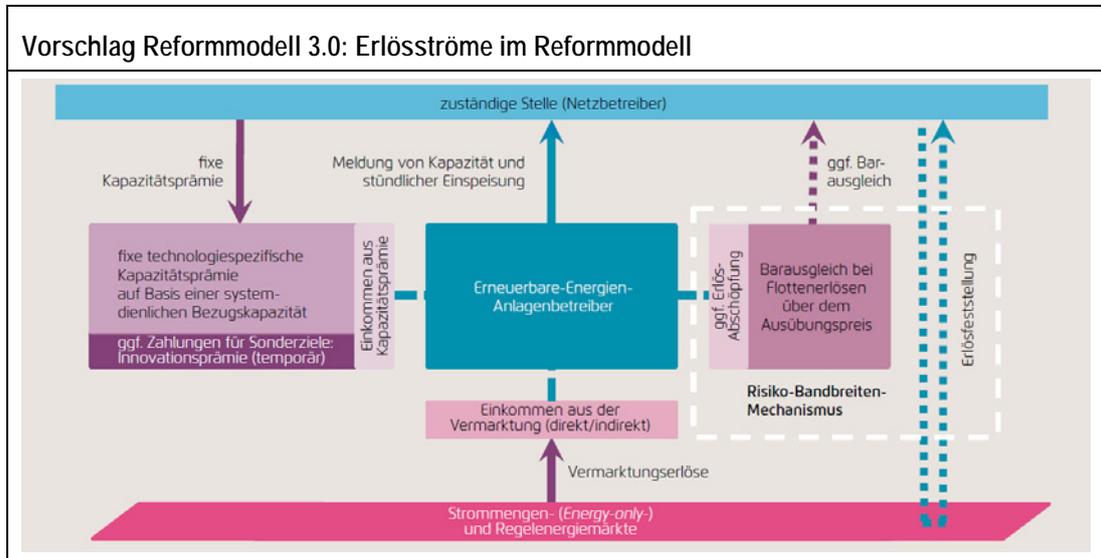


Abbildung A-1: Quelle: Öko-Institut 2014, S. 4

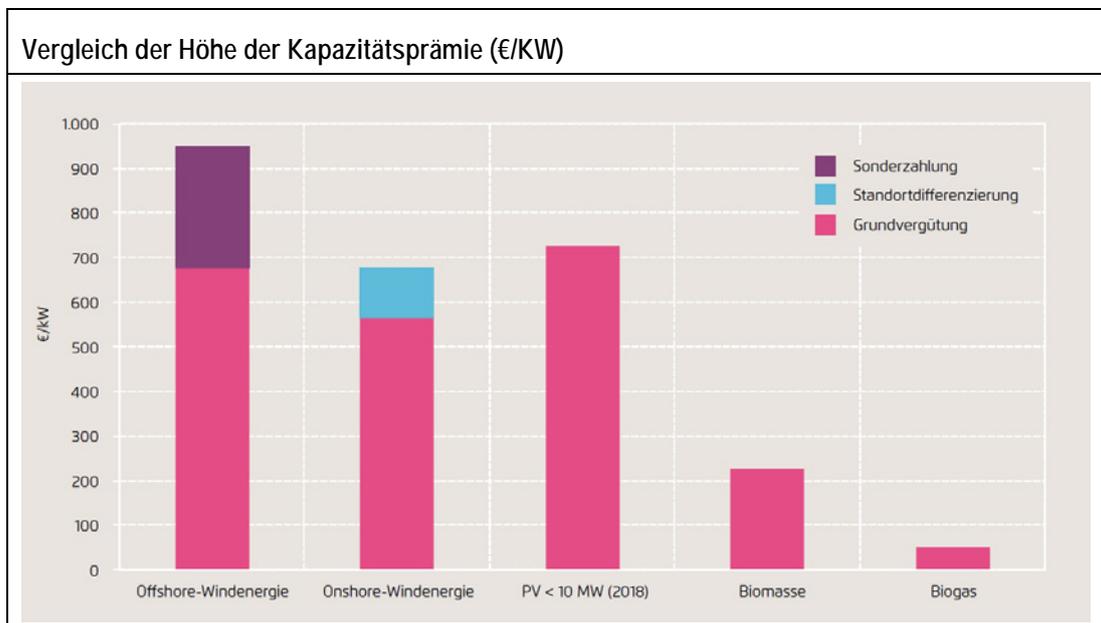


Abbildung A-2: Quelle: Öko-Institut 2014, S. 152)

26. DIW: Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland (publ. November 2014)

Auftraggeber: Heinrich-Böll-Stiftung und European Climate Foundation

Autoren: DIW Berlin

Link: [Nachhaltige Kraftwerksentwicklung](#)

Fokus: Strom

Ziel und Kernbotschaft:

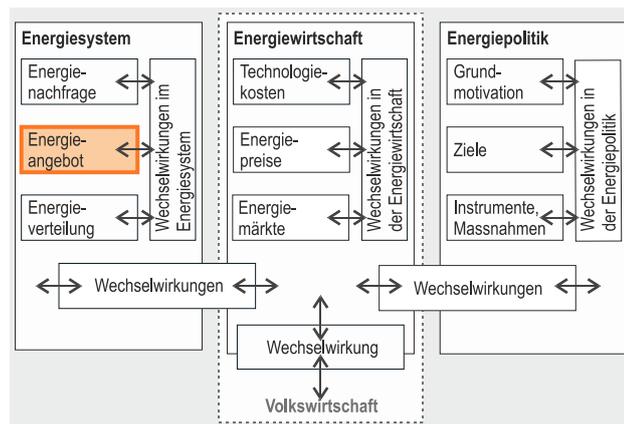
Aktuelle Projektionen gehen davon aus, dass Deutschland seine Klimaziele ohne

weitere Klimaschutz-Maßnahmen nicht erreicht wird. Eine wichtige Treibhausgasquelle ist die Stromerzeugung. 85% der strombedingten Treibhausgasemissionen stammen aus Kohlekraftwerken, obwohl sie nur 45% der Bruttostromerzeugung bereitstellen. Da zudem in Deutschland aktuell mehr Kapazitäten für die Stromerzeugung als nötig bestehen, erscheint die Stilllegung alter, ineffizienter Kohlekraftwerke ein möglicher Weg zusätzlich CO₂-Emissionen zu reduzieren. Die Studie zeigt, dass dies das Erreichen der Klimaschutzziele in Deutschland erleichtern würde. Damit verbunden wären steigende Börsenstrompreise, die wiederum eine sinkende EEG-Umlage nach sich ziehen. Die verbesserte Marktsituation kann kostspielige und möglicherweise CO₂-intensive Kapazitätsmechanismen ersparen, da die höheren Strompreise die Rentabilität der verbleibenden fossilen Kraftwerke verbessern.

Methodik

Die Studie berechnet für drei Szenarien den Strommix, den Strompreis, die CO₂-Emissionen und die Produzentenrenten über den Zeitraum eines Jahres. In den Szenarien werden unterschiedlich viele Braun- und Steinkohlekraftwerke außer Betrieb genommen. Diese werden mit der Situation im Basisszenario verglichen. Die Szenarien sind wie folgt definiert, wobei Szenario S3B6 als Hauptszenario gilt:

- › Basisszenario: Aktueller Kraftwerkspark unter Berücksichtigung angekündigter Stilllegungen und zu erwartender Kraftwerkszubauten (insb. 3 GW neue Steinkohlekapazitäten, die in Bau sind)
- › Szenario B3: wie Basisszenario, zusätzliche Stilllegung von etwa 3 GW Braunkohle
- › Szenario S3B6: wie Basisszenario, zusätzliche Stilllegung von etwa 3 GW Steinkohle und 6 GW Braunkohle
- › Szenario S3B10: wie Basisszenario, zusätzliche Stilllegung von etwa 3 GW Steinkohle und 10 GW Braunkohle



Es wird jeweils angenommen, dass die Kraftwerke mit den niedrigsten Wirkungsgraden stillgelegt werden. Das betrifft i.d.R. die ältesten Kraftwerke. Die meisten dieser Kraftwerke liegen insb. in Nordrhein-Westfalen und in Norddeutschland. Welche Instrumente zu einer solchen Kraftwerksparkanpassung führen könnten, wird nicht diskutiert.

Die Analyse erfolgt mit Modellen aus der Elektrizitätsmodell-Familie ELMOD. Die eingesetzten Modelle (ELMOD-LP, ELMOD-MIP, rolling ELMOD) bilden basierend auf dem vorgegebenen Kraftwerkspark den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz auf stündlicher Basis ab. Die Nachfrage, die Einspeisung erneuerbarer Energien sowie der Import und Export von Strom werden exogen vorgegeben.

Ergebnisse

- › In allen Szenarien nimmt die Stromproduktion aus Steinkohle sowie Gas zu und jene aus Braunkohle ab. Je mehr Kraftwerke von Netz genommen werden, desto stärker ist der Effekt. Die erhöhte Produktion der Steinkohlekraftwerke trotz reduzierter Kapazitäten resultiert aus einer höheren Auslastung der verbleibenden Kapazitäten.
- › Die CO₂-Emissionen nehmen in Szenario B3 um 7 Mio. t, in Szenario S3B6 um 23 Mio. t und in Szenario S3B10 um 35 Mio. t ab.
- › Der durchschnittliche Börsenstrompreis steigt von 38 EUR/MWh auf 42 EUR/MWh (Szenario B3), 51 EUR/MWh (Szenario S3B6) resp. 62 EUR/MWh (Szenario S3B10). Die Szenarien überschätzen den Preisanstieg wohl etwas, da durch eine Anpassung der Importe und Exporte die Preisreaktion gedämpft würde.
- › Die stromintensive Industrie, die von der EEG-Umlage, dem Netzentgelt und anderen Abgaben befreit ist, müsste die Preiserhöhung vollständig tragen. Aufgrund des Preisverfalls in den letzten Jahren bleibt im Hauptszenario S3B6 der Strompreis jedoch immer noch leicht unter den Preisen des Jahres 2011. Für nicht-privilegierte Letztverbraucher verändert sich der Strompreis nur marginal, da steigende Großhandelspreise weitgehend durch eine sinkende EEG-Umlage kompensiert würden.
- › Die höheren Großhandelspreise sowie die durch die Stilllegung von Kraftwerken resultierende höhere Auslastung der verbleibenden Kraftwerke führen über alle Technologien hinweg zu höheren Produzentenrenten pro Kraftwerk. Im Hinblick auf die aktuelle Debatte zu Deckungsbeiträgen von Kraftwerken und notwendigen Kapazitätsmechanismen ist dies entscheidend. Höhere Großhandelspreise reduzieren die Wahrscheinlichkeit von Kraftwerkschließungen reduzieren und erhöhen jene von Neubauten. Die Notwendigkeit, ein Kapazitätsmechanismus einzuführen, wird dadurch reduziert.
- › In den Szenarien B3 und S3B6 wird erwartet, dass die Stilllegung nur zu einem Abbau der Überkapazitäten führt und die Versorgungssicherheit nicht in Frage steht. In Szenario S3B10 ergeben sich zeitweise relativ deutliche Knappheitspreise. Dies lässt den Schluss zu, dass das Szenario einen Zubau anderer konventioneller Erzeugungsarten (z.B. Gaskraftwerke) erfordert.

Annahmen

Die Annahmen basieren auf den heutigen Gegebenheiten des deutschen Stromsystems. Eine Projektion in die Zukunft wird nicht vorgenommen. Es handelt sich im Wesentlichen um eine „Was-wäre-wenn-heute“-Analyse. Die Annahmen sind daher unkritisch. Der Nachteil dieses Analyseansatzes ist, dass endogen keine dynamischen Wirkungen wie z.B. die Reaktionen über die Importe und Exporte von Strom oder der Nachfrage abbildbar sind.

Zielerreichung gemäß Studie:

Die Studie macht eine Aussage zu möglichen Einsparungen von CO₂-Emissionen im Strombereich durch die Stilllegung von Kohlekraftwerken. Im Hauptszenario werden zusätzlich 23 Mio. t CO₂ reduziert (Nebenszenarien: -7 resp. -35 Mio. t CO₂). Dies entspricht einem Drittel der vom Öko-Institut et al. (2013) bis 2020 erwarteten Lücke zur Erreichung des CO₂-Ziels von rund 70 Mio. t CO₂.

Bemerkung der Autoren zu den Treibhausgas-Prognosen des Öko-Institut et al., die dem BMUB als Grundlage für die Politikentwicklung dienen: Die aktuell offizielle Prognose (Stand 2013) geht bei einer Weiterführung der bisherigen Politik von einer Treibhausgasminderung von 33% gegenüber 1990 aus (Zielwert: -40%). Dabei wird erwartet, dass die Energiewirtschaft bis 2020 ihre Emissionen um 82 Mio. t CO_{2eq} senkt. Es wird ein starker Rückgang der Nettostromerzeugung aus Braunkohle unterstellt. Dies ist zurzeit nicht beobachtbar. Vielmehr werden aus Gründen der Wirtschaftlichkeit Steinkohlekraftwerke abgeschaltet und Braunkohlekraftwerke können ihre Produktion ausweiten. Die offiziell erwarteten CO₂-Minderungen aus dem Stromsektor sind daher aus Sicht der Autoren nur schwer zu erzielen. Sie vermuten, dass die Lücke daher mehr als 70 Mio. t CO₂ beträgt.

ANHANG: Zentrale Studienergebnisse

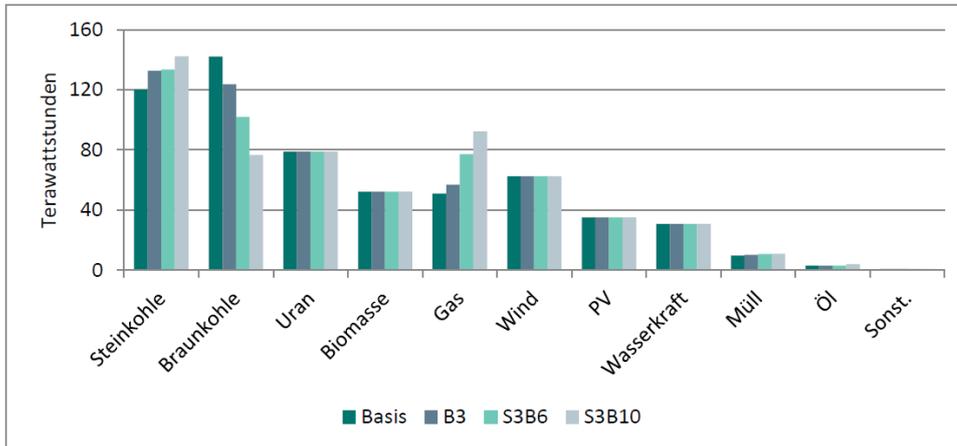


Abbildung 14: Veränderung der Strommengen nach Energieträger in drei Szenarien

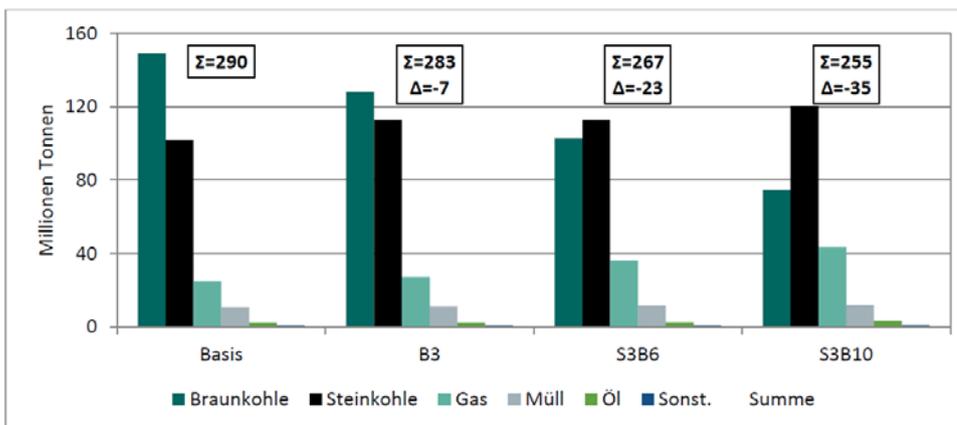


Abbildung 15: Verbleibende CO₂-Emissionen und Veränderung in den Szenarien relativ zum Basisszenario

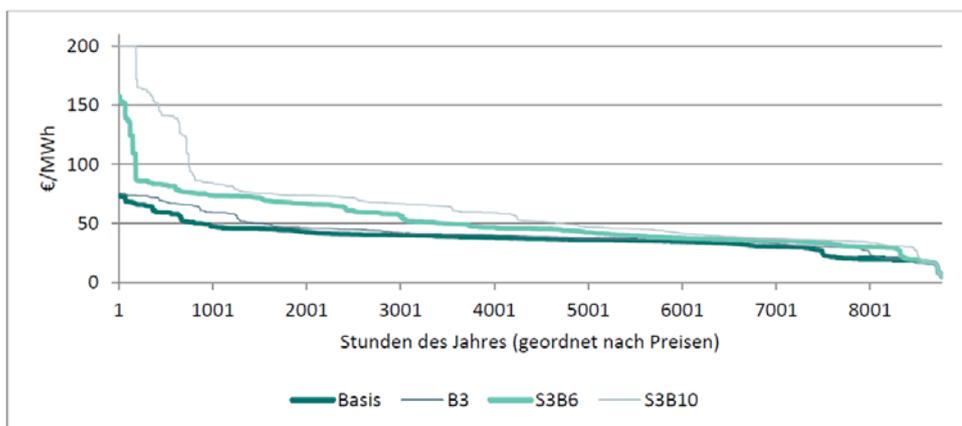


Abbildung 17: Veränderung der Preisdauerlinie der drei Szenarien

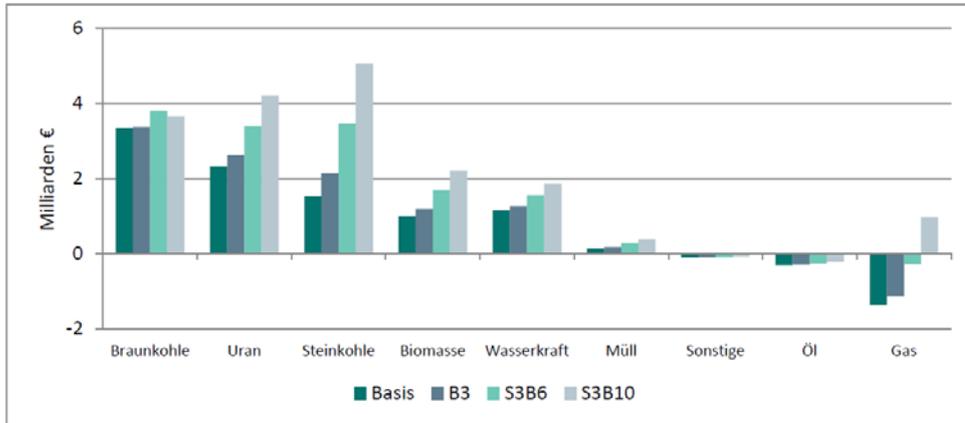


Abbildung 18: Produzentenrenten für alle Technologien in den Szenarien

27. FÖS: Was Strom wirklich kostet (publ. Januar 2015)

Auftraggeber: Greenpeace Energy

Autoren: Forum ökologisch-soziale Marktwirtschaft (FÖS)

Link: [Was Strom wirklich kostet](#)

Fokus: Strom

Ziel und Kernbotschaft:

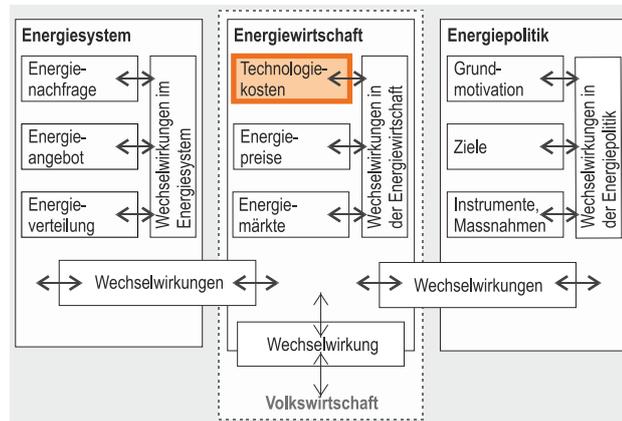
Die Kosten des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen sind mit der EEG-Umlage auf der Stromrechnung transparent ersichtlich. Die erneuerbaren Energien werden deshalb häufig als Preistreiber der Stromkosten wahrgenommen. Im Gegensatz dazu sind die staatlichen Unterstützungen von konventionellen Energien weniger transparent. Die Studie hat das Ziel, die gesamten gesellschaftlichen Kosten der Stromerzeugung sowohl aus erneuerbaren als auch konventionellen Technologien zu vergleichen. Berücksichtigt werden der Stromverkaufspreis, darüber hinaus gehende staatliche Förderungen sowie nicht internalisierte externe Kosten. Es zeigt sich, dass bereits im Jahr 2014 die gesellschaftlichen Kosten von Strom aus Wind- und Wasserkraftwerken deutlich unter jenen von Kohle- und Atomstrom lagen. Für die Zukunft wird erwartet, dass die gesellschaftlichen Kosten der konventionellen Energien tendenziell steigen, während jene für erneuerbare Energien sinken.

Methodik

In einem ersten Schritt werden die staatlichen Förderungen der verschiedenen Energietechnologien von 1970 bis heute dargestellt. Daraus wird einerseits ein über die gesamte Zeitperiode durchschnittlichen Fördersatz pro kWh Strom und andererseits ein jährlicher Fördersatz pro kWh Strom berechnet. Die staatlichen Förderungen berücksichtigen Finanzhilfen, Steuervergünstigungen und weitere Regelungen mit Subventionswirkung.

Im zweiten Schritt werden die gesellschaftlichen Kosten pro Technologie vergleichbar berechnet. Sie setzen sich zusammen aus a) dem Stromverkaufspreis, b) zusätzlichen staatlichen Förderungen, die sich nicht im Strompreis niederschlagen, sowie c) nicht internalisierten externen Kosten.

Es ist zu berücksichtigen, dass b) nicht mit den Berechnungen im ersten Schritt übereinstimmt. Berücksichtigt werden in diesem Abschnitt nur Finanzhilfen und Steuervergünstigungen. Weitere Regelungen mit Subventionswirkung schlagen sich bereits im Stromverkaufspreis nieder. Die weiteren Regelungen mit



Subventionswirkung umfassen gratis zugeteilte Emissionszertifikate, die EEG-Einspeisevergütung und für die Atomenergie vorteilhafte Rückstellungsregelungen. Die Art, wie Energiesteuervergünstigungen im ersten Schritt berechnet werden (vgl. Annahmen), führt dazu, dass die in b) ausgewiesene über die EEG-Vergütung hinausgehende staatliche Förderung für erneuerbare Energien einen negativen Wert aufweist.

Die externen Kosten werden gemäß der UBA-Methodenkonvention veranschlagt, für die Atomenergie erfolgt die Anwendung einer Bandbreite um die hohen Unsicherheiten abzubilden. Die Internalisierungsgrade des EU-Emissionshandelssystems sowie der Energiesteuer werden berücksichtigt. Die Verrechnung der Umweltkomponente der Energiesteuerberechnung führt bei den erneuerbaren Energien zu negativen nicht internalisierten externen Kosten (vgl. Annahmen).

Im dritten Schritt wird berechnet, wie hoch eine Strompreislage sein müsste, die alle nicht im Stromverkaufspreis enthaltenen gesellschaftlichen Kosten der konventionellen Energien decken würde. Dabei werden die Kosten der Komponenten b) und c) durch die für die EEG-Umlage relevante Strommenge geteilt (Strommenge des „anzulegenden Letztverbrauchs“).

Annahmen

- › Staatliche Förderungen: Die staatlichen Förderungen basieren weitgehend auf historisch beobachtbaren Werten und unterliegen daher keinen Annahmen. Zwei Annahmen wurden jedoch getroffen, die aus Sicht von INFRAS/Climonomics auch anders gewählt werden könnten und relevante Auswirkungen auf die Resultate haben:
 - › Energiesteuern: In der Regel werden zur Bewertung von Subventionen Steuervergünstigungen durch Ausnahmeregelungen identifiziert und bewertet. Die Studie wählt jedoch folgenden Weg, der darauf abzielt, Steuererträge auf verschiedene Energieträger miteinander vergleichbar zu machen: Die Energiesteuern sind historisch gewachsen und werden nicht energieträgerübergreifend nach einheitlichen Regeln ermittelt. Um die Steuersätze der verschiedenen Technologien miteinander vergleichbar zu machen, werden daher Kriterien definiert, wie ein faires Steuersystem aussehen würde. In Anlehnung an die Vorschläge der Europäischen Kommission zur Harmonisierung der Energiesteuern wird ein einheitlicher Betrag pro Energiegehalt und CO₂-Emissionen unterstellt. Liegt der tatsächliche Steuersatz darunter, wird eine staatliche Förderung attestiert, liegt der Steuersatz darüber, wird eine staatliche Belastung (negative staatliche Förderung) angerechnet. Zu staatlichen Belastungen kommt es im Bereich der erneuerbaren Energien. Die Gesamtbelastung wird über den Zeitraum 1970-2014 auf 11,6 Mrd. EUR geschätzt. Im Vergleich zur abschließend ausgewiesenen Fördersumme von 84,5 Mrd. EUR ist dies ein signifikanter Betrag.
 - › Merit-Order-Effekt: Für Strom aus EEG-Anlagen besteht eine Abnahmeverpflichtung für die Netzbetreiber. Daher wird EEG-Strom vorrangig zur Deckung der Nachfrage eingesetzt. Da damit Strom aus teureren konventionellen Kraftwerken verdrängt wird, resultiert ein strompreissenkender Effekt, der

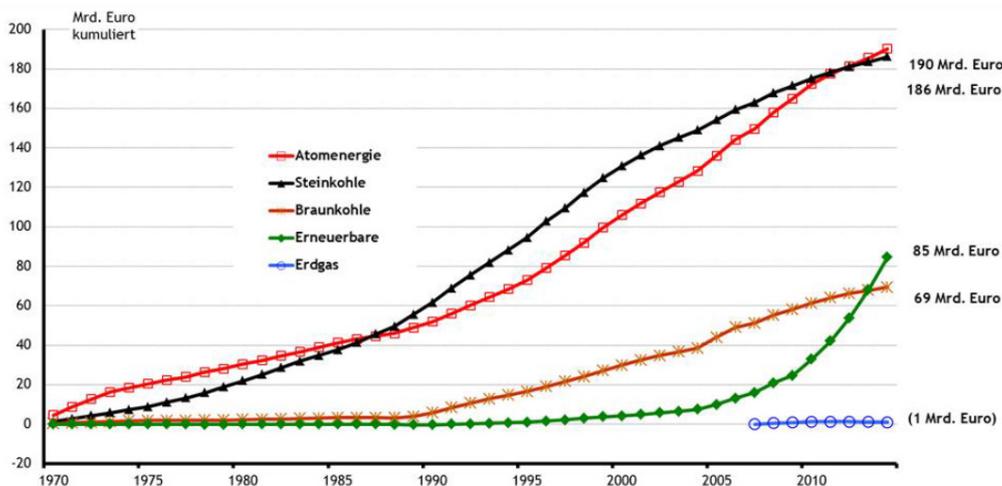
hier als „negativer Förderwert“ für erneuerbare Energien berücksichtigt wird. Der Effekt wird über den Zeitraum 1970-2014 auf 35,8 Mrd. EUR geschätzt. Dies ist im Vergleich zu der abschließend ausgewiesenen Fördersumme von 84,5 Mrd. EUR eine relevante Größenordnung.

- › Stromverkaufspreis: Für konventionelle Energien werden Börsenpreise unterstellt, für erneuerbare Energien die EEG-Vergütungssätze
- › Externe Kosten: Es werden die Kostensätze der UBA-Methodenkonvention verwendet. Da diese keinen expliziten Satz für Atomstrom enthält, wird dafür basierend auf der Literatur und weitergehenden Überlegungen eine Bandbreite hergeleitet.

Ergebnisse

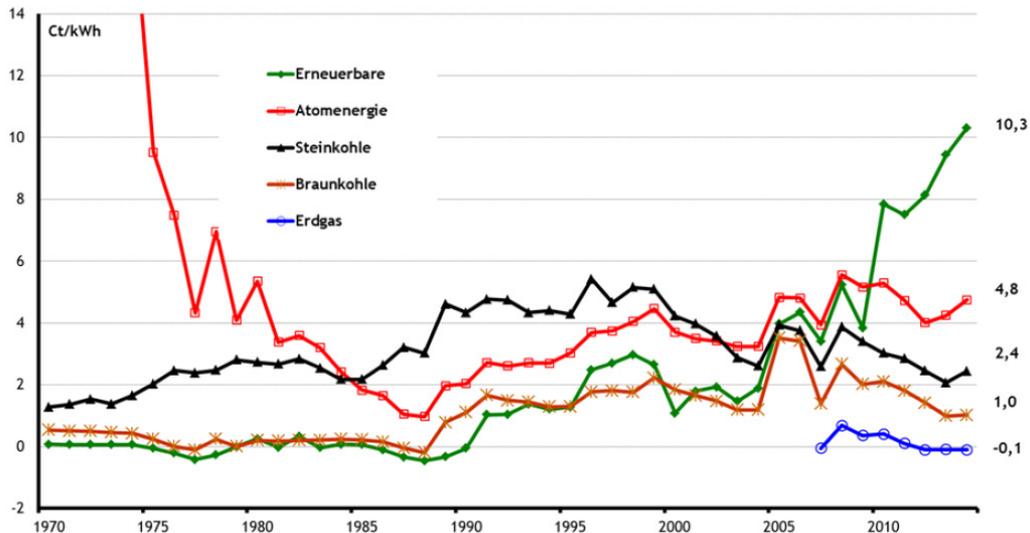
Staatliche Förderungen seit 1970:

- › Die gesamte staatliche Förderung von erneuerbaren Energien liegt mit 85 Mrd. EUR zwischen 1970 bis 2014 deutlich unter jener von Atomenergie und Steinkohle (je rund 190 Mrd. EUR). Erst im Jahr 2014 überschritt die historisch aufsummierte Förderung von erneuerbarer Energie erstmals jene der Braunkohle.



- › In den 1970er und 1980er Jahren wurden v.a. Atomenergie und Steinkohle gefördert. Die Förderung von Braunkohle und erneuerbarer Energie wurde erst ab den 1990er Jahren relevant. Bei den erneuerbaren Energien ist ein markanter Anstieg seit 2005 ersichtlich. Erst ab dem Jahr 2010 lag der jährliche Förderbetrag der erneuerbaren Energien über jenem von Atomenergie, Stein- und Braunkohle. Für Erdgas liegen erst ab dem Jahr 2008 Daten vor. Die Förderung ist jedoch verglichen mit den anderen Energieträgern gering.
- › Wird die jährliche Förderung der Stromerzeugung gegenübergestellt, ist die Förderung pro kWh der erneuerbaren Energien erst im Jahr 2010 höher als jene aller anderen Energieformen. In der Zeit davor war die Förderung von Atomenergie sowie vor 2005 der Steinkohle höher als jene der erneuerbaren Energien. In den frühen 1970er Jahren erreichte die Atomenergie durch hohe Forschungsausgaben und

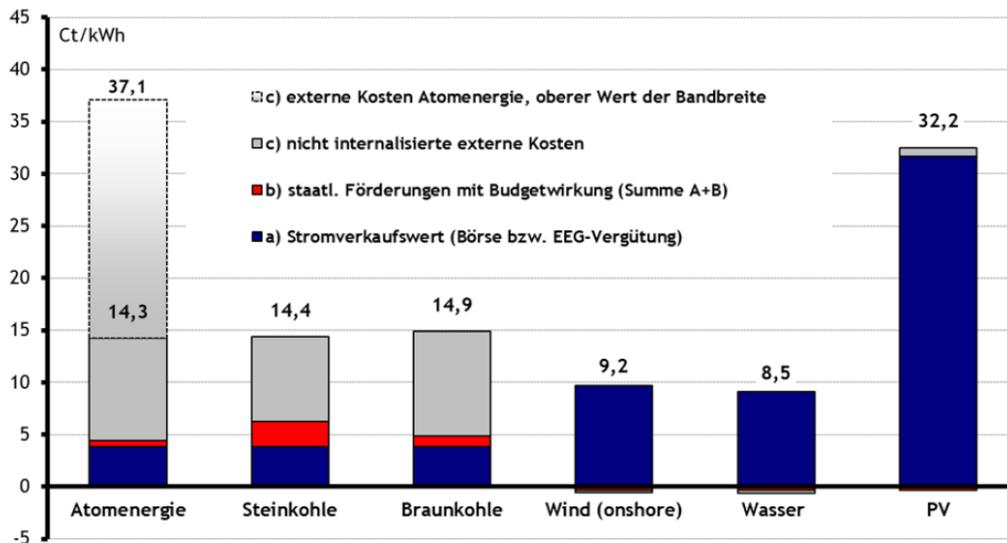
noch geringe Stromproduktion mit bis zu 60 Ct/kWh eine deutlich höhere Förderung als die erneuerbaren Energien heute (10,3 Ct/kWh).



- › Wird die Förderung pro kWh Strom über die Periode 1970-2014 berechnet, wurden erneuerbare Energien mit 4,5 Ct/kWh gefördert. Dies liegt über den Werten von Atomenergie (3,9 Ct/kWh), Steinkohle (3,3 Ct/kWh) und Braunkohle (1,3 Ct/kWh). Es ist zu erwarten, dass sich dieses Verhältnis in Zukunft zu Gunsten der erneuerbaren Energien verschiebt. Gründe dafür sind sinkende Einspeisevergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien dank Kostendegressionen, mehr Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie, geringere Erzeugung aus Kohle und Uran bei gleichzeitig steigenden Kosten zur Bewältigung der Altlasten (Rückbau, Endlagerung, Grubenwasserhaltung).

Gesamtgesellschaftliche Kosten der Stromerzeugung:

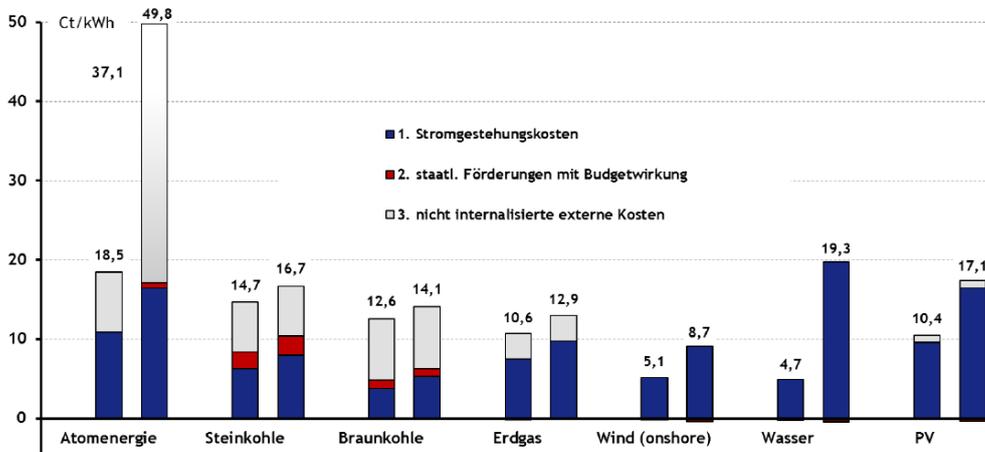
› Durchschnittliche gesellschaftliche Kosten im Jahr 2014²³



› Zwei Effekte werden in der Durchschnittsbetrachtung nicht berücksichtigt, die das Bild potenziell verzerren:

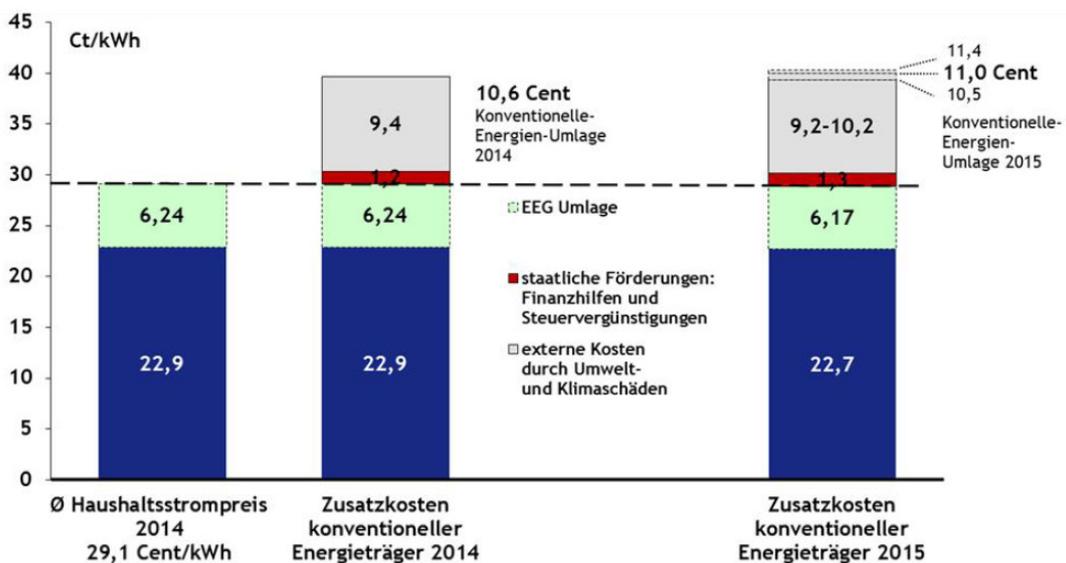
- › Neuanlagen im Bereich der erneuerbaren Energien profitieren von geringeren Einspeisevergütungen. Insbesondere der hohe Wert der PV ist vor dem Hintergrund der Technologieentwicklung zu sehen. Die EEG-Vergütung von Neuanlagen liegt heute mit 8,7-12,6 Ct/kWh deutlich unter dem Durchschnittssatz von 32,2 Ct/kWh.
- › Der Strompreis an der Börse bildet sich aus den Grenzkosten konventioneller Kraftwerke und ist u.a. durch den Merit-Order-Effekt und die bestehenden Überkapazitäten zurzeit so niedrig, dass er die Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke nicht mehr gegenfinanzieren kann. Eine Schätzung der betriebswirtschaftlichen Kosten anhand der Börsenstrompreise unterschätzt daher die Kosten konventioneller Technologien.
- › Um bei anfallenden Investitionen zu entscheiden, in welche Technologie aus gesellschaftlicher Sicht investiert werden sollte, ist aus oben genannten Gründen ein Vergleich der gesamtgesellschaftlichen Kosten von Neuanlagen zweckmäßiger. Basierend auf einer Literaturanalyse schätzen die Studienautoren folgende Bandbreiten:

²³ Wegen datenseitiger Schwierigkeiten wird auf eine Berechnung für Erdgas verzichtet.



Konventionelle Energien Umlage:

- › Wären im Jahr 2014 alle staatlichen Förderungen und nicht internalisierten externen Kosten der konventionellen Energien analog zur EEG-Umlage auf die Stromkonsumenten umgelegt worden, hätte die „konventionelle-Energien-Umlage“ 10,6 Ct/kWh betragen. Dies liegt deutlich über der EEG-Umlage von 6,24 Ct/kWh.
- › Die EEG-Umlage ist im Jahr 2015 von 6,24 Ct/kWh auf 6,17 Ct/kWh gesunken. Im Gegensatz dazu wäre die „konventionelle-Energien-Umlage“ höher als im Vorjahr (10,5-11,4 Ct/kWh). Dies insbesondere auch, weil die Energieerzeugung aus erneuerbarer Energie zunimmt und durch den Einspeisevorrang die konventionellen Energien Marktanteile verlieren.



Zielerreichung gemäß Studie:

Die Studie macht keine Aussagen zur Erreichung der Ziele der Energiewende.

28. LBD Beratungsgesellschaft mbH (2015): Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende (publ. April 2015)

Auftraggeber: Agora Energiewende

Autoren: LBD Beratungsgesellschaft mbH (2015)

Link: [Rolle der KWK Energiewende](#)

Fokus: Strom und Wärme (gekoppelt)

Ziel und Kernbotschaft:

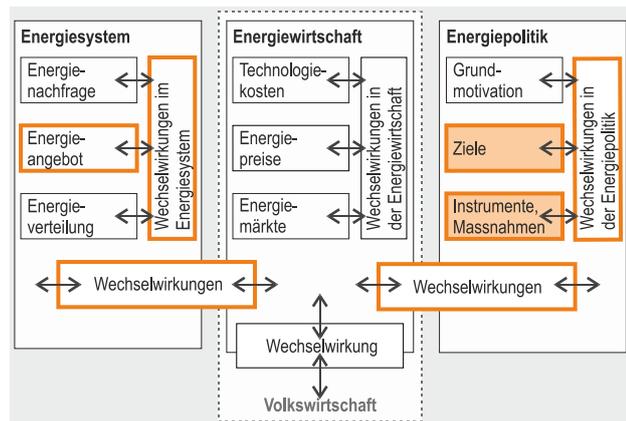
Die Bundesregierung plant für 2015 eine Novelle des KWK-Gesetzes (KWK-G). In der vorliegenden Studie werden die wichtigsten

Diskussionpunkte im Rahmen der KWK-G-Novelle aufgezeigt: auf Basis einer Bestandsanalyse verschiedener KWK-Segmente werden die Probleme des aktuell bestehenden Rechtsrahmens aufgezeigt und konkrete Handlungsempfehlungen für die Anpassung des KWK-G und anderer relevanter Mechanismen abgeleitet.

Ein besonderer Fokus der Analyse liegt auf der Fragestellung, wie die KWK als Flexibilitätsoption besser für die Energiewende genutzt werden kann. Hier macht die Analyse deutlich, dass das bestehende KWK-Ziel der Bundesregierung nicht mehr sinnvoll ist, da es einen gesamtwirtschaftlich effizienten und systemdienlichen Ausbau der KWK behindert. Vielmehr sollte sich die KWK im Mix mit anderen Flexibilitätsoptionen behaupten.

Methodik

Die Studie basiert auf einer qualitativen Bestandsaufnahme der KWK und deren Rahmenbedingungen und leitet daraus Reformoptionen und Handlungsempfehlungen ab. Eigene Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit verschiedener KWK-Anlagensegmente und Prognosen zur Entwicklung werden nicht vorgenommen. Hierfür wird auf Ergebnisse der Studie von Prognos et al. (2014) zurückgegriffen.²⁴



²⁴ Siehe Factsheet: Prognos AG, Fraunhofer IFAM, IREES und BHKW-Consult: Potential- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014 (erstellt im Oktober 2014).

Darstellung Ausgangslage: KWK-Segmente und deren Entwicklung

Es wird eine differenzierte Betrachtung in vier verschiedenen KWK-Segmenten vorgeschlagen. Wichtig in Bezug auf die Wirkung der Fördermechanismen sind v.a. die Art der Brennstoffe sowie der Anteil des selbstverbrauchten Stroms:

- › KWK der allgemeinen Versorgung (Fernwärme): Förderung über das KWK-G; große Anlagen mit 10–800 MW elektrischer Leistung, die vor allem mit Gas oder Kohle gefeuert werden (seltener Holz, Biomasse); sehr geringer Selbstverbrauch (ca. 3%).
- › Entwicklung: Zuletzt leichter Rückgang dieses Segments, v.a. bei gasgefeuerten Anlagen.
- › Industrie-KWK (Heizwärme und Prozesswärme): Förderung ebenfalls über KWK-G; mittelgroße Anlagen (500 kW – 300 MW), die meist mit Gas oder Kohle gefeuert werden. Der Selbstverbrauch ist hier am höchsten von allen Segmenten (84%)
- › Entwicklung: Segment hat seit 2005 deutlich zugenommen.
- › Objektversorgung (Heizwärme und Warmwasser): Förderung ebenfalls über KWK-G; kleinere Anlagen (1–50 kW), v.a. Erdgas; Selbstverbrauch ist auch hier relativ hoch (60%).
- › Entwicklung: Zuletzt erheblicher Zubau, Strommenge hat sich seit 2005 verdoppelt.
- › Biogene KWK (v.a. Objektversorgung, Landwirte): Gefördert werden diese Anlagen über das EEG. Die Anlagengröße ist zumeist mittel, gefeuert werden die Anlagen definitionsgemäß über Biomasse oder Biogas. Der Selbstverbrauch ist gering (5%).
→ Zuletzt starker Zuwachs, der aber über Deckelung der Förderung von Stromerzeugung aus Biomasse nach EEG-Reform 2014 an Dynamik verlieren dürfte.

Trotz der positiven Entwicklung in drei der vier Segmente ist der KWK-Ausbau nicht auf Zielpfad in Richtung KWK-Ziel 2020 (25% KWK-Anteil). Dies ist auf schlechte wirtschaftliche Rahmenbedingungen zurückzuführen (Weiterbetrieb von Fernwärme-Bestandsanlagen nur für kohlegefeuerte Anlagen wirtschaftlich; Neuinvestitionen in Fernwärme-KWK sind insgesamt nicht wirtschaftlich, sonst nur bei hohem Selbstverbrauch. Diese Faktoren tragen dazu bei:

- › Niedriger Strompreis verhindert Erwirtschaftung von notwendigen Deckungsbeiträgen.
- › Niedriger CO₂-Preis reduziert Wettbewerbsvorteil KWK gegenüber anderen Anlagen.
- › Anstieg Gaspreise im Vergleich zu Kohle reduziert Wettbewerbsvorteil KWK bzw. führt zu klimapolitisch ungewolltem Ausbau von kohlegefeuerten Anlagen.

Darstellung Ausgangslage: Bausteine der KWK-Förderung und deren Wirkung

Um die Problemfelder und Handlungsempfehlungen besser nachvollziehen zu können, geht die Studie an verschiedenen Stellen auf die bestehenden Bausteine der KWK-Förderung ein. Diese sind hier zusammengefasst:

- › Opportunitätserlöse durch Selbstverbrauchsprivilegierung: Bei KWK-Strommengen, die selbst verbraucht werden, entfallen Netznutzungsentgelte, Stromsteuer, EEG-Umlage sowie weitere Abgaben und Umlagen (indirektes Fördervolumen: 2,1 Mrd. €/Jahr, s. Abb. A-1 im Anhang). → Bewertung gemäß Studie: Selbstverbrauchsprivilegierung ergibt massive Umverteilungseffekte. Anlagen, die aus volkswirtschaftlicher Perspektive unwirtschaftlich sind, können sich betriebswirtschaftlich dennoch rechnen. Die Mehrkosten zahlen die Umlagenzahler.
- › Vermiedene Netzentgelte: KWK-Anlagen speisen ihren Strom auf niedrigeren Netzebenen ein und sind daher von Netzentgelten befreit. → Bewertung gemäß Studie: KWK-Anlagen können unterschiedlich „netzdienlich“ ausgelegt sein, nicht alle KWK-Anlagen führen automatisch zu einer Entlastung der Netze.
- › KWK-Zuschläge: Gegenwärtig sieht das KWK-G Zuschläge für Strommengen aus neu errichteten KWK-Anlagen vor. Die Finanzierung erfolgt per KWK-Umlage über Stromkunden. → Bewertung gemäß Studie: Aktuelle Förderung trägt dazu bei, dass Anlagen unflexibel betrieben werden, da KWK-Zuschlag pro produzierter Strommenge vergütet wird. Hier sollten, ähnlich wie im EEG, Anreize gesetzt werden, dass KWK-Anlagen bei niedrigen oder negativen Strompreisen vom Netz gehen.

Herausforderungen im heutigen Rechtsrahmen und Kompatibilität mit Energiewende

Im Folgenden werden die gemäß Studie wichtigsten Problemfelder des heutigen Rechtsrahmens dargestellt. Diese werden jeweils im Hinblick auf die Kompatibilität mit den Zielen der Energiewende diskutiert. Die entsprechenden, in der Studie hergeleiteten Handlungsempfehlungen werden jeweils im Anschluss zu jedem Element aufgeführt:

a) Problemfeld „Ausbauziele“

In diesem Problemfeld wird die Rolle der KWK im Strommix sowie im Mix mit anderen Flexibilitätsoptionen analysiert. Dabei wird der Frage nachgegangen, ob sich eine Förderung von KWK-Investitionen rechtfertigen lässt, wenn gleichzeitig moderne GuD-Anlagen stillgelegt werden.

- › Hier wird das notwendige Fördervolumen für eine Erreichung des KWK-Ziels als Indikator verwendet. Dieses würde gemäß Studie bei 7 bis 12 Mrd. € im Zeitraum bis 2020 liegen.
- › Da im selben Zeitraum der Markt für thermische Stromerzeugung schrumpfen wird, würde dies ein Investitionsprogramm gegen den allgemeinen Markttrend bedeuten.

Konkrete Handlungsempfehlungen für KWK-G Novelle:

1. Streichung des KWK-Ausbauziels: Ein Mengenziel nur für Segment KWK erscheint nicht weiter sinnvoll. KWK soll sich vielmehr im Mix der Flexibilitätsoptionen bewähren.

b) Problemfeld „Schutz des Anlagenbestands“

Hier werden die Herausforderungen im Schutz des Anlagenbestands, insbesondere im Bereich Fernwärme analysiert.

- › Im Gegensatz zu allgemeinem Ausbau der KWK-Förderung ist die Förderung von Bestandsanlagen bei Fernwärme begründbar. Dies erfolgt in der Studie über das Aufzeigen der CO₂-Vermeidungskosten.

- › Diese liegen für Bestandssicherungsmaßnahmen für gasgefeuerte Fernwärme-KWK bei ca. 9–19 €/t CO₂. Diese würde zu einem vertretbaren Förderniveau führen.

Konkrete Handlungsempfehlungen für KWK-G Novelle:

2. Einführung eines (befristeten und regelmäßig evaluierten) Instruments zum Bestandserhalt der Fernwärme-Gas-KWK.

c) Problemfeld „Flexibilisierung und Systemdienlichkeit der KWK“

In diesem Problemfeld wird dargestellt, wie die bestehenden Rahmenbedingungen einen flexiblen und systemdienlichen Betrieb bestehender KWK-Anlagen behindern.

- › Aktuelles Förderregime führt zu Ineffizienzen bzw. volkswirtschaftlich gesehen zu übermäßigem Betrieb der Anlagen.
- › KWK-Zuschlag setzt Anreize, dass KWK-Anlagen auch bei niedrigen Strompreisen weiterbetrieben werden (Betrieb wirtschaftlich solange Preis > 14 €/MWh, dies entspricht 8.400 h/a).
- › Bei hohem Selbstverbrauch reagiert die Anlage fast gar nicht mehr auf Preissignale.
- › Zudem müssen bessere Anreize für eine systemdienliche Anlagenauslegung gesetzt werden. Hier führt der aktuelle Rechtsrahmen im Falle von KWK eher zu Mitnahmeeffekten als zu spezifischen Investitionssignalen.

Konkrete Handlungsempfehlungen für KWK-G Novelle und darüber hinaus:

3. Abschaffung der Förderung von selbstverbrauchten KWK-Strommengen über KWK-Zuschläge, da diese Anlagen ausreichend über Selbstverbrauchsprivilegierung profitieren.
4. Abschaffung der KWK-Förderung bei negativen Strompreisen
5. Konsequente Einführung der Direktvermarktung für KWK-Strom (analog zum EEG), um KWK-Anlagen stärker an Preissignale zu binden.
6. Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte (Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 Strom-NEV), da keine grundsätzliche Systemdienlichkeit von KWK-Anlagen (Abschaffung Mitnahmeeffekte).
7. Verstärkte Förderung von Wärmespeichern, um flexibleren Anlagenbetrieb zu ermöglichen und stärker von Wärmeabnahme zu entkoppeln.
8. Mittelfristig: Schaffung von mehr Transparenz bei indirekten Fördermechanismen, insbesondere bei Selbstverbrauchsprivilegierung. Dies betrifft jedoch nicht nur KWK-Novelle sondern auch Stromsteuergesetz, EEG, etc.

d) Problemfeld „Einbettung in Marktdesign Energiewende“

Hier werden aktuell bestehende Probleme bei der Einbettung der KWK in ein kompatibles Marktdesign für die Energiewende diskutiert, unter Berücksichtigung der Schnittstellen zu anderen Sektoren:

- › Wärmesenken werden sich zukünftig verändern, wenn im Zuge der Energiewende im Gebäudebereich deutlich weniger Wärmebedarf besteht.

- › Sektorübergreifende Betrachtung ist mittelfristig notwendig, da Grenzen zwischen Strom, Wärme und Mobilität zunehmend verschwimmen. Hier sollten ungewollte Effekte durch sektorspezifische Förderungen auf andere Elemente des Energiesystems vermieden werden.

Konkrete Handlungsempfehlungen für bessere Rahmenbedingungen jenseits KWK-Novelle:

9. Entwicklung einer integrierten Marktdesignstrategie im Spannungsfeld zwischen Flexibilisierung und Finanzierung (Stichwort Kapazitätsmechanismen).
10. Entwicklung eines sektorübergreifenden Energiewendemarktdesigns statt partieller Regelungen für einzelne Segmente (analog Empfehlung zu KWK-Ausbauziel).

Langfristige Rolle der KWK für die Energiewende

In einem zusätzlichen Kapitel wird die Rolle der KWK bis 2050 skizziert. Insbesondere wird dabei der Handlungsbedarf bei reduziertem Wärmebedarf aufgezeigt. Dafür werden zwei Szenarien skizziert:

- › Stärker dezentrale Wärmelösungen: hat niedrige Fixkosten, da keine Wärmenetze erstellt werden müssen. Erscheint dort sinnvoll, wo keine Fernwärme-Anbindung möglich ist bzw. wo Fernwärme-Netze mit anderen bestehenden Netzen konkurrieren würden.
- › Fernwärmenetze: vor allem in städtischen Ballungsgebieten, wo Potentiale einer „Wärmewende“ etwas niedriger liegen (viele Altbauten, weniger Potential erneuerbare Wärme),

Fazit: Konturen für Wärmewende und Wärmeversorgung 2050 sind noch nicht fix absehbar. Die Rahmenbedingungen für KWK sollten somit möglichst hohe Flexibilität aufweisen und möglichst keine weiteren Pfadabhängigen schaffen (umfangreiche Fernwärmenetze sollten z.B. nur auf Basis umfangreicher Wärmepläne erstellt werden).

Konkrete Handlungsempfehlungen für bessere Rahmenbedingungen jenseits KWK-Novelle:

11. Einleitung der Wärmewende und Schaffung regulatorischer Rahmenbedingungen: Schaffung von Planungssicherheit, Vermeidung ungewollter Lock-in Effekte, Berücksichtigung der Wechselwirkungen von Strom- und Wärmemarkt.

Zielerreichung gemäß Studie:

Es wird deutlich, dass das KWK-Ziel kaum oder nur zu hohen volkswirtschaftlichen Kosten erreichbar ist. Daher wird vorgeschlagen, dass KWK-Ausbauziel fallen zu lassen (s.o.).

ANHANG

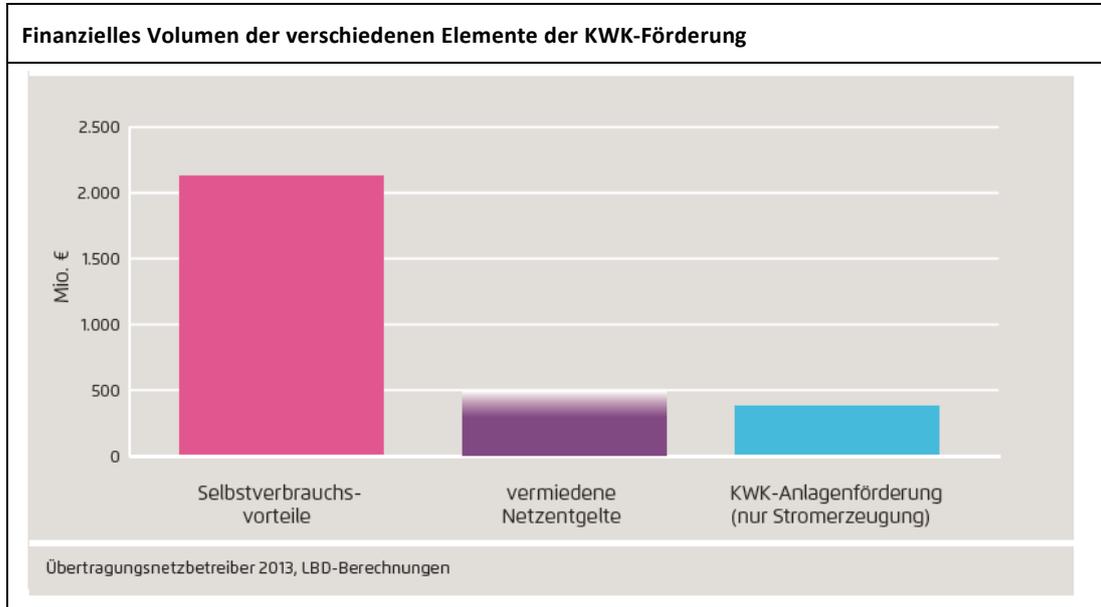


Abbildung A-1: Quelle: LBD-Beratungsgesellschaft 2015, S. 30

Einordnung der Kapitalrendite für neue KWK-Projekte in Abhängigkeit von Größe und Selbstverbrauch

	Anlagen-größe	Strom-Selbstverbrauch				
		ohne	niedrig (< 20 %)	mittel (20 %-40 %)	hoch (40 %-75 %)	sehr hoch (> 75 %)
Objektver-sorgung	kleinst	■	■	■	■	■
	klein	■	■	■	■	■
	mittel	■	■	■	■	■
Industrie ohne EEG-Privilegien	mittel	■	■	■	■	■
	groß	■	■	■	■	■
Industrie mit EEG-Privilegien	mittel	■	■	■	■	■
	groß	■	■	■	■	■
Leitungs-gebundene Ver-sorgung	kleinst	■	■	■	■	■
	klein	■	■	■	■	■
	mittel	■	■	■	■	■

■ negative Projektrendite ■ Projektrendite 5 bis 15 % ■ nicht vorhanden
■ Projektrendite 0 bis 5 % ■ Projektrendite > 15 %

Abbildung A-2: Quelle: LBD Beratungsgesellschaft mbH, S. 33

29. Connect Energy Economics: Aktionsplan Lastmanagement (publ. April 2015)

Auftraggeber: Agora Energiewende

Autor: Connect Energy Economics

Link: [AP Lastmanagement](#)

Fokus: Strom

Ziel und Kernbotschaft

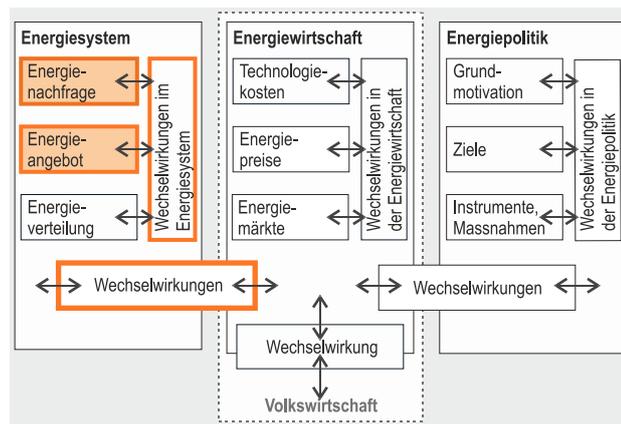
Bei steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung steigt die Bedeutung von flexiblen Verbrauchern für eine sichere und kostengünstige Versorgung. Die

Erschließung flexibler Lasten und anderer Flexibilitätsoptionen wird jedoch durch das derzeitige Markt- und Regulierungsdesign in einigen Bereichen gehemmt. Eine mögliche Konsequenz daraus ist ein suboptimaler und unnötig teurer Flexibilitätsmix. Die Studie stellt die Arten und Wirkungsweisen verschiedener Lastmanagement-Optionen dar, diskutiert besonders relevante Hemmnisse und zeigt auf, wie sie durch eine Weiterentwicklung des Markt- und Regulierungsdesigns abgebaut werden können.

Methodik

Die Studie hat zwei Teile:

- › Im ersten Teil werden die Lastmanagement-Optionen Lastverzicht und Lastverschiebung und deren Wirkungsweisen vorgestellt. Anhand von einfachen Modellrechnungen (Berechnung von Marktgleichgewichten) wird analysiert, wie sich eine aktive Nutzung des Lastenmanagements auf den Strommarkt auswirken würde. Ziel dieser Quantifizierung ist ausschließlich, die jeweiligen Wirkungszusammenhänge zu veranschaulichen. Sie dient keiner umfassenden Potenzial- oder Kostenschätzung und dient nicht dem Ziel, realistische Größenordnungen abzuleiten.
- › Die Darstellung erfolgt in mehreren Szenarien, wobei als Hauptszenario das Szenario „Wettbewerb“ verwendet wird, in dem alle Lastmanagement-Optionen sowie die alternative Anpassung der Angebotsstruktur im Wettbewerb miteinander stehen. Für dieses Szenario werden Sensitivitätsbetrachtungen durchgeführt, bei denen der EE-Ausbau bzw. das Potential der Lastmanagement-Optionen variiert wird.
- › Im zweiten Teil werden Hemmnisse zur Erschließung von flexiblen Verbrauchern für das Lastmanagement und Maßnahmen zur Beseitigung der Hemmnisse diskutiert.



Wirkung von flexiblen Lasten

- › Flexible Verbraucher verändern den optimalen Leistungs- und Erzeugungsmix durch Lastverzicht oder Lastverschiebung. Ein Teil der fossilen regelbaren Kraftwerke im Bereich der Spitzenlast-Technologien könnte durch flexible Verbraucher ersetzt werden. Die beispielhaften Modellanalysen zeigen auf, dass das Gesamtvolumen der notwendigen Spitzenlast (dargestellt in GW, inklusive Lastmanagement-Optionen) in allen Szenarien in einer ähnlichen Größenordnung liegt. Die teuren Spitzenlasttechnologien GuD und Gasturbinen kommen jedoch im Szenario Wettbewerb deutlich weniger zum Einsatz als im Vergleich zur Referenzszenario, da sie durch Lastmanagement-Optionen ersetzt werden können. Dadurch sinken die Kosten des Stromversorgungssystems.
- › Steigt das Potenzial an Lastflexibilität, entstehen häufigere, jedoch niedrigere Preisspitzen. Flexible Verbraucher tragen, wenn sie preissetzend wirken, zur Vollkostendeckung anderer Technologien bei (Strompreis liegt über den Grenzkosten der produzierenden Kraftwerke, damit entsteht ein Deckungsbeitrag).
- › Die Kosteneinsparungen im Versorgungssystem, die durch flexible Last erzielten werden, steigen, je grösser der Anteil Erneuerbarer Energien und je größer die Optimierung des Lastmanagement-Potentials ist.
- › Je grösser das Potenzial an Lastflexibilität ist, desto seltener müssen erneuerbare Erzeugungsanlagen strompreisbedingt abgeregelt werden.

Hemmnisse zur Nutzung flexibler Lasten und Maßnahmen zu Hemmnisbeseitigung

Hemmnisse zur Erschließung des Potentials flexibler Lasten bestehen einerseits in verzerrten Preissignalen oder Anreizen sowie im Markt- und Regulierungsdesign, das historisch bedingt noch primär auf thermische Kraftwerke ausgerichtet ist. Die Studie identifiziert insbesondere in drei Bereichen Handlungsbedarf:

1) Bilanzkreismanagement:

- › Ausgangslage: Alle Teilnehmer des Strommarktes sind einem Bilanzkreis (BK) zugeordnet. Ein BK besteht aus einzelnen oder mehreren Erzeugern, Verbrauchern und Händler. Jeder BK hat einen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV). Dieser muss dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 15-minütige Fahrpläne zur Erzeugung und dem Verbrauch im BK übermitteln. Die Fahrpläne müssen ausgeglichen sein. Kommt es zu Abweichungen, muss der BKV z.B. über den Einsatz flexibler Lasten die Fahrpläne wieder ausgleichen. Dennoch kommt es zum Zeitpunkt der Realisierung jeweils zu Abweichungen zwischen Angebot und Nachfrage, die vom ÜNB ausgeglichen werden müssen. Die ÜNB verrechnen den BKV dafür Kosten. Der Preis wird durch den Ausgleichsmechanismus (AE-Mechanismus) festgelegt. Dieser setzt den BKV jedoch nicht genügend Anreize, aktives Bilanzkreismanagement zu betreiben.
- › Wirkung: Die BKV fragen weniger Flexibilitätsoptionen nach, als effizient wäre, und tragen dadurch weniger zur Systemsicherheit bei, als sie könnten. Dadurch steigen der Bedarf und die Kosten für den Abruf von Regelenergie. Der höhere Bedarf führt dazu, dass höhere Regelenergieleistungen

vorgehalten werden müssen, was die Vorhaltekosten erhöht. Zudem erfolgt der Ausgleich von Angebot und Nachfrage verstärkt über die Systemdienstleister statt an den Strommärkten. Der Bedarf an flexiblen Verbrauchern wird dadurch im Markt nicht vollständig sichtbar.

- › Maßnahme: Der AE-Mechanismus ist das zentrale Element, um bei den BKV Anreize zur vermehrten Nachfragen von Flexibilitätsoptionen zu setzen. Er sollte dahingehend überarbeitet werden, dass diese Anreize gestärkt werden (Einpreisung der Kosten für die Vorhaltung von Regelenergie (nicht nur deren Abruf), Einheitspreis für den Abruf der Minutenreserve einführen, nur die überwiegende Richtung des Abrufs in den Kosten der Regelenergie berücksichtigen, Verbesserung der Börsenpreisbindung)

2) Bereitstellung von Regelleistung:

- › Ausgangslage: Flexible Lasten eignen sich für die Bereitstellung von Regelleistung. Da Regelleistung der Systemsicherheit dient, unterliegt sie regulatorischen Vorgaben. Diese sind historisch bedingt vor allem auf thermische Kraftwerke ausgelegt.
- › Wirkung: Die aktuellen regulatorischen Vorgaben erschweren flexiblen Verbrauchern den Zugang zum Regelreservemarkt unnötig. Insbesondere zu nennen sind die langen Ausschreibungszeiträume und Produktlaufzeiten.
- › Maßnahmen: Langfristiges Ziel sollten für alle Regelreservearten eine kalendertägliche Ausschreibung und stündliche Produkte sein. Um die Anpassungsprozesse abzufedern, sollte der Übergang schrittweise gestaltet werden. Zudem sollten die Präqualifikationsbedingungen stärker auf die jeweiligen Produktdefinitionen abgestimmt werden, damit sie kein unnötiges Hindernis für flexible Lasten darstellen.

3) Netznutzungsentgelte:

- › Ausgangslage: Bisher schafft die Struktur der Netzentgelte Anreize, die dem Strompreissignal widersprechen können. Dies ist insbesondere auch auf die Ausnahmeregelungen (z.B. für KWK-Anlagen) zurückzuführen. Das kann zur Folge haben, dass flexible Verbraucher in Zeiten mit niedrigen Preisen und einer starken Einspeisung erneuerbarer Energien ihre Last nicht erhöhen beziehungsweise bei hohen Preisen und schwacher Einspeisung nicht absenken (Thema Strommarkt). Zudem kann die Teilnahme der Verbraucher am Regelreservemarkt gehemmt werden, wenn die Gefahr besteht, dass sie aufgrund ihrer angepassten Last höhere Netzentgelte zahlen müssen (Thema Regelreserve und Systemstabilität).
- › Wirkung: Flexible Verbraucher passen ihre Lasten nicht ausreichend an die Marktsituation an. Zudem kann die Entgeltsystematik Verbraucher, die an Regelreservemärkten teilnehmen, benachteiligen. Die Flexibilitätsoptionen werden dadurch nicht optimal genutzt.
- › Maßnahme: Der Regelenergieabruf sollte nicht zu einer Erhöhung der Netzentgelte führen. Bei der Bemessung der Benutzungsstunden und der Bezugsspitzen soll das Lastmanagement ab einer festzulegenden Preisgrenze nicht berücksichtigt werden.

Zielerreichung gemäß Studie

Die Studie macht keine Aussage zur Erreichung der Ziele der Energiewende. Es zeigt sich jedoch, dass der Abbau von Hemmnissen zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen die Marktintegration erneuerbarer Energien verbessert und damit zum Ziel beiträgt, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung zu erhöhen.

30. The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits (publ. Juni 2015)

Auftraggeber: Agora Energiewende

Autor: Fraunhofer IWES

Link: [Agora Flexibility Challenges and Integration Benefits](#)

Fokus: Strom

Ziel und Kernbotschaft

Die EU will im Jahr 2030 50% ihrer Stromproduktion aus erneuerbaren Energien decken. Mehr als die Hälfte davon wird aus Sonnen- und Windenergie stammen. Da diese Energiequellen fluktuierend sind, werden sich die Produktionsmuster des gesamten Stromsystems verändern müssen.

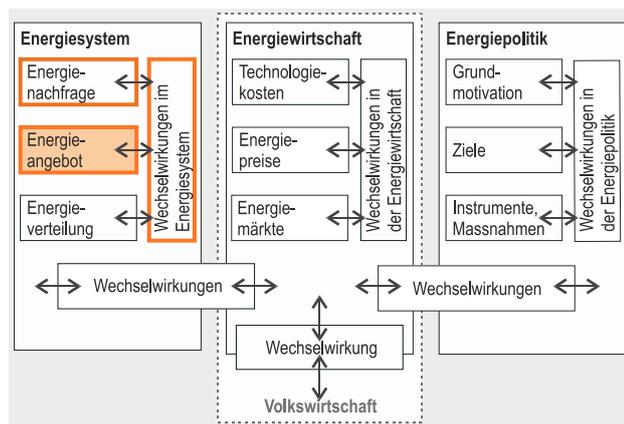
Der Bedarf an Flexibilitätsoptionen und Back-up-Kapazitäten steigt. Vor diesem Hintergrund beantwortet die Studie zwei Fragen: 1) Welche Flexibilitätserfordernisse entstehen durch einen hohen Anteil an Sonnen- und Windenergie? 2) Inwiefern bietet eine stärkere Integration der Energiesysteme auf internationaler (europäischer) Ebene Flexibilität? Betrachtet werden einerseits die Länder des Pentalateral Energy Forum (PLEF)²⁵ und andererseits eine stärkere Integration innerhalb Europas²⁶.

Die Studie kommt zum Schluss, dass die Flexibilitätserfordernisse aus technischer Sicht handhabbar sind; jedoch sollte das Strommarktdesign Anreize setzen, damit die technischen flexibilitätspotentiale auch erschlossen werden. Zudem zeigt sie, dass eine stärkere internationale Vernetzung der Stromnetze zusätzliche Flexibilität bieten würde.

Methodik

Die Studie ist in vier Schritten aufgebaut:

- › Im ersten Schritt wird aufgezeigt, dass die Produktion von Wind- und Sonnenstrom sowie die Stromnachfrage bei einer Betrachtung eines größeren Gebietes deutlich weniger schwankt als bei der Betrachtung eines kleineren Gebietes (siehe Figur A am Ende des Factsheets). Die Aussage basiert auf dem projizierten PV- und Onshore-Wind-Kraftwerkspark und der angenommenen Nachfrage von Europa im Jahr 2030.
- › Im zweiten Schritt wird berechnet, wieviel erneuerbare Energie durch internationalen Handel zusätzlich in das Stromnetz integriert werden kann. Dabei werden zwei Szenarien betrachtet: 1) Es gibt keinen internationalen Stromhandel. 2) Die Kapazität der internationalen Stromübertragung wird in Europa von



²⁵ Österreich, Belgien, Frankreich, Deutschland, Luxemburg, Niederlande, Schweiz

²⁶ PLEF-Länder plus ihre Nachbarländer sowie Skandinavien und Portugal.

heute bis 2030 um 41% erhöht (+22% innerhalb PLEF, +76% übrige betrachtete Länder). Wieviel EE-Strom mittels des heutigen internationalen Stromnetzes im Jahr 2030 integriert werden könnte, wird nicht betrachtet. Es wird unterstellt, dass es innerhalb der Staaten keine Netzengpässe gibt.

- › Im dritten Schritt wird betrachtet, welche Anforderungen die Stromproduktion mit Wind- und Sonnenenergie an den übrigen Kraftwerkspark stellt.
- › Im vierten Schritt werden die Konsequenzen Staaten-spezifisch analysiert.

Ergebnisse

Ausgleichseffekt großer Räume:

- › Im internationalen Verbund können die Produktionsspitzen der fluktuierenden erneuerbaren Energien deutlich geglättet werden: Wird nur Deutschland betrachtet, beträgt die maximale Stromproduktion aller PV- und Windkraftwerke im Jahr 2030 62% ihrer Kapazität. Innerhalb des PLEF sind es noch 54% und in einer europäischen Betrachtung 46%. Die Spitzenwerte werden im europäischen Kontext gegenüber einem nationalen also um ca. 25% reduziert.
- › Bei der Windenergie ist der ausgleichende Effekt der internationalen Kooperation stärker als bei der Sonnenenergie, da die Windstärken regional mehr schwanken als die Sonneneinstrahlung.
- › Auch auf der Nachfrageseite zeigt sich durch internationale Kooperation ein Vorteil: Die maximale Nachfrage aller PLEF-Länder (Europa) insgesamt ist 2% (3%) geringer als wenn die maximale Nachfrage aller Staaten einzeln summiert wird.

Nutzen des internationalen Stromhandels:

- › Die Abregelung von PV- und Onshore-Windstrom ist mengenmäßig ohne internationalen Stromhandel im Jahr 2030 sowohl innerhalb des PLEF wie auch innerhalb Europas zehnmal höher als mit internationalem Stromhandel. Mit Stromhandel werden in der PLEF-Region 0,16% und in Europa 0,41% des PV- und Windstromes abgeregelt.
- › In Europa wird mit Stromhandel jährlich nur noch während 2150 Stunden EE-Strom abgeregelt anstatt während 7217 Stunden ohne Stromhandel.

Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark:

- › Die Residuallast, die durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden muss, hat im Jahr 2030 eine deutlich höhere Variabilität als heute. Sie kann zwischen Null (volle Abdeckung des Strombedarfs durch PV und Wind) und beinahe der Maximallast (minimale PV- und Windstromproduktion) schwanken.
- › Es tritt 2030 deutlich häufiger eine geringe Nachfrage und nur noch selten eine sehr hohe Nachfrage nach Strom aus konventionellen Kraftwerken auf als heute (siehe Figur B am Ende des Factsheets). Das bedeutet, dass unflexible Grundlastkraftwerke das Flexibilitätspotential limitieren können.
- › Die Schwankungen der Nachfrage für konventionellen Strom sind im Jahr 2030 höher als die Schwankungen der Stromnachfrage insgesamt. Dies gilt für die Betrachtung der 20-Stunden-Schwankungen

deutlich stärker als für jene der Einstunden-Schwankungen. Das bedeutet, dass die konventionellen Kraftwerke zukünftig flexibler reagieren können müssen als im heutigen Stromsystem. Ein größerer Teil des Kraftwerkparks muss häufiger hochgefahren und wieder vollständig abgestellt werden.

Deutschland-spezifische Betrachtung:

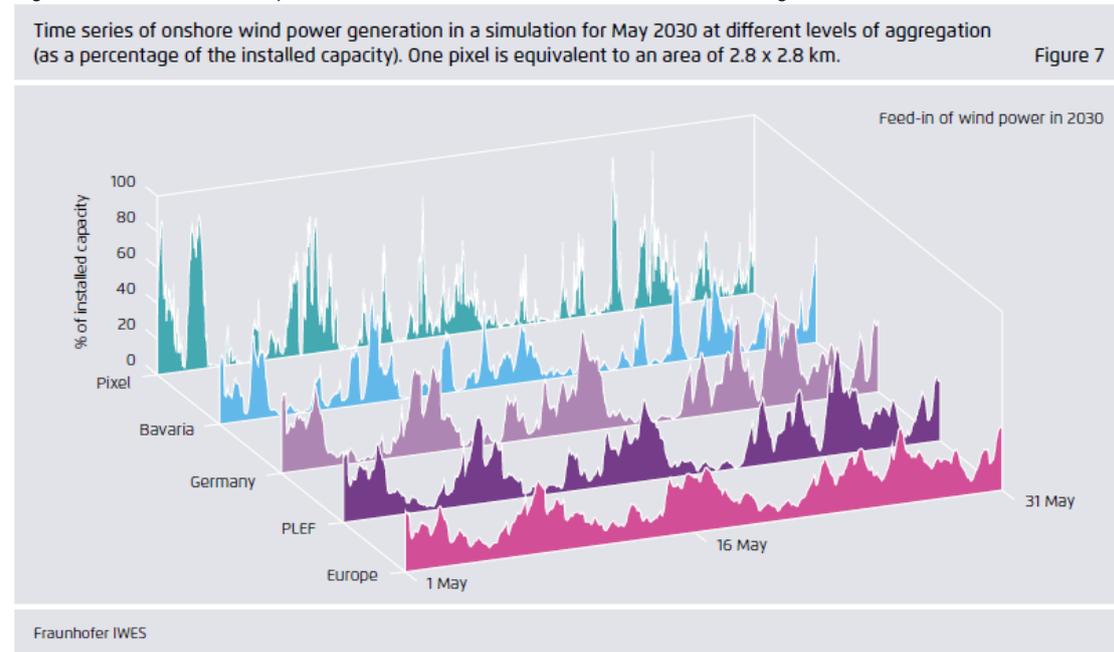
- › Heute kann die Differenz zwischen der maximalen und der minimalen Residuallast von Deutschland durch den internationalen Stromhandel von 58 GW um 4 GW auf 54 GW reduziert werden. Im Jahr 2030 steigt die Differenz ohne Handel auf 92 GW und kann durch Handel auf 62 GW reduziert werden. Der internationale Stromhandel wird also für Deutschland zukünftig an Bedeutung zunehmen.
- › Der Bedarf an Grundlastkraftwerken beträgt im Jahr 2030 nur noch 23 GW. Im Jahr 2013 verfügte Deutschland über eine Kapazität an Grundlastkraftwerken von mehr als 43 GW. Die Grundlastkapazitäten müssen bis 2030 teilweise zugunsten von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken ersetzt werden, deren Bedarf gegenüber der heute verfügbaren Kapazität zunimmt.
- › Die Nachfrage für konventionellen Strom schwankt innerhalb von 20 Stunden im Jahr 2030 um fast 50% stärker als heute. Die Schwankungen innerhalb einer Stunde bleiben in etwa konstant. Hohe Nachfrageschwankungen treten im Jahr 2030 bereits bei geringer Stromnachfrage auf. Das bedeutet, dass die konventionellen Kraftwerke deutlich stärkere und schneller auftretende Nachfrageschwankungen ausgleichen müssen. Die großen Schwankungen bereits auf niedrigen Nachfragelevels bedeuten zudem, dass Grundlastkraftwerke flexibler ihre Produktion anpassen können müssen als heute.

Zielerreichung gemäß Studie

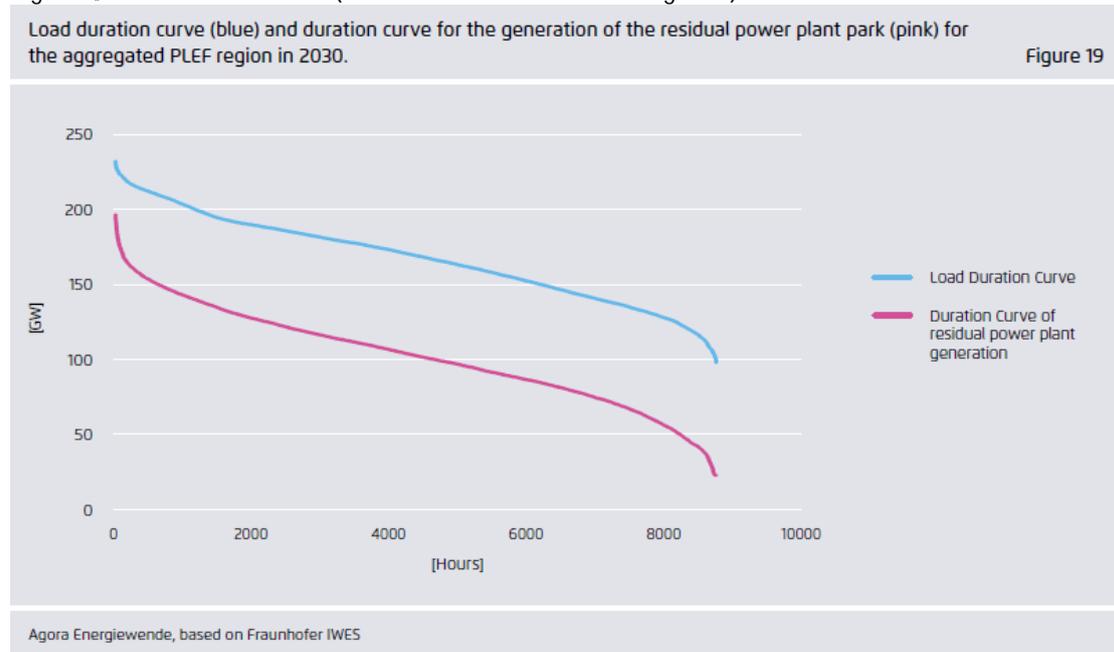
Die Studie macht keine Aussage zur Erreichung der Ziele der Energiewende.

ANHANG: Zwei Figuren aus der Agora-Studie

Figur A „Feed-in on wind power in 2030“ (aus Seite 24 der Publikation, Figur 7)



Figur B „Load Duration Curve“ (aus Seite 38 der Publikation Figur 19)



31. Sustainable Development Solutions Network, Institute for Sustainable Development and International Relations, Wuppertal Institut (2015): Pathways to deep decarbonization in Germany (publ. September 2015)

Auftraggeber: Stiftung Mercator

Autoren: Sustainable Development Solutions Network, Institute for Sustainable Development and International Relations, Wuppertal Institut (2015)

Link: [Deep Decarbonization](#)

Fokus: Strom, Wärme, Verkehr

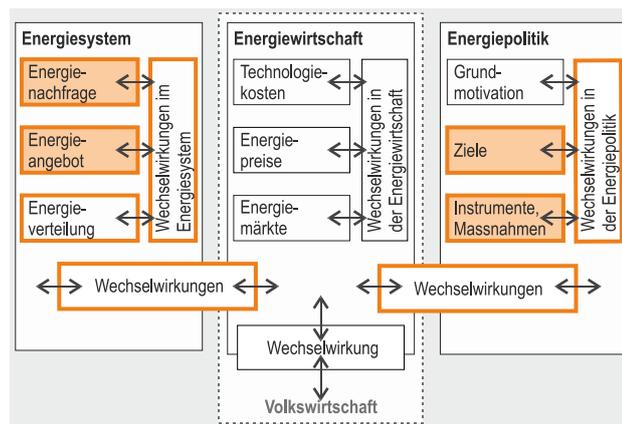
Ziel und Kernbotschaft:

Um das 2-Grad Ziel einzuhalten, müssen die globalen Treibhausgas (THG)-Emissionen gemäß IPCC bis zur zweiten Hälfte des Jahrhunderts auf nahezu Null reduziert werden. Dies erfordert eine tiefgreifende Dekarbonisierung (deep decarbonization). Im Rahmen des Deep Decarbonization Pathways Projekts werden 16 Länderstudien erstellt und in die UN-FCCC Verhandlungen eingespeist. Die vorliegende Studie stellt den Länderbericht für Deutschland dar.

Die Studie betrachtete bestehende Szenarien, die eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 80-95% bis 2050 gewährleisten. Es werden zentrale Strategieelemente zur Zielerreichung, bestehende Barrieren bei deren Umsetzung sowie mögliche Verbesserungen bei den Rahmenbedingungen identifiziert. Die Verbesserung der Energieeffizienz, der EE-Ausbau, Elektrifizierung im Verkehrs- und Industriebereich und die Nutzung synthetischer Gase und Treibstoffe („power-to-x“) werden dabei als wichtigste Strategien genannt. Da die Studie auf bestehenden Szenarien beruht, umfassen leider auch die Handlungsempfehlungen wenig Neues und zeigen weitestgehend den bestehenden Regelungsrahmen in Deutschland auf.

Methodik

Die Studie basiert auf bestehenden Szenariestudien, die eine tiefgreifende Reduktion der CO₂-Emissionen unterstellen (mindestens 80% bis 2050). Die Annahmen dieser Szenarien werden im Detail dargestellt und verglichen. Im zweiten Schritt werden die Hauptstrategieelemente zur Umsetzung der Szenarien analysiert. Danach werden Synergien mit anderen Politikbereichen aufgezeigt sowie (recht allgemeine) Handlungsempfehlungen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen gegeben. Folgende drei Szenarien werden analysiert:



- › „Government Target Scenario“: entspricht dem Zielszenario der aktuellen Energierferenzprognosen des BMWi (Prognos, EWI und GWS 2014). In diesem Szenario werden die energiebedingten THG-Emissionen bis 2050 um 80% reduziert. Dieses Szenario liegt somit bezüglich Ambition der angestrebten Dekarbonisierung am unteren Ende der Bandbreite.
- › „Renewable Electrification Scenario“: entspricht dem „Szenario 100-II“ aus der Studie zu den GroKo-Szenarien (Nitsch 2014). Es basiert auf den Szenariomodellierungen der Leitstudie und geht bis 2050 von einer weitgehenden Versorgung durch EE aus. Es entspricht einem zielorientierten Szenario, liegt jedoch nicht am oberen Ende.
- › „90% GHG Reduction Scenario“: entspricht dem Szenario „KS 90“ aus der BMUB-Studie „Klimaschutzszenario“ (Repenning et al. 2014). Dieses Szenario berücksichtigt Maßnahmen und Instrumente, die zu einer Reduktion der THG-Emissionen um 90% bis 2050 notwendig sind. Es wurde gewählt, da es von allen vorliegenden Szenarien die umfangreichste Reduktion der THG-Emissionen annimmt.

Annahmen der Szenarien

Die Studie beginnt mit einer umfassenden Darstellung der drei betrachteten Szenarien. Diese werden hier nur in Kürze dargestellt und mit den Annahmen der Leitstudie (Szenario A) verglichen, da die Studie lediglich eine Synthese bestehender Arbeiten darstellt:

- › Bruttostromverbrauch: zwischen ca. 420 TWh/a (Government Target Scenario) und 780 TWh/a in 2050 (Renewable Electrification Scenario). Der hohe Wert im Renewable Electrification Scenario ist auf eine starke Elektrifizierung in anderen Sektoren zurückzuführen.
Leitstudie: im Szenario A wird ein Bruttostromverbrauch von 584 TWh/a in 2050 angenommen, der Wert liegt ca. in der Mitte der beiden genannten Szenarien.
- › Stromerzeugung: zwischen ca. 480 TWh/a (Government Target Scenario) und 820 TWh/a in 2050 (Renewable Electrification Scenario)
Leitstudie: in Szenario A wird für das Jahr 2050 von einer Stromerzeugung von 574 TWh/a ausgegangen, was eher am unteren Ende der Bandbreite der hier betrachteten Szenarien liegt.
- › Anteil EE: Zwischen 82% (Government Target Scenario) und 97% in 2050 (90% GHG Reduction Scenario)
Leitstudie: 85% EE-Anteil, also eher am unteren Ende der betrachteten Szenarien.
- › Primärenergieverbrauch. Reduktion bis 2050 um 44% (Renewable Electrification Scenario) bis 54% (90% GHG Reduction Scenario) gegenüber 2010.
- › Leitstudie: Reduktion von 14.044 PJ/a auf 7.267 PJ/a, also Reduktion um 52%. Liegt damit eher am oberen Ende der betrachteten Szenarien.
- › Primärenergiemix: Anteil erneuerbare Energien zwischen 51% (Renewable Electrification Scenario) und 59% bis 2050 (90% GHG Reduction Scenario) .
Leitstudie: Anteil EE am Primärenergieverbrauch bei 52,8% in 2050, also eher am unteren Rand der betrachteten Szenarien.

- › Verkehrssektor: Erhöhung des Anteils von E-Fahrzeugen auf 53% (Government Target Scenario) bis 80% in 2050 (90% GHG Reduction Scenario).

Leitstudie: in Szenario A wird ein E-Fahrzeuge Anteil von 49% angenommen, also pessimistischer als die neuen Szenarien, die in der vorliegenden Studie betrachtet werden.

Darstellung von „Hauptstrategien“ zur Dekarbonisierung

Die Studie analysiert drei Hauptstrategien, die im Energiesystem zu einer deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen beitragen und in allen betrachteten Szenario-Studien berücksichtigt wurden. Die Hauptstrategien werden jeweils kurz skizziert sowie die aktuellen Barrieren bei deren Umsetzung und/oder mögliche Verbesserungen der Rahmenbedingungen identifiziert:

- › **Verbesserung Energieeffizienz:** Bisher liegt die Verbesserung der Energieeffizienz unter dem Zielpfad.

Folgende Elemente mit niedrigen Vermeidungskosten werden hervorgehoben:

- › Beschleunigung der energetischen Gebäudesanierung: die Sanierungsquote soll gemäß Zielpfad von aktuell 1% auf 2% erhöht werden. Als Barrieren werden das Mieter-Vermieter Dilemma, lange Amortisationszeiten sowie die alternde Bevölkerung genannt.
 - › Energieeffizienz im Verkehr: zuletzt wurden absolut kaum Verbesserungen erreicht, höhere Motoreffizienz wurde durch mehr Gewicht und Masse kompensiert. Als Barriere werden vor allem das Lobbying der Automobilindustrie gegen ambitionierte Effizienzstandards sowie das bestehende Dienstwagenprivileg genannt.
 - › Industrielle Prozesse: Im Industriebereich bestehen noch viele Potentiale zur Verbesserung der Energieeffizienz. Vor allem bei den sektorübergreifenden Technologien wie Motoren, Pumpen, Brenner, Öfen, Trocknungssystemen, Heiz- und Kühlsystemen sowie Dämmsystemen bestehen Potenziale für hohe Lernkurven. Als Barrieren bei der Umsetzung werden Informationsdefizite, andere Investitionsprioritäten und hohe Vermeidungskosten genannt. KWK wird als wichtiges Element für den Industriebereich genannt, jedoch nicht vertieft.
 - › Eingrenzung des Rebound-Effekts: aktuell wird der Rebound-Effekt auf 30-60% geschätzt (d.h. dieser Anteil der Effizienzsteigerung wird durch Mehrverbrauch kompensiert). Als Maßnahme zur Eingrenzung des Rebounds werden höhere Energiesteuern genannt.
- › **Erhöhung des EE-Anteils in der Stromproduktion:** In diesem Abschnitt wird vor allem auf die Notwendigkeit der Flexibilisierung eines auf EE ausgerichteten Energiesystems hingewiesen. Insbesondere werden folgende Empfehlungen gemacht:
 - › Netzausbau, so dass die Verteilung des EE-Stroms von den Produktionsstandorten zu den Verbrauchern gewährleistet ist.
 - › Produktionsmanagement bei den konventionellen Kraftwerken, so dass sie die EE-Stromerzeugung optimal ergänzen.
 - › EE sollten auch für die Bereitstellung von Regelleistung verwendet werden.
 - › Reduktion der Nachfrage und verbessertes Demand-side management

Als Barriere in der Umsetzung werden vor allem die hohen Investitionskosten der Flexibilitäts Optionen im Vergleich zum konventionellen Stromsystem genannt.

› **Elektrifizierung im Verkehr und von Industrieprozessen sowie „power-to-x“:** Mit der Ausnahme des E-Fahrzeuge-Ziels spielen diese Elemente bisher im Zielsystem der Bundesregierung keine große Rolle. Für eine tiefgreifende Dekarbonisierung werden jedoch gemäß Aussagen der Studie folgende Elemente benötigt:

- › Elektrifizierung und synthetische Brennstoffe in der Industrie: hierfür werden allerdings neue Technologien benötigt, die teilweise ihre Marktreife noch nicht erreicht haben. Zur Unterstützung der Elektrifizierung wird eine Förderung der notwendigen Technologien im Rahmen der Energiewende gefordert, um deren Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.
- › Elektrifizierung und Wasserstoff im Verkehrsbereich: dieses Element ist notwendig, um zusätzliche Flexibilitäten im Energiesystem zu aktivieren. Zur Verbesserung der Rahmenbedingungen werden ambitionierte Energiestandards genannt.

Weitere Strategien zur Dekarbonisierung

Neben den drei Hauptstrategien werden weitere Elemente für eine tiefgreifende Dekarbonisierung genannt. Diese werden hier nur kurz aufgeführt, da sie im Bericht nur skizziert sind:

- › Reduktion der Energienachfrage durch Verhaltensänderungen (Suffizienz): Dieses Element wird in den berücksichtigten Szenarien kaum aufgegriffen, weist aber hohe Potentiale auf. Aus Sicht der Autoren besteht in diesem Bereich hoher Forschungsbedarf, um mögliche Ansatzpunkte zur Beeinflussung von Verhaltensmustern und Lebensstilen zu identifizieren.
- › Import von CO₂-armen Energiequellen: Hier wird diskutiert, in wie fern z.B. der Import von Solarstrom aus Nordafrika eine Option zur Reduktion der CO₂-Emissionen in Deutschland darstellt. Zudem wird der Import von Biomasse als Option genannt. Es wird darauf hingewiesen, dass diese Strategie jedoch ausreichend Kapazitäten in den Exportländern sowie eine verantwortungsvolle Nutzung der Energieressourcen (v.a. Biomasse) erfordert.
- › Nutzung von CCS im Industriebereich: eine umfassende Nutzung von carbon-capture-and-storage (CCS) für Kohle- und Gaskraftwerke wird nicht unterstellt, jedoch werden Potentiale im Industriebereich genannt, um dort tiefgreifende CO₂-Reduktionen zu erreichen.
- › Reduktion der nicht-energiebedingten THG-Emissionen in der Landwirtschaft: durch Verbesserung der Ressourceneffizienz, Erhöhung des Anteils der ökologischen Landwirtschaft, Reduktion der Produktion insgesamt durch sparsamen Umgang mit Lebensmitteln und CO₂-ärmerer Ernährungsweisen.

Zusatznutzen einer tiefgreifenden Dekarbonisierung

Die Studie zeigt zudem auf, welche Synergien bei einer tiefgreifenden Dekarbonisierung erzielt werden können. Hier werden insbesondere die Verbesserung der Versorgungssicherheit durch geringere Abhän-

gigkeit von Energieimporten sowie wirtschaftliche und soziale Effekte durch die Reduktion des Energieverbrauchs genannt. Für private Haushalte wird jedoch darauf hingewiesen, dass die Umsetzung der Energiewende auch zu einer Kostenerhöhung führen könnte und die Situation insbesondere für arme Haushalte regelmäßig begutachtet werden sollte (Stichwort Energiearmut). Zudem werden Synergien mit anderen Umweltzielen genannt, insbesondere die Verbesserung der Luftqualität durch Reduktion der Kohlekraftwerke.

Herausforderungen für die Politik

Abschließend nennt die Studie die bestehenden Rahmenbedingungen, identifiziert wichtige Herausforderungen für die Politik und macht Empfehlungen für die Verbesserung des Instrumentenmixes:

- › Verbesserung der Energieeffizienz: Hier wird der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz genannt, der neue Elemente zur Verbesserung der Energieeffizienz umfasst. Im Verkehrsbereich wird auf die Rolle der EU hingewiesen, die auch die nationalen Ziele beeinflussen kann. Zudem wird auf die Rolle der Kommunen hingewiesen, die als Vorreiter agieren können und nahe an den privaten Haushalten sind.
- › Erhöhung des EE-Anteils in der Stromproduktion: Die Studie zeigt die bestehende Neuregelung des EEG 2014 sowie die Vorschläge des Weißbuchs Strommarkt des BMWi auf. Dabei wird auf mögliche Konflikte mit EU-Regelungen hingewiesen. Wiederum wird die Bedeutung der Kommunen hervorgehoben, die z.B. über ihre Raum- und Stadtplanung sowie über die Stadtwerke Einfluss auf den EE-Ausbau nehmen können.
- › Elektrifizierung und power-to-x: Hier wird aufgezeigt, dass die Rahmenbedingungen bisher nicht ausreichend sind, um notwendige Anreize zur Umsetzung dieser Strategie zu setzen. Neben der Bereitstellung eines stabilen Förderrahmens wird auf die Bedeutung von Forschung und Entwicklung in diesen Bereichen hingewiesen, um die notwendigen Technologien zur Marktreife zu bringen.

Zielerreichung gemäß Studie

In der Studie wurden definitionsgemäß nur Szenarien betrachtet, die eine tiefgreifende Reduktion der Treibhausgas-Emissionen unterstellen. Das langfristige CO₂-Reduktionsziel (80-95% Reduktion bis 2050) wird in allen betrachteten Szenarien erreicht.

32. IRENA (2015): A renewable energy roadmap, Renewable energy prospects Germany (publ. November 2015)

Auftraggeber: -

Autoren: International Renewable Energy Agency (IRENA)

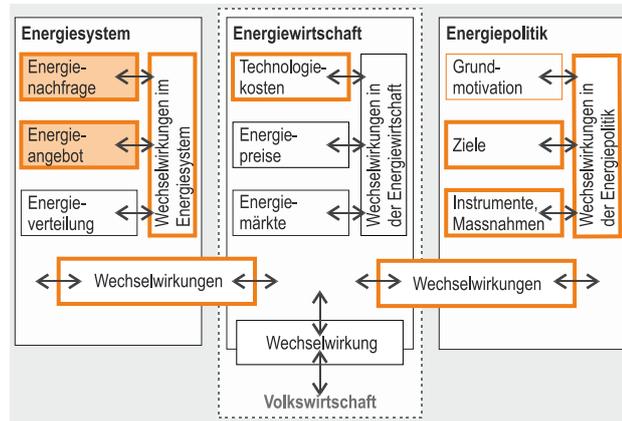
Link: [REmap 2030 Germany](#)

Fokus: Strom, Wärme, Verkehr

Ziel und Kernbotschaft:

REmap 2030 ist eine Initiative der IRENA, welche Entwicklungspfade und Potentiale zur Verdopplung des EE-Anteils am globalen

Energieverbrauch aufzeigt. Aktuell werden 26 Länder analysiert, davon wurden für sechs bereits detaillierte Länderberichte erstellt. Die vorliegende Studie stellt die Ergebnisse für Deutschland dar.



Die Analyse macht deutlich, welche zusätzlichen Anstrengungen notwendig sind, um einen über die Referenzentwicklung hinausgehenden EE-Anteil zu erreichen. Während in der Referenzentwicklung ein EE-Anteil am Endenergieverbrauch von knapp 27% erreicht wird, führen die zusätzlichen EE-Technologien des REmap 2030 Entwicklungspfad zu einem EE-Anteil von 37%. Dies ist insbesondere auf die stärkere Integration der Bereiche Wärme und Verkehr zurückzuführen. Die Analyse macht zudem deutlich, dass das volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Verhältnis (Systemkosten plus externe Kosten) für ein stärker auf EE ausgerichtetes Energiesystem in einer Bandbreite von plus 1 Mrd. USD/Jahr (Zusatzkosten) bis minus 6 Mrd. USD/Jahr (Einsparungen) liegt.

Methodik

REmap untersucht zusätzliche Potentiale zum EE-Ausbau auf Ebene der Stromerzeugung sowie der Endnutzeranwendungen (Wärme, Verkehr, Industrie). Dabei werden die bestehenden nationalen Pläne zum EE-Ausbau als Basis genommen und weitere Potentiale durch die Anwendung zusätzlicher EE-Technologien analysiert.

- › Im ersten Schritt wird eine Referenzentwicklung zum EE-Ausbau in Deutschland bis 2030 analysiert. Diese Referenzentwicklung beruht auf den Energierferenzprognosen des BMWi.
- › Im zweiten Schritt wird untersucht, wie diese Entwicklung durch die Anwendung zusätzlicher EE-Technologien beschleunigt werden kann (Entwicklungspfad „REmap 2030“). Dieser Entwicklungspfad beruht auf den Annahmen des Zielszenarios der Energierferenzprognosen des BMWi sowie dem Projektionsbericht des BMUB.

Für die quantitative Analyse der Entwicklungspfade wird das sog. REmap Tool verwendet, mit Hilfe dessen Energiebilanzen generiert und dann Annahmen zu verschiedenen EE-Technologien hinterlegt werden können. Das Tool umfasst alle Kostenkomponenten (Kapitalkosten, laufende Kosten) sowie technische Details der verschiedenen REmap-Optionen (Kapazitätsfaktoren, Effizienzgrade etc.). Ergebnisse zu den Kosten werden in folgenden Formaten dargestellt:

- › Differenzkostenlogik: jährliche Zusatzkosten der EE-Technologie werden im Vergleich zur Stromproduktion durch konventionelle Energien dargestellt. Negative Differenzkosten bedeuten eine Einsparung durch den EE-Ausbau. Dabei werden folgende Indikatoren verwendet:
 - › Differenz-Systemkosten: Gesamtkosten für die Realisierung der REmap-2030-Optionen im Vergleich zur Referenzentwicklung;
 - › Spezifische Differenzkosten: Kosten die sich durch die Substitution einer spezifischen konventionellen Technologie durch eine EE-Technologie ergeben (z.B. Austausch Heizölanlage durch Geothermie);
 - › Investitionsbedarf: jährlicher Investitionsbedarf zur Umsetzung der REmap-2030-Optionen;
 - › Subventionsbedarf: Mehrkosten, die sich in der Bereitstellung der Energiedienstleistungen gegenüber der Referenzentwicklung ergeben.
- › Kostenkurven für den EE-Ausbau: Weiter werden detaillierte Kostenkurven der EE-Technologien und ihrer Potentiale entwickelt (vgl. Abbildung 2). Diese werden differenziert für die Perspektive der öffentlichen Hand und der Privatwirtschaft dargestellt.²⁷
- › Zudem wird die Einsparung an externen Kosten bezüglich den Auswirkungen der REmap-2030-Optionen auf CO₂-Emissionen und Luftschadstoffe ausgewiesen. (Annahme zur Bandbreite CO₂-Preis für 2030: 20-80 UDS/t CO₂).

Zudem umfasst REmap 2030 eine Darstellung der wichtigsten Meilensteine und Ergebnisse der deutschen Energiepolitik. Da sich diese insbesondere an internationale Leser richten, ist nur eine kurze Zusammenfassung im Anhang dieses Factsheets dargestellt.

Darstellung der Entwicklungspfade „Referenzentwicklung“ und „REmap 2030“

Kapitel 4 des REmap-2030-Berichts zeigt die Eckpunkte für die beiden Entwicklungspfade:

- › Die Referenzentwicklung stellt eine Business-as-usual-Entwicklung im EE-Ausbau sowie bei der Verbesserung der Energieeffizienz bis 2030 dar. Veränderungen, die sich durch die EEG-Reform im Jahr 2014 und durch neue Entwicklungen im Jahr 2015 wie das Strommarktgesetz ergeben, sind noch nicht abgebildet.
- › Der „REmap 2030“-Entwicklungspfad berücksichtigt die Änderungen des EEG 2014, die Vorschläge des Weißbuchs Strommarkt sowie weitere REmap Optionen-(siehe nächster Abschnitt).

²⁷ Aus Sicht der Wirtschaft werden die Investitionen in erneuerbare Energien unter Berücksichtigung eines nationalen Diskontierungssatzes auf jährliche Summen heruntergebrochen. Dies geschieht unter Berücksichtigung der Betriebs- und Wartungskosten wie auch der landesspezifischen Kraftstoff- und CO₂-Kosten. Somit spiegelt diese Berechnung die Sicht von Unternehmen und Investoren auf die Investitionsmöglichkeiten wider.

Die folgende Tabelle 1 vergleicht die Eckwerte der beiden Entwicklungspfade mit den Annahmen und Ergebnissen der Leitstudie:

- › Endenergieverbrauch: Beide REmap-Entwicklungspfade gehen von einem höheren Endenergieverbrauch aus als die Leitstudie. Dies zeigt, dass auch bei Implementierung der REmap Optionen weitere Effizienzanstrengungen notwendig sind, um das Effizienzziel zu erreichen. Der EE-Anteil am Endenergieverbrauch liegt im Szenario „REmap 2030“ noch höher als im bereits ambitionierten Szenario der Leitstudie.
- › Stromerzeugung: Bei der gesamten Bruttostromerzeugung liegen beide Entwicklungspfade in vergleichbarer Größenordnung wie die Leitstudie. Beim Anteil der EE-Stromerzeugung geht der REmap-2030-Pfad von einem etwas höheren EE-Anteil aus. Insbesondere die zusätzlichen Potentiale für die Windkraft werden dabei von REmap deutlich höher eingeschätzt als in der Leitstudie.
- › Installierte Kapazität EE: Bei den Annahmen zur installierten Kapazität der EE-Anlagen liegt REmap 2030 deutlich über den Annahmen der Leitstudie. Es wird somit davon ausgegangen, dass das Verhältnis von installierter Kapazität zur Stromerzeugung schlechter ist. Insbesondere bei der Windenergie scheinen die Annahmen der REmap-Autoren von denen der Leitstudie deutlich abzuweichen.
- › Im Bereich der Wärmebereitstellung liegen die Ergebnisse zur EE-Durchdringung im REmap-2030-Entwicklungspfad über denen der Leitstudie. Der Beitrag von solarer Wärme ist in beiden Studien ungefähr ähnlich. Bei Biomasse geht die Leitstudie von höheren Potentialen aus, dafür setzt REmap 2030 stärker auf den Ausbau von Geothermie (inkl. Wärmepumpen).
- › Auch im Verkehrsbereich schätzt REmap 2030 ein höheres Potential für den EE-Ausbau. Im Bereich der Biotreibstoffe wird ein deutlicher höherer Anstieg als in der Leitstudie erwartet.

Eckwerte der Entwicklungspfade und Vergleich mit der Leitstudie 2011				
	2010	Referenzpfad 2030	REmap 2030 Pfad	Leitstudie Szenario A, 2030
Endenergieverbrauch (PJ)	9.311	7.454	7.353	6.820
Anteil EE am Bruttoendenergieverbrauch	10,5%	27%	37%	34,3%
Stromproduktion				
Bruttostromerzeugung (TWh)	610,8	545,9	568,5	558
Stromerzeugung aus EE (TWh)	103,4	285,9	376,6	351
davon Wind offshore	k.A.	36,0	56,0	89,4
davon Wind onshore	37,8	107,0	160,0	100,5
davon PV	11,7	56	69,4	55,1
davon Biomasse (inkl. KWK)	32,9	67,0	67,0	56,9
Installierte Kapazität Erneuerbare Energien (in GW)	56,5	132,7	177,0	54,5
davon Wind offshore	-	11,0	16,4	23,50
davon Wind onshore	27,0	48,0	72,3	43,73
davon PV	20,0	62,0	75,3	61,02
davon Biomasse (inkl. KWK)	5,0	7,0	7,0	10,0
Wärme (Fokus Wohngebäude)				
Erneuerbare Wärme gesamt (PJ)	538,7	893,8	1'185,1	977
davon solare Wärme	18	106	164,0	163,4
davon Wärme aus Biomasse	318	375	431	621,4
davon Geothermie inkl. Wärmepumpen	318	375	431	192,4
Verkehr				
Biofuels (PJ)	121,0	228,0	373,0	300
Elektrofahrzeuge in Mio.	-	1,0	6,5	k.A.

Tabelle 1

Die Zusammensetzung des EE-Anteils am Endenergieverbrauch nach EE-Technologien sowie Sektoren ist in Abbildung 1 dargestellt:

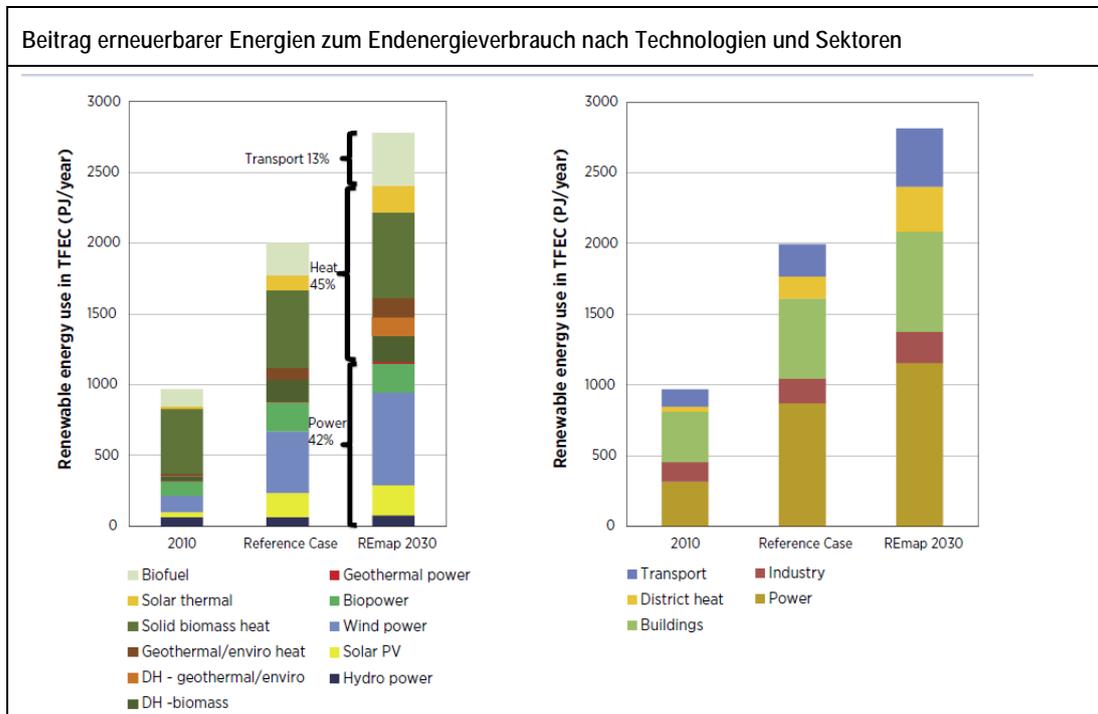


Abbildung 1: Quelle: REmap 2030, S. 66

Darstellung der REmap-Optionen und zusätzlicher Maßnahmen

Zur Erreichung des ehrgeizigen REmap-2030-Entwicklungspfad wird sowohl auf Ebene der Stromerzeugung als auch im Bereich der Endnutzeranwendungen eine verstärkte Nutzung von EE-Technologien angenommen. Im REmap 2030 Tool werden dazu die folgenden Annahmen für das Jahr 2030 gesetzt, die zusätzlich zum heutigen Stand implementiert werden müssten:

- › EE-Stromproduktion (jeweils zusätzlich zum heutigen Stand):
 - › Windenergie: zusätzlich 17.000 Windturbinen onshore mit jeweils 2,7 MW, 80 zusätzliche offshore Plattformen mit jeweils 200 MW
 - › Biomasse: 40 zusätzliche KWK-Anlagen mit jeweils 50 MW
 - › PV: zusätzlich mindestens 110 große PV-Anlagen (Freiflächen, etc.) mit jeweils 100 MW, mindestens 43.000 Dachanlagen mit jeweils 1 MW
 - › Geothermie: 60 Geothermie-Anlagen mit jeweils 10 MW
- › Wärme (jeweils zusätzlich zum heutigen Stand):
 - › Solaranlagen: 10 Mio. zusätzliche Dächer mit Solaranlagen von jeweils 10 m²
 - › 100 Nahwärme-Netze mit jeweils 15 MW und 120 Nahwärme-Netze mit jeweils 1 MW
 - › 8 Mt zusätzliche feste Biomasse (Holzpellets, etc.)
 - › 18 GW Geothermie-Anlagen (inklusive Wärmepumpen)

- › Verkehr (jeweils zusätzlich zum heutigen Stand)
 - › 1,5 Mio. Hektar zusätzliche Ackerfläche für Biotreibstoffe (Herausforderung bleibt nachhaltige Landnutzung)
 - › Reduktion im Bereich des herkömmlichen Bio-Ethanol: 4 Anlagen weniger
 - › 45 zusätzliche Biodiesel-Produktionsanlagen von 90-100 ktpa
 - › 33 moderne Ethanol-Anlagen von 50 ktpa
 - › 6,5 Mio. Elektrofahrzeuge

Zusätzlich werden im Bericht folgende Maßnahmen zur Flexibilisierung des Stromsystems sowie zur Erhöhung des EE-Anteils bei den Endnutzeranwendungen (Wärme, industrielle Prozesse, Verkehr) für die Erreichung des REmap-2030-Entwicklungspfades genannt:

- › Flexibilisierung des Strommarkts und Ausbau Biomasse:
 - › Einrichtung einer Kapazitätsreserve, wie sie bereits im Weißbuch Strommarkt des BMWi vorgesehen ist.
 - › Ausbau des Demand-side-management: REmap weist insbesondere auf das Potential von Wärmepumpen sowie Elektrofahrzeugen zum Ausgleich von Angebots- und Nachfragespitzen hin.
 - › Stromspeicher werden gemäß REmap erst ab einem EE-Anteil an der Stromversorgung von ca. 65% in großem Umfang benötigt, da sie die teuerste Flexibilitätsoption darstellen. Daher werden keine neuen Großspeicheranlagen (Wasserkraft, power-to-x) angenommen. REmap geht jedoch von einem Anstieg von Stromspeichern im Bereich der privaten Haushalte aus (mit einer Kapazität von 11 GW).
- › Maßnahmen auf Ebene der Endnutzeranwendungen
 - › Integration der Sektoren Wärme und Verkehr erfordert ein integriertes Energiekonzept, das einen gesamtsystemischen Ansatz verfolgt und Strom, Wärme und Verkehr gemeinsam betrachtet.
 - › Gebäude: Die jährliche Sanierungsquote von 2% des Gebäudebestands bis 2030 muss erreicht werden, um den Endenergieverbrauch im Gebäudebereich zu reduzieren. Dies bedeutet, dass 40% der aktuell bestehenden Gebäude bis 2030 saniert werden müssten. Zudem muss bei Sanierungen und Neubauten darauf geachtet werden, dass vor allem EE-Wärmeanlagen zum Einsatz kommen. Zudem sind effiziente Technologien für die bis 2030 erhöhte Nachfrage an Air-conditioning anzuwenden. Zur Erreichung dieser Ziele wird eine Fortführung von Subventionsprogrammen gefordert, die jedoch für alle EE-Technologien einen einheitlichen Förderumfang vorsehen sollten (das aktuelle Marktanreizprogramm umfasst z.B. nur niedrige Fördersätze für Wärmepumpen).
 - › Verkehr: zur Erhöhung des Anteils an Elektrofahrzeugen ist ein erheblicher Ausbau der Infrastruktur notwendig, für den Güterverkehr wird zudem die Option „electric highways“ genannt. Zur Erhöhung des Biomasse-Anteils wären höhere Mineralölpreise notwendig, da ansonsten Biotreibstoffe nicht

wettbewerbsfähig sind. Zudem wird auf die Erhöhung des Modal Shifts hingewiesen, was jedoch gemäß REmap eine Attraktivitätssteigerung im Schienenverkehr (sowohl Personen- als auch Güterverkehr) voraussetzen würde. Für den Flugverkehr wird das Potential von Biotreibstoffen angedeutet.

- › Industrielle Prozesse: hier wird insbesondere auf das Potential von Kraft-Wärme-Kälte-Anlagen hingewiesen, die möglichst über Biomasse betrieben werden sollten. Bei der Modernisierung von Anlagen sollten möglichst EE-Anlagen zur Stromerzeugung sowie Niedrigtemperatur-Wärmeanlagen installiert werden. Zur Verbesserung des Demand-side-managements ist zudem eine Flexibilisierung der Produktion anzudenken. Zusätzlich besteht Potential in der Anwendung von strom- oder wasserstoffbasierten Systemen für industrielle Prozesse.

Kosten des REmap-2030-Entwicklungspfades

Spezifische Differenzkosten:

- › Die durchschnittlichen spezifischen Differenzkosten für den Entwicklungspfad REmap 2030 gegenüber dem Referenzentwicklungspfad liegen aus Sicht der privaten Wirtschaft bei minus 4 USD/GJ (Einsparung) und aus Sicht der öffentlichen Hand bei plus 5,5 USD/GJ (Mehrkosten). Die Differenzkosten in den verschiedenen Segmenten sind in Tabelle 2 dargestellt:

Spezifische Differenzkosten nach Sektoren		
	Business perspective (national prices)	Government perspective (international prices)
	(USD/GJ)	(USD/GJ)
Industry	2.0	15.1
Buildings	1.9	11.4
Transport	-2.0	-3.8
Power	-11.6	3.5
District heat	-2.8	10.6
Average of all	-4.0	5.5

Tabelle 2: Quelle: REmap 2030, S. 68

Kosten-Nutzen-Verhältnis:

- › Differenzkosten für Gesamtsystem: im Entwicklungspfad REmap 2030 liegen die gesamten jährlichen Energiekosten um 4 Mrd. USD über den Kosten des Referenzpfades.
- › Eingesparte externalisierte Kosten: Luftschadstoffe können beträchtlich reduziert werden (1 bis 2 Mrd. USD), zudem führen die REmap-Optionen zu einer Einsparung an CO₂-Emissionen in Höhe von 100 Mio. t (2-8 Mrd. USD an CO₂-Emissionen bei einer Bandbreite von 20-80 USD/t CO₂).
- › Kosten-Nutzen-Verhältnis: plus 1 Mrd. USD/Jahr (Zusatzkosten) bis minus 6 Mrd. USD/Jahr (Einsparung) im Jahr 2030,

Weitere Kostenindikatoren:

- › Zusätzlicher Subventionsbedarf 2030: jährlich 0,8 Mrd. USD

- › Investitionsbedarf: durchschnittlich 8,8 Mrd. USD/Jahr bis 2030 im Referenzfall, zusätzlich 6,9 Mrd. USD/Jahr für REmap-Entwicklungspfad
- › Einsparung beim Energieimport: 21,7 Mrd. USD/Jahr durch reduzierte Nachfrage nach Mineralöl, 2,2 Mrd. USD/Jahr durch reduzierten Bedarf an Kohle, 6,1 Mrd. USD/Jahr an Erdgas.

Zusätzlich stellt REmap 2030 Kostenkurven für die hinterlegten EE-Technologien zur Verfügung. Die Technologien sind gemäß ihrer Kosteneffizienz auf einer Kostenkurve aufgetragen, siehe Abbildung 2. Ganz links auf der Kostenkurve stehen die Technologien mit den niedrigsten bzw. negativen Substitutionskosten, ganz rechts stehen die teuersten Technologien. Die Breite der Felder zeigt deren Potential zur Erreichung des erhöhten EE-Anteils.

Die Kostenkurven sehen für die Privatwirtschaft und die öffentliche Hand sehr unterschiedlich aus, da jeweils genau betrachtet werden muss, welche Technologie ersetzt wird und wie diese durch Steuern, Abgaben und CO₂-Preise beeinflusst ist. Z.B. ist die Substitution von herkömmlichem Kraftstoff durch Biokraftstoff für den privaten Bereich attraktiv, da die Energiesteuern für Biokraftstoffe niedriger sind. Werden die steuerlichen Elemente ausgeblendet, liegen die Substitutionskosten für die öffentliche Hand deutlich höher.

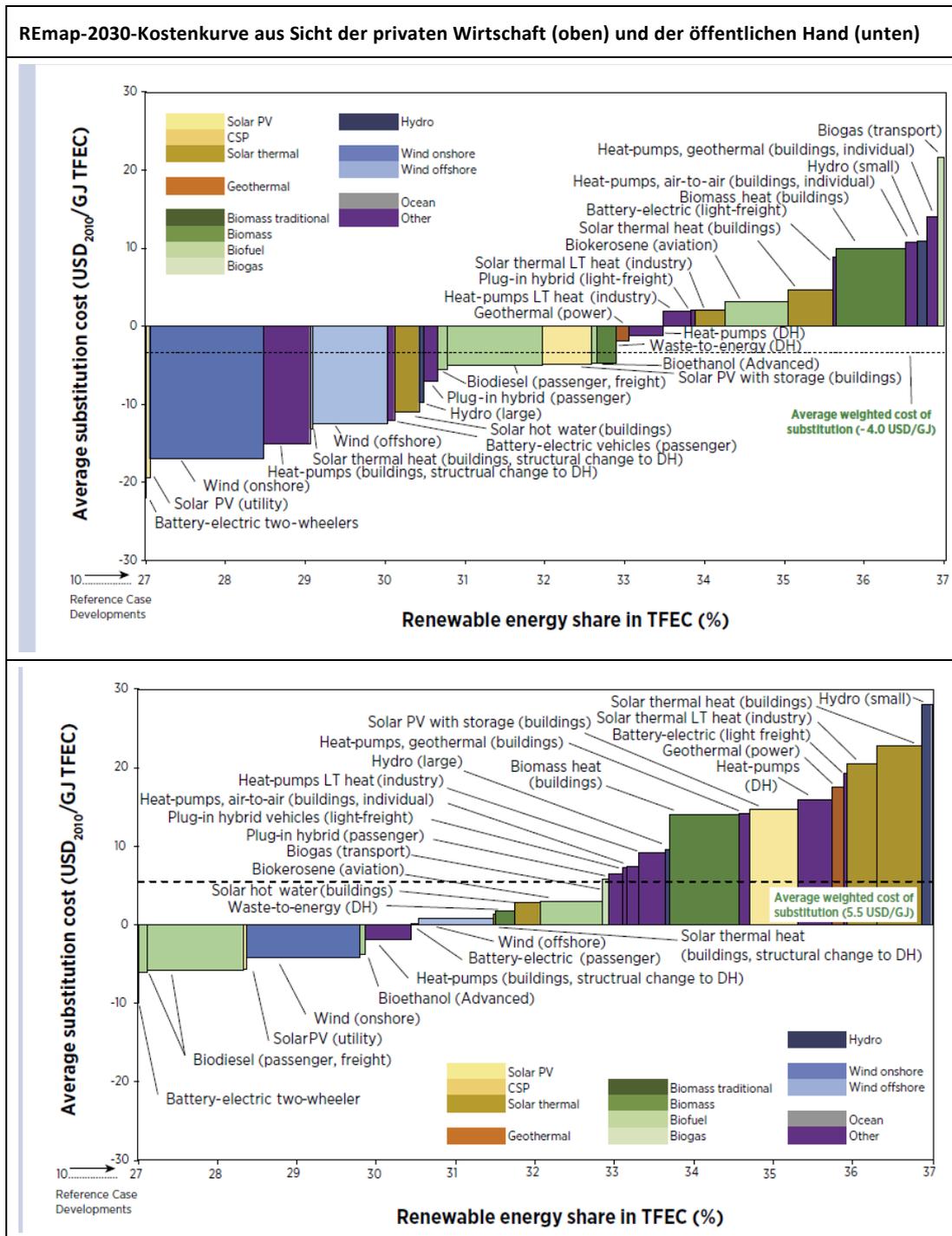


Abbildung 2 : Quelle: REmap 2030, S. 70-71

Einbindung in das Europäische Energiesystem

REmap 2030 stellt weiterhin die Bedeutung des deutschen Energiemarkts im europäischen Kontext dar. Hier wird aufgezeigt, welchen Anteil Deutschland am gesamteuropäischen Verbrauch und an der Produktion ausmacht. Als Handlungsbedarf auf europäischer Ebene wird insbesondere die stärkere Integration des deutschen Strommarkts in den europäischen Strommarkt genannt, vor allem die Verbesserung des grenzüberschreitenden Handels sowie der Ausbau des transeuropäischen Stromnetzes.

Zielerreichung gemäß Studie

Das Zielsystem des Energiekonzepts wird im Entwicklungspfad REmap 2030 fast vollständig erfüllt. Beim Ausbau der erneuerbaren Energien, bei der Reduktion der CO₂-Emissionen sowie bei den spezifischen Zielen für Wärme und Verkehr werden die Ziele sogar übertroffen. Lediglich das Ziel zur Reduktion der Stromnachfrage um 25% bis 2050 wird nicht erreicht, was auf eine verstärkte Elektrifizierung in anderen Sektoren zurückzuführen ist.

ANHANG 1: Zusammenfassung Rahmenbedingungen

Politische Rahmenbedingungen und Meilensteine der deutschen Energiepolitik

Der Länderbericht beginnt mit einer Übersicht der deutschen Energiepolitik seit den 1990er Jahren und stellt die wichtigsten gesetzlichen Rahmenbedingungen in den verschiedenen Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr, Industrie) dar. Dieses Kapitel wird hier nur stichwortartig zusammengefasst, da es sich lediglich um eine Übersicht des Status quo für internationale Leser handelt:

- › Meilensteine im Ausbau Erneuerbarer Energien im Strombereich:
 - › 1991: Erstes Stromeinspeisungsgesetz als Ergebnis eines Umdenkens in der Energiepolitik (im Nachgang der Ereignisse in Tschernobyl, Energiekrisen in den 1970er Jahren etc.).
 - › 2000: Beschluss zu Atomenergieausstieg und Implementierung des EEG als wichtige gesetzliche Grundlage für den EE-Ausbau. Die installierten EE-Kapazitäten sind dadurch im Jahr 2013 etwa siebenmal so hoch wie im Jahr 2000. (von 12,3 auf 85 GW).
 - › 2010: Energiekonzept 2010 mit Zielsystem für EE-Ausbau, Energieeffizienz etc. als wichtiger Meilenstein.
 - › 2011: Atomenergieausstieg mit Abschaltung aller Atomkraftwerke bis 2022.
 - › 2014: EEG-Reform: Zielkorridore für verschiedene EE-Technologien, zielgenauere Förderung der EE z.B. durch Referenzertragsmodell Wind, Einbeziehung Eigenverbrauch, Direktvermarktung, Ausschreibungsmodelle etc.
 - › Juli 2015: Weißbuch Strommarkt des BMWi mit Strommarkt 2.0 (ohne Kapazitätsreserve, dafür mit hoher Bedeutung der Flexibilitätsoptionen).
- › Bestehende Herausforderungen im EE-Ausbau:
 - › Parallel zu EE-Ausbau: Anstieg der Stromproduktion aus Braun- und Steinkohlekraftwerken, forciert durch niedrige CO₂-Preise. Dies führt zu Anstieg der CO₂-Emissionen in der deutschen Stromproduktion und erschwert Erreichung der Klimaschutzziele.
 - › EE-Ausbau erfordert erhöhte Flexibilität im Energiesystem: weiterer Ausbau der Stromnetze (hier wird der Netzentwicklungsplan 2013 dargestellt), Ausbau Speicher, Verbesserung Demand-side-management, verbesserte Integration anderer Sektoren (v.a. Wärme und Verkehr).
 - › Finanzierung des EE-Ausbaus steht unter Druck: die bestehende EEG-Umlage ist in den letzten Jahren stark gestiegen.
 - › Verbesserung der Energieeffizienz als wichtige Säule der Energiewende: NAPE mit dem Ziel der Reduktion der Stromnachfrage um 25% bis 2050.
- › Erneuerbare Energien in anderen Sektoren
 - › Ausbau im Bereich erneuerbare Wärme: 11% EE-Anteil 2014, EE-Wärmegesetz, Marktanzreizprogramm

- › Industriebereich: dank umfangreicher Vergünstigungen sehr niedrige Strompreise für Industriebereich.
- › Verkehr: 5,5% EE-Anteil 2013 (v.a. Biokraftstoffe). Förderung der Elektromobilität
- › Energieeffizienz als wichtiges Element der Energiewende, jedoch mit weiterhin hohem Handlungsbedarf.

33. Fraunhofer ISE: Was kostet die Energiewende? (publ. November 2015)

Auftraggeber: Fraunhofer ISE

Autoren: Fraunhofer ISE

Link: [Was kostet die Energiewende?](#)

Fokus: Strom, Verkehr, Wärme

Ziel und Kernbotschaft:

Die Leitfrage der Studie lautet: „Wie sieht eine kostenoptimale Transformation des deutschen Energiesystems unter Einbezug aller Energieträger und aller Verbrauchssek-

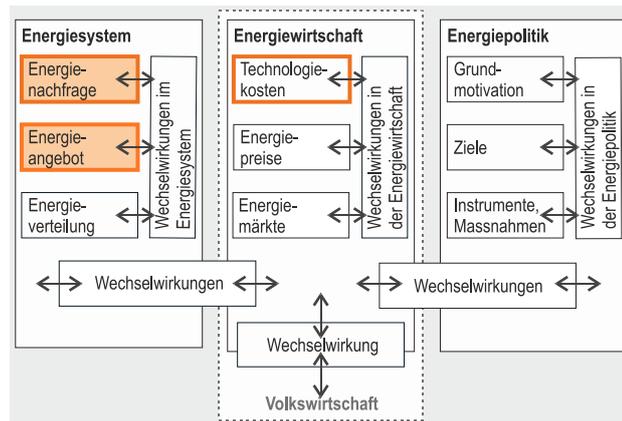
toren aus, mit der zugleich die beschlossenen Klimaziele (insgesamt und auf der Zeitachse) erreicht werden?“ Die Studie kommt zum Schluss, dass die Transformation des Energiesystems unter Einhaltung der Klimaziele möglich ist. Die Potentialgrenze für die Erschließung von erneuerbaren Energien wird dabei nicht überschritten. Ob der Umbau des Systems teurer oder günstiger ist als eine Beibehaltung des heutigen Systems, ist in erster Linie von der Entwicklung der Preise für fossile Energieträger abhängig. Zu einer Vergünstigung der Systemtransformation tragen der vermehrte Einsatz von Elektromobilität, eine Beschleunigung der energetischen Sanierung des Gebäudeparks und ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung bei.

Methodik

Die Studie nutzt das Simulations- und Optimierungsmodell REMod-D-TRANS (Weiterentwicklung von REMod-D). Das Modell simuliert Stunde für Stunde das gesamte deutsche Energiesystem. Der Anlagenpark zur Energieerzeugung verändert sich von Jahr zu Jahr, wobei die Veränderung durch eine Optimierungsgleichung berechnet wird. Nutzerkomponenten wie die Anzahl von Kraftfahrzeugen sowie Anlagen zur Wärmeversorgung werden exogen vorgegeben, innerhalb der Optimierung kann sich jedoch die verwendete Technik verändern.

Die im Modell zu minimierende Größe sind die kumulierten Gesamtkosten für die Energieversorgung zwischen 2015 und 2050. Berücksichtigt werden dabei die Investitionen für den Ausbau, Umbau und Ersatz von Systemkomponenten, Kosten zur Finanzierung der Investitionen, Betriebs- und Wartungskosten für alle Anlagen sowie die Kosten für fossile und biogene Energierohstoffe.

Die Studie betrachtet neun Szenarien. Variiert wird das CO₂-Minderungsziel bis 2050 (-80%, -85%, -90%), die Rate für energetische Gebäudesanierungen (gering, ambitioniert), der Technologiemark der Fahrzeuge



(klassisch, Methan, Wasserstoff, elektrisch, Mix) und der Zeitpunkt des Ausstiegs aus der Kohleverstromung (nicht beschleunigt, beschleunigt).

Für die Detailbetrachtung wird schließlich das Szenario mit einer CO₂-Minderung von 85%, ambitionierter energetischer Gebäudesanierungsrate, einem Technologiemix der Fahrzeuge und einem beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung zugrunde gelegt. Dieses Szenario ist eines der kostengünstigeren und übertrifft das minimale Klimaschutzziel der Bundesregierung (-80%) leicht.

Annahmen und Ergebnisse im Vergleich zur Leitstudie

Die Studie kommt mit folgenden Annahmen zu folgenden Ergebnissen:

Annahmen
Brennstoffpreise (1)
CO ₂ -Preis (2)
Stromimport und -export (3)
Stromnachfrage (4)

Ergebnisse
Primärenergieverbrauch (5)
Endenergieverbrauch (6)
Installierte Leistung fluktuierende EE (7)
Installierte Leistung konv. Kraftwerke (8)

Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	gering	mittel	stark	keine Aussage
-------------------	--------	--------	-------	---------------

Annahmen im Vergleich mit Leitstudie 2011	
1	Die Leitstudie geht von steigenden Preisen für fossile Energieträger aus. Die vorliegende Studie unterstellt in ihrem Hauptszenario konstante Preise für fossile Energieträger. In einer Sensitivitätsbetrachtung wird ein Preisanstieg von 2% p.a. betrachtet, was in etwa dem Preispfad A der Leitstudie entspricht (in der Leitstudie der Pfad mit dem stärksten Preisanstieg).
2	Die Leitstudie geht im Jahr 2020 von CO ₂ -Preisen zwischen 20 und 27 EUR aus, die bis ins Jahr 2050 auf 45 bis 75 EUR steigen. Die vorliegende Studie geht in ihrem Hauptszenario von konstanten Preisen auf heutigem Niveau aus (ca. 7 EUR/tCO ₂). In einer Sensitivitätsbetrachtung steigen die Preise vom heutigen Niveau auf 100 EUR/tCO ₂ bis 2030 und verbleiben danach auf diesem Niveau.
3	Die Studie geht von geringen Möglichkeiten für Stromimporte und -exporte aus. Die Grenzkuppelkapazitäten liegen nur bei einem Drittel der heutigen Kapazität. Dadurch soll das Stromsystem möglichst unabhängig von der Entwicklung im Ausland untersucht werden können. Die Leitstudie geht von einer deutlichen Zunahme des internationalen Stromhandels aus.
4	Der Stromverbrauch nimmt bis 2050 je nach Szenario gegenüber heute um 20% bis 40% zu. Dies hängt mit der zusätzlichen Nachfrage in den Bereichen Verkehr und Wärme zusammen. In der Leitstudie wurde für 2050 noch eine Abnahme der Stromnachfrage um 25% gegenüber 2008 unterstellt.

Ergebnisse im Vergleich mit Leitstudie 2011	
5	Der Primärenergieverbrauch nimmt in der Studie im detailliert betrachteten Szenario um 42% gegenüber heute ab. Dies liegt in der Größenordnung der Abnahme von 50% in der Leitstudie.
6	Der Endenergiebedarf wird bis 2050 um ca. 30% reduziert. In der Leitstudie wird noch eine Reduktion von gut 40% unterstellt. Dank den geringeren Wandlungsverlusten (insb. in den Bereichen Verkehr (Elektromobilität) und Wärme (Wärmepumpen)) und der höheren installierten Leistung an EE können die Klimaziele dennoch erreicht werden.
7	Die Studie geht davon aus, dass je nach Szenario im Jahr 2050 in etwa eine installierte Leistung von fluktuierenden EE zwischen 300 und 400 GW – bei einer CO ₂ -Minderung von 90% sogar von über 500 GW – notwendig ist. Die Leitstudie geht mit ca. 180 GW in 2050 nur von etwa der Hälfte aus. Die deutlich höhere erforderliche installierte Leistung hängt auch mit der unterstellten deutlich höheren Stromnachfrage aufgrund der zusätzlichen Nachfrage des Wärme- und Verkehrssektors zusammen.
8	Die Studie geht davon aus, dass je nach Szenario im Jahr 2050 etwa zwischen 60 und 110 GW steuerbare Kraftwerke (ohne KWK) notwendig sind. Die Leitstudie geht von ca. 63 GW im Jahr 2050 aus. Dieser Größenordnung wird in der vorliegenden Studie nur im Szenario mit 80% CO ₂ -Minderung, ambitionierter Gebäudesanierung, Fahrzeugtechnologiemix und beschleunigtem Ausstieg aus der Kohle erreicht. Ansonsten werden höhere erforderliche installierte Leistungen berechnet.

Ergebnisse der Modellierung:

- › Die Transformation des gesamten Energiesystems Deutschland hin zu einem nahezu CO₂-freien System (Minderung der CO₂-Emissionen bis 2050 um 80% bis 90%) ist technisch möglich.
- › Notwendig ist ein deutlicher Ausbau der Wind- und Sonnenenergie (installierte Leistung von heute ca. 75 GW auf 300 bis 400 GW im Jahr 2050 erhöhen).
- › Begünstigt wird die Transformation durch folgende Maßnahmen:
 - › Beschleunigte energetische Sanierung des Gebäudeparks (allerdings nicht auf Passivhausniveau-Standard, eine Vollsanierung reicht aus)
 - › Elektrifizierung des Straßenverkehrs
 - › Beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung
- › Durch die Systemtransformation werden die Wandlungsverluste im System deutlich reduziert. Treiber dafür sind:
 - › Hoher Anteil an Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme
 - › Verdrängung thermischer Kraftwerke durch Wind- und Solarkraftwerke
 - › Ersatz von Verbrennungsmotoren durch elektrische Antriebe im Fahrzeugbereich
- › Ein Kippeffekt kann bei einer Erhöhung des Minderungsziels von 85% auf 90% beobachtet werden. Zur Erreichung des 90%-Ziels ist eine signifikant höhere Menge an Wind- und Solaranlagen notwendig. Es wird eine deutlich weitergehende energetische Sanierung der Gebäude bei einer fast ausschließlichen Verwendung von Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme erforderlich. Zudem sind mehr Anlagen zur Herstellung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe notwendig.
- › Die Dekarbonisierung der deutschen Energieversorgung ist kein Selbstläufer. Es sind erhebliche Investitionen sowohl in der Energiewirtschaft wie auch in allen Verbrauchssektoren notwendig.

- › Ob die kumulierten Gesamtkosten des Umbaus und Betriebs des gesamten Energieversorgungssystems von 2015 bis 2050 niedriger oder höher ausfallen als die Weiterführung des Referenzsystems, ist von der Entwicklung der Preise für fossile Energieträger und CO₂-Emissionen abhängig:
 - › Wird von konstanten Preisen für fossile Energie und null Kosten für CO₂-Emissionen ausgegangen, fallen im detailliert betrachteten Szenario jährlich etwa 30 Mrd. EUR Zusatzkosten an, was ca. 0,8% des deutschen BIP im Jahr 2013 entspricht.
 - › Wird von einer jährlichen Zunahme der fossilen Energiepreise um 2% ausgegangen und einem Anstieg des CO₂-Preises bis 2030 auf 100 EUR/t CO₂ und anschließend ein Beibehalten dieses Preisniveaus bis 2050 angenommen, fallen die Gesamtkosten im detailliert betrachteten Szenario rund 8% niedriger aus als im Referenzszenario.
- › Nach erfolgtem Umbau des Energiesystems liegen die jährlichen Kosten des transformierten Systems in etwa auf dem Niveau des heutigen Systems.
- › Eine volkswirtschaftliche Betrachtung ist nicht Gegenstand der Studie. Die Studie geht davon aus, dass im transformierten System ein größerer Wertschöpfungsanteil im Inland verbleibt und geringere externe Kosten anfallen als bei einer Weiterführung des heutigen Systems.

Zielerreichung gemäß Studie:

- › Die Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch (80%) und am Gesamtenergieverbrauch (60%) werden erreicht.
- › Die Effizienzziele werden nur im Bereich Primärenergieverbrauch (-50%) knapp erreicht. Die Ziele für Stromverbrauch (-25%), Gebäudeenergieverbrauch (-80%) und Verkehrsbereich (-40% Endenergie) werden hingegen verfehlt.

ANHANG

Definition der Szenarien:

Ifd. Nr.	Zielwert CO ₂	energetische Sanierung Gebäude	Fahrzeuge	Kohle-Kraftwerke	Kurzbezeichnung
# 1	- 80%	gering	klassisch	nicht beschleunigt	80/gering/klass./n.b.
# 2			CH4	nicht beschleunigt	80/gering/CH4/n.b.
# 3			H2	nicht beschleunigt	80/gering/H2/n.b.
# 4			elektrisch	nicht beschleunigt	80/gering/elektrisch/n.b.
# 5			Mix	nicht beschleunigt	80/gering/Mix/n.b.
# 6	- 80%	ambitioniert	Mix	nicht beschleunigt	80/amb/Mix/n.b.
# 7				beschleunigt	80/amb/Mix/beschl.
# 8	- 85%	ambitioniert	Mix	beschleunigt	85/amb/Mix/beschl.
# 9	- 90%	ambitioniert	Mix	beschleunigt	90/amb/Mix/beschl.

Tab. 1 Übersicht über die untersuchten Klimaschutzszenarien

Kosten 2015-1050 bei konstanten fossile Energieträgerpreisen und keinen CO₂-Kosten:

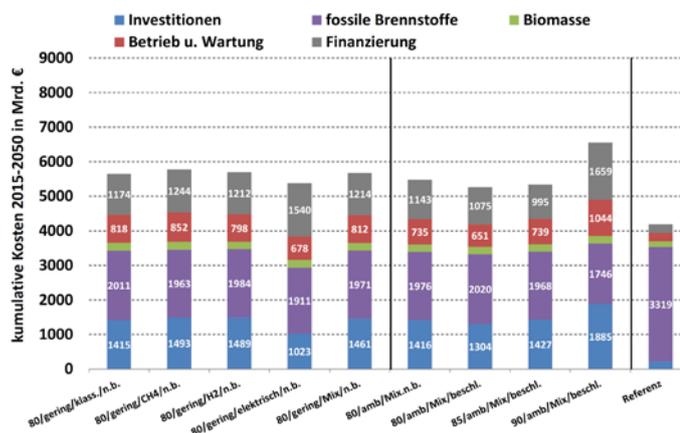


Abb. 24 Kumulative Kosten von 2015 bis 2050 für die untersuchten Klimaschutzszenarien und kumulative Kosten für einen Referenzfall (siehe Text). Die Darstellung gilt für folgende Bedingungen:
 - keine Zunahme der Importkosten für fossile Energien
 - keine CO₂-Emissionskosten

Kosten 2015-1050 bei steigenden Preisen für fossile Energieträger und CO₂-Emissionen:

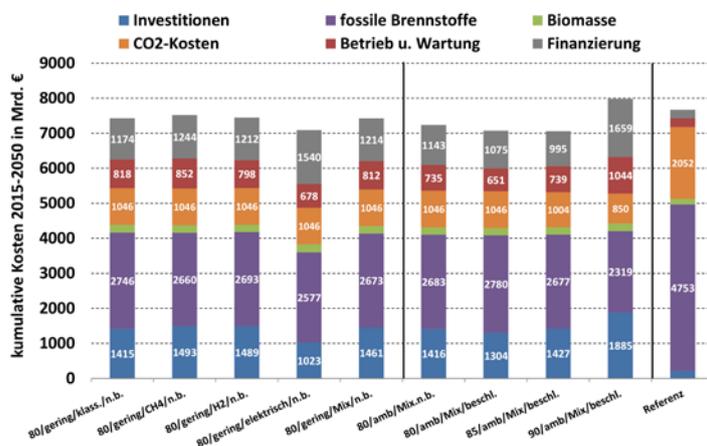


Abb. 31 Kumulative Kosten der untersuchten Szenarien und des Referenzfalls. Die Darstellung gilt für folgende Bedingungen:
 - 2 % jährliche Preissteigerung für die Importkosten fossiler Energien
 - CO₂-Emissionskosten entsprechend Abb. 29

* CO₂-Emissionskosten gemäß Abbildung 29 bedeutet eine lineare Zunahme der Kosten vom heutigen Niveau auf 100 EUR/t bis 2030 und ab 2030 konstante Kosten von 100 EUR/t

34. Enervis energy advisors (2015): Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040. Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen (publ. November 2015)

Auftraggeber: Agora Energiewende

Autoren: enervis energy advisors

Link: [Klimaschutzbeitrag Stromsektor](#)

Fokus: Strom

Ziel und Kernbotschaft:

Die CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft liegt aktuell deutlich über dem linearen Zielpfad, der für eine Erreichung der deutschen Klimaschutzziele 2020 (-40% CO₂) und 2050 (-80 – -95%) notwendig wäre. Der sektorale CO₂-Zielpfad wird gemäß vorliegender Studie im Jahr 2020 um 48 Mio. t und im Jahr 2040 um 37 Mio. t CO₂ verfehlt. Aktuell ist diese Verfehlung vor allem auf steigende Emissionen aus Braun- und Steinkohleverstromung zurückzuführen (getrieben durch niedrige Brennstoff- und CO₂-Preise). Ziel der Studie ist eine modellgestützte Analyse einer Stilllegung von Kohlekraftwerken zur Schließung dieser Handlungslücke.

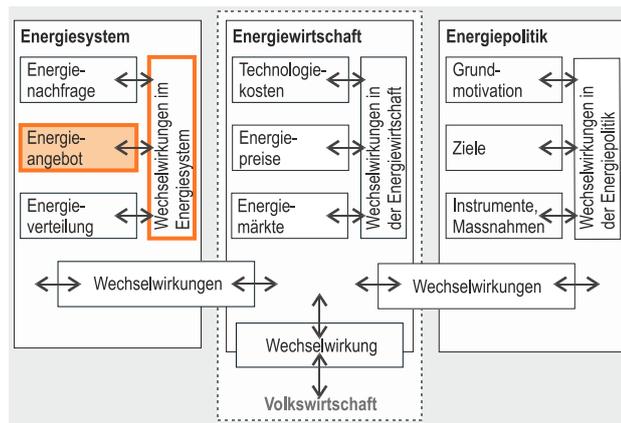
Im Ergebnis wird deutlich, dass zur Einhaltung der Klimaschutzziele die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken ab sofort deutlich reduziert werden muss. Im kosteneffizienten Zielpfad sinkt die Stromerzeugung von Braun- und Steinkohlekraftwerken von derzeit etwa 260 TWh auf etwa 100 TWh im Jahr 2030 und auf weniger als 40 TWh im Jahr 2040. Selbst eine solch umfangreiche Stilllegung von Kohlekraftwerken wäre jedoch energiewirtschaftlich gut verkraftbar: die Großhandelspreise würden über den Betrachtungszeitraum nur moderat steigen bei gleichzeitiger Verbesserung der Erlössituation für Kraftwerksbetreiber.

Im Ergebnis wird deutlich, dass zur Einhaltung der Klimaschutzziele die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken ab sofort deutlich reduziert werden muss. Im kosteneffizienten Zielpfad sinkt die Stromerzeugung von Braun- und Steinkohlekraftwerken von derzeit etwa 260 TWh auf etwa 100 TWh im Jahr 2030 und auf weniger als 40 TWh im Jahr 2040. Selbst eine solch umfangreiche Stilllegung von Kohlekraftwerken wäre jedoch energiewirtschaftlich gut verkraftbar: die Großhandelspreise würden über den Betrachtungszeitraum nur moderat steigen bei gleichzeitiger Verbesserung der Erlössituation für Kraftwerksbetreiber.

Methodik

Für die Modellierung der Markt- und Emissionsentwicklungen wurde das von enervis entwickelte Strommarktmodell enervis Market Power (eMP) verwendet. Das Modell bildet den deutschen Stromsektor sowie die für Deutschland relevanten Nachbarmärkte integriert ab. Die Preisbildung erfolgt in einer stündlichen Auflösung auf Basis kurzfristiger Grenzkosten. Die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes erfolgt unter detaillierter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem Ausland (für weitere Details siehe Abbildung A-1 im Anhang).

Kraftwerksneubauten sowie Retrofits werden innerhalb des Modells grundsätzlich auf zwei verschiedene Arten abgebildet: bereits bekannte Neubauten und Retrofits (modelllexogen) sowie modellendogen auf Basis



der Einschätzung der Wirtschaftlichkeit. Die Einspeisung von EE wird über historische Referenzdaten stundengenau in der Marktmodellierung abgebildet.

Für mögliche Verlagerungseffekte ins Ausland werden zwei Aspekte berücksichtigt:

- › aktuell ist Deutschland Netto-Exporteur, wobei sich der Export vor allem aus Stromüberschüssen in Zeiten hoher EE-Einspeisung ergibt. Bei guten Bedingungen für die EE-Stromproduktion laufen die Grundlastkraftwerke im thermischen Bereich trotzdem weiter und es entsteht ein Angebotsüberschuss. Eine Stilllegung von Kohlekraftwerken in Deutschland würde somit in anderen Ländern kompensiert. Da aber auch andere Länder Klimaschutzmaßnahmen umsetzen, führt eine Reduktion der Importanteile dort zu einem Anstieg der Emissionen und zu steigendem Handlungsbedarf.
- › Zudem ergeben sich Effekte im EU-EHS, wo zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen in Deutschland zu einem weiteren Preisverfall beitragen.

Die Analyse berücksichtigt drei Szenarien, wobei das Klimaschutzszenario das Hauptszenario ist:

- › **Referenzszenario:** bildet Entwicklung des deutschen Stromsektors ohne zusätzliche Maßnahmen ab. In diesem Szenario können nach Ablauf der technischen Lebensdauer Retrofitmaßnahmen an Kohlekraftwerken durchgeführt werden (mit 10 Jahren Verlängerung der Lebensdauer und Effizienzverbesserungen).
- › **Ohne-Retrofit-Szenario:** in diesem Szenario besteht die Retrofitoption nicht, Kohlekraftwerken gehen nach Ablauf ihrer technischen Lebensdauer altersbedingt vom Netz. Das Szenario dient dazu, das klimapolitische Risiko von Retrofitmaßnahmen abzuschätzen.
- › **Klimaschutzszenario:** dieses Szenario entspricht einem Zielszenario, in dem die Klimaschutzziele erfüllt werden. Hierzu wird angenommen, dass die im Modell erfassten Emissionen bis 2020 eine Reduktion um 40% gegenüber 1990 erreichen müssen. Im Zeitraum 2020 bis 2040 wird eine lineare Emissionsreduktion angesetzt, die so parametrisiert wurde, dass die Emissionen im Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 um 90% zurückgehen würden. Dieses Vorgehen resultiert für das Jahr 2040 in einer Reduktion von 73% gegenüber 1990. In diesem Szenario erfolgen vorgezogene Marktaustritte von Kohlekraftwerken (Stilllegung oder Überführung in Reserve), um die Handlungslücke zum Referenzszenario zu schließen. Die Reihenfolge der Kraftwerksstilllegungen beruht auf dem Kriterium der CO₂-Vermeidungskosten. Dafür werden in der Studie Annahmen über Emissionsintensität und Kosten jeweils für die stillzulegenden Kraftwerke, aber insbesondere auch für den Verdrängungsmix getroffen.

Annahmen der Studie

Im folgenden Abschnitt sind die wichtigsten quantitativen Annahmen dargestellt und wo möglich mit der Leitstudie verglichen. Bei den Ergebnissen beziehen sich alle Werte auf das Hauptszenario Klimaschutz. Weitere Informationen zur Strukturentwicklung in den Szenarien folgen im nächsten Abschnitt.

Zusätzlich werden folgende Annahmen getroffen:

- › Annahmen zu verfügbaren Kuppelkapazitäten mit dem Ausland beruhen auf dem Monitoringbericht 2014 der Bundesnetzagentur sowie auf Annahmen der Agora-Studie „Stromspeicher in der Energiewende“.
- › Für Kohlekraftwerke steht zum Ende der Lebensdauer eine Retrofit-Maßnahme zur Verfügung: Eine einmalige Retrofitoption für weitere zehn Betriebsjahre steht dem Modell mit Investitionskosten von 25% des Neubaus in allen Modellregionen zur Verfügung.
- › Das Strommarktdesign orientiert sich an Vorschlägen des Weißbuchs Strommarkt, insbesondere wird eine Fortführung des EOM ohne Einführung eines zusätzlichen Kapazitätsmechanismus angenommen.
- › Weiterhin werden umfangreiche Annahmen zum europaweiten technischen/ökonomischen Potenzial von Lastreduktion, Netzersatzanlagen und Lastverschiebung getroffen.

Annahmen
Brennstoffpreise (1)
CO ₂ -Preis (2)
Kraftwerksneubauten fossile Energien (3)
Stromnachfrage (4)
Ausbaupfad EE (5)

Ergebnisse
Kapazitäten Kohlekraftwerke (5)

Wertung: Abweichung zur Leitstudie

in etwa identisch	gering	mittel	stark	keine Aussage
-------------------	--------	--------	-------	---------------

Annahmen im Vergleich mit Leitstudie 2011	
1 & 2	Brennstoff- und CO ₂ -Preise werden gemäß World Energy Outlook 2014 (New Policy Scenario) festgelegt. Die Annahmen des WEO liegen auch der Leitstudie zugrunde.
3	Gesetzte Kraftwerksneubauten: Insgesamt werden in der Studie bereits geplante Neubauten mit einer Kapazität von rund 6.300 MW bis 2019 modellexogen berücksichtigt (Gas- und Dampfturbinen- (GuD-) und Steinkohlekraftwerke). Vergleich Leitstudie: In der Leitstudie wird zwischen 2015 und 2020 ein Zubau im Bereich Erdgas von 4.700 MW unterstellt.
4	Die Stromnachfrage wird als konstant auf dem Niveau des Jahres 2014 angenommen. Der zusätzliche Stromverbrauch des ab 2018 steigenden Ausbaus der Elektromobilität wird durch Effizienzmaßnahmen in anderen Bereichen kompensiert Vergleich Leitstudie: Die Leitstudie geht von einer leicht fallenden Stromnachfrage aus (von 610 TWh/a im Jahr 2010 auf 572 TWh/a im Jahr 2040).
5	Der Ausbaupfad EE und dessen technologische Zusammensetzung orientieren sich an den Rahmenbedingungen des EEG 2014. Für das Jahr 2020 wird eine Stromerzeugung aus EE von 214 TWh/a angenommen, für 2030 von 298 TWh/a und für 2040 von 384 TWh/a. Vergleich Leitstudie: die Leitstudie geht für alle Zeitpunkte von einer höheren EE-Stromerzeugung aus (2020: 235 TWh/a, 2030: 351 TWh/a, 2040: 434 TWh/a)

Ergebnisse im Vergleich mit Leitstudie 2011	
6	Im Markt verbleibende Kohlekraftwerke 2020: 12,7 GW Steinkohle, 13,4 GW Braunkohle 2030: 6,5 GW Steinkohle, 8,8 GW Braunkohle 2040: 5,0 GW Steinkohle, 1,7 GW Braunkohle Vergleich Leitstudie: 2020: 34,4 GW Kohlekraftwerke, 2030: 21,4 GW, 2040: 13,0 GW

Strukturentwicklung in den Szenarien

Die Entwicklung der Kapazitäts- und Erzeugungsstruktur in den verschiedenen Technologien wird in Tabelle 1 zusammengefasst. Detaillierte Infos zur verbleibenden Kapazität von Kohlekraftwerken sowie den weiteren Segmenten sind in Tabelle A-1 im Anhang dargestellt.

Strukturentwicklung in den Szenarien			
	Referenzszenario	Ohne-Retrofit-Szenario	Klimaschutzszenario
Zubau erneuerbare Energien	Gemäß EEG 2014, Fehlmengen zur Erreichung übergeordneter Ausbauziele werden mit überproportionaler Bedeutung der PV ergänzt.		
Zubau und Stilllegung von Kohlekraftwerken	Nur bereits geplante Projekte werden umgesetzt, darüber hinaus sind Neubauten aufgrund steigender CO ₂ -Preise nicht wirtschaftlich. Parallel werden alte Kraftwerke stillgelegt.	s. Referenzszenario	s. Referenzszenario beim Neubau. Parallel werden Kohlekraftwerke in großem Umfang stillgelegt, so dass sie nach 2040 in der Erzeugungsstruktur fast keine Bedeutung mehr haben. Bis 2020 gehen 13,7 GW vom Netz, danach 750 MW pro Jahr bis 2040.
Retrofit von Kohlekraftwerken	Rund 4,3 GW Steinkohle- und 3,3 GW Braunkohlekraftwerke erhalten Retrofit, dies entspricht ca. 30% der Kohlekraftwerke, die im Betrachtungszeitraum ans Ende ihrer Lebensdauer kommen.	7,6 GW Kohlekraftwerke gehen ohne Retrofit zehn Jahre früher aus dem Markt als im Referenzszenario	Retrofits erfolgen nur im Segment Steinkohle.
Entwicklung von gasgefeuerten GuD	2016 gehen 4,8 GW an älteren Erdgaskraftwerken vom Netz. Nach Mitte der 2020er Jahre (Abschluss Kernenergieausstieg) werden dann neue Anlagen zugebaut.	Fehlende Retrofits an Kohlekraftwerken werden durch verstärkten Zubau von Gaskraftwerken kompensiert.	Stärkerer Zubau an Gaskraftwerken als in den anderen beiden Szenarien.
Erzeugungsstruktur	Abnehmende Erzeugung von Kernkraftwerken wird fast vollständig über eine höhere Auslastung der konventionellen Kraftwerke, durch den Zubau von Gaskraftwerken sowie den EE-Ausbau kompensiert.	Durch Verzicht auf Retrofits steigt die Auslastung der übrigen Bestandsanlagen an, besonders gasgefeuerte Kraftwerke profitieren.	Der Abbau von Kohlekraftwerken führt zu Exportrückgang, zudem wird die Auslastung der im Markt verbleibenden Kraftwerke erhöht. Infolge der Klimaschutzmaßnahme profitieren somit auch Gaskraftwerke von höheren Volllaststunden.
Stromerzeugung gesamt	Gesamte Stromerzeugung bleibt über betrachteten Zeitraum weitgehend konstant.	Gesamte Stromerzeugung sinkt zeitweise unter Referenzentwicklung, zum Ende des Betrachtungszeitraums ist sie dann identisch mit Referenz.	Ab 2017 nimmt Stromerzeugung leicht ab bis ca. Mitte 2020er Jahre. Danach wieder leichter Anstieg der Stromerzeugungsmengen.

Tabelle 3 Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis enervis energy advisors (2015), Kapitel 6.

Die Kapazitätsentwicklung im Bereich der Kohlekraftwerke ist die zentrale Annahme der vorliegenden Studie und wird daher in Abbildung 1 nochmals im Detail dargestellt. Es wird deutlich, dass im Klimaschutzszenario bereits ab 2017 eine umfangreiche Stilllegung von Kohlekraftwerken (sowohl Stein- als auch Braunkohle)

notwendig ist. Zudem wird zwischen 2023 und 2032 auf Retrofits im Bereich der hochemittierenden Braunkohle verzichtet.

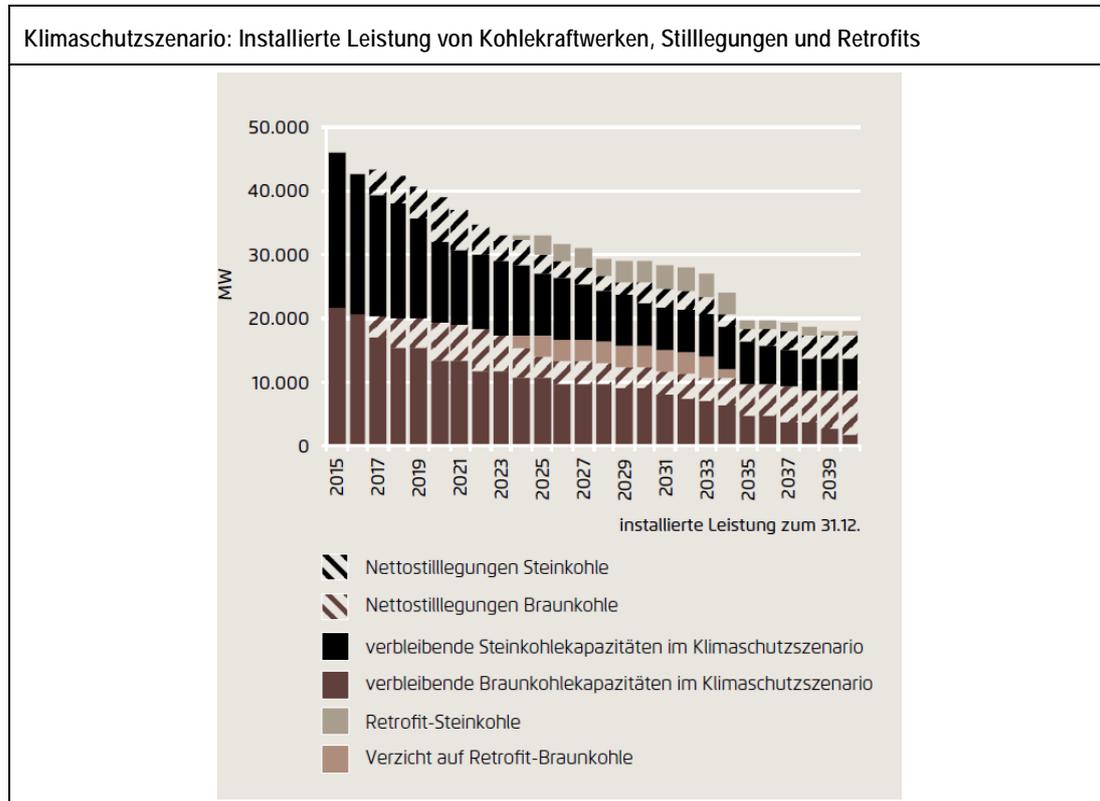


Abbildung 1: Quelle: enervis energy advisors, S. 48

Auswirkungen der Szenarien

- › Export: Der Stromexport läuft parallel zur Stromerzeugung des deutschen Kraftwerksparks. Im Referenzszenario geht der Exportüberschuss aufgrund des Kernenergieausstiegs bis 2022 zurück, steigt dann aber mit dem weiteren EE-Ausbau wieder an. Im Ohne-Retrofit-Szenario sinkt der Export deutlich aufgrund der reduzierten Stromerzeugung von Kohlekraftwerken, im Klimaschutzszenario ergibt sich zwischen 2022 und 2032 sogar ein Nettoimport.
- › CO₂-Emissionen des Stromsektors in Deutschland: im Referenzszenario ergibt sich zur Erfüllung der Klimaschutzziele bis 2020 eine Handlungslücke von rund 48 Mio. t CO₂, für das Betrachtungsjahr 2040 ergibt sich Handlungsbedarf in Höhe von 37 Mio. t. Im Ohne-Retrofit-Szenario sinken die Emissionen durch den Verzicht auf Retrofits in den 2020er Jahren unter die Entwicklung im Referenzszenario. Danach gleichen sich die Emissionspfade jedoch wieder an, da dann auch im Referenzszenario die entsprechenden Kraftwerke stillgelegt werden. Im Klimaschutzszenario wird der Zielpfad per Definition erfüllt (vgl. Abbildung 2).

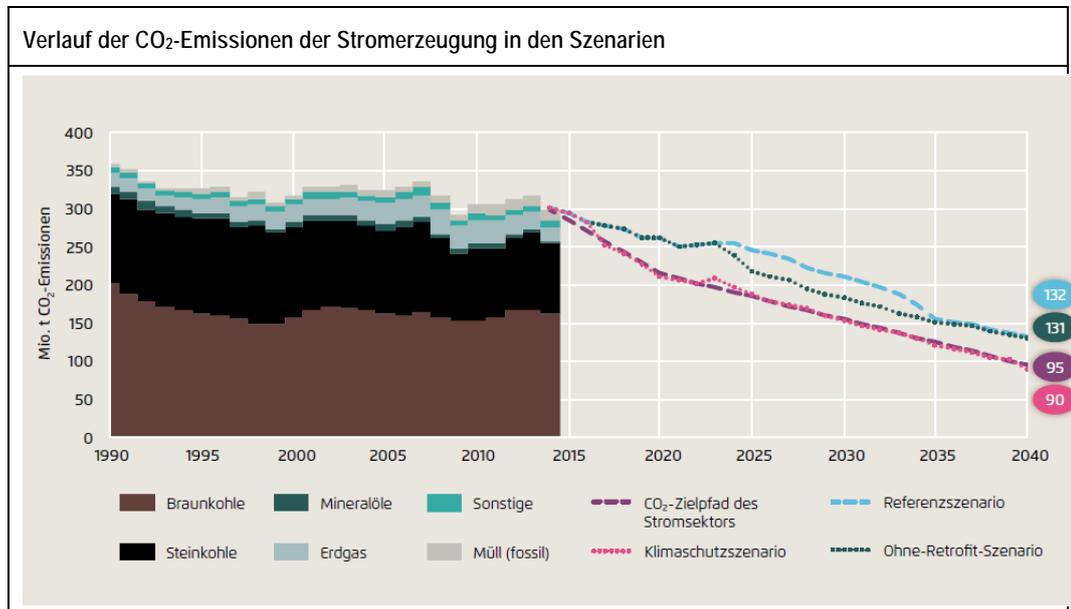


Abbildung 2: Quelle: enervis energy advisors, S. 53

- › Netto-CO₂-Vermeidung: ein Teil der CO₂-Vermeidung in Deutschland wird durch Verlagerungseffekte im Ausland kompensiert (Exportrückgang wird durch höhere Erzeugung im Ausland kompensiert, und reduzierte Nachfrage im EU EHS erhöht Attraktivität von Kohlekraftwerken). Z.B. werden im Klimaschutzszenario im Jahr 2020 im deutschen Kraftwerkspark 50,4 Mio. t CO₂ weniger emittiert als im Referenzszenario (Bruttovermeidung). Die Stilllegungen in Deutschland führen jedoch im Ausland zu einem Anstieg der Emissionen in Höhe von 23,7 Mio. t. Die Nettovermeidung beträgt somit 26,3 Mio. t. Dieses Verhältnis von Netto- und Bruttovermeidung von ca. 50% ist über den gesamten Betrachtungszeitraum ähnlich.
- › Großhandelspreise: in allen drei Szenarien bleiben die Großhandelspreise bis 2017 weitgehend konstant. Infolge der ab 2018 steigenden Brennstoff- und CO₂-Preise, des Kernenergieausstiegs sowie der Stilllegung von Kohlekraftwerken steigt das Strompreisniveau danach bis 2022 in allen drei Szenarien deutlich an. Danach steigt der Strompreis im Klimaschutzszenario gegenüber der Referenzentwicklung, da „teure“ Kapazitäten wie GuD in der Merit-Order nach links rutschen. In den Jahren 2023 und 2026 ergeben sich die größten Basepreisdifferenzen zwischen dem Klimaschutz- und dem Referenzszenario von jeweils rund 4,8 Euro/MWh. Danach reduziert sich die Differenz etwas, die Strompreise im Klimaschutzszenario liegen dann ca. 3 Euro/MWh höher als im Referenzszenario.
- › Verbraucherbelastung: sowohl ein Anstieg der Großhandelspreise (Belastung) als auch die Wirkungen der angepassten Merit-Order auf die EEG-Umlage (Entlastung) werden an die Verbraucher weitergegeben. Netto ergibt sich über den gesamten Betrachtungszeitraum eine Mehrbelastung, die jedoch maximal 0,3 ct/kWh beträgt.
- › Wirtschaftlichkeit von konventionellen Kraftwerken: im Referenzszenario bleibt die Wirtschaftlichkeit bis 2020 schlecht, danach verbessern sich die Investitionsbedingungen. Im Klimaschutzszenario verbessert

sich die Wirtschaftlichkeit für die im Markt verbleibenden Kohlekraftwerke, da „teure“ Kraftwerke durch die Stilllegungen in der Merit-Order nach links rutschen und sich die Deckungsbeiträge aller Kraftwerke dadurch erhöhen.

Anpassung Instrumentenmix

Im Fokus der Modellierungen stand die Abbildung von Stilllegungen als eine Art Archetyp einer Klimaschutzmaßnahme entlang der CO₂-Vermeidungskosten. Eine Empfehlung für ein definiertes Instrument ist damit nicht verbunden. Nach den Berechnungen der Studie erscheint eine finanzielle Prämie für Stilllegungen jedoch nicht zwingend, da sich im Klimaschutzszenario ein Anstieg der Großhandelspreise und eine Verbesserung der Auslastung für die verbleibenden Kraftwerke ergibt.

Zielerreichung gemäß Studie

Im Klimaschutzszenario werden alle Klimaschutzziele sowie die Ziele zum EE-Ausbau erfüllt. Die Stromnachfrage bleibt jedoch konstant, so dass die Effizienzziele nicht erfüllt werden.

ANHANG 1: Abbildungen und Tabellen

Prämissen und Ergebnisse der Szenarien				
		Referenzszenario	Ohne-Retrofit-Szenario	Klimaschutzszenario
Prämissen	Brennstoff- und CO ₂ -Preisannahmen	Identischer Prämissensatz (Brennstoff- und CO ₂ -Preise, Last, Erneuerbare-Energien-Ausbau, Interkonnektoren, Marktdesign etc.) basierend auf dem <i>New Policies Scenario</i> des WEO-2014, auf politischen Zielvorgaben und weiteren öffentlichen Studien		
	CO ₂ -Emissionen	sinkende CO ₂ -Emissionen, aber Verfehlung des sektoralen Zielpfades		Zielerreichung
Kernergebnisse der Szenarien		Handlungslücke im Jahr: 2020 – 48 Mio. t 2030 – 55 Mio. t 2040 – 37 Mio. t	Handlungslücke im Jahr: 2020 – 48 Mio. t 2030 – 28 Mio. t 2040 – 35 Mio. t	Erreichung des Zielpfades mit kurzzeitiger Zielverfehlung nach dem Kernenergieausstieg
	Kapazitäten	wirtschaftliche Stilllegung von 4,8 GW Gas, modellendogener Neubau von Gaskapazitäten ab Mitte der 2020er-Jahre wirtschaftlich, 7 GW Kohle-Retrofits	wirtschaftliche Stilllegung von 4,8 GW Gas, stärkerer Neubau von Gaskapazitäten ab Mitte der 2020er-Jahre ggü. Referenz, Verzicht auf mehr als 7 GW Kohle-Retrofits	Nettostilllegung von max. 13,1 GW Braun- und Steinkohle ggü. Ohne-Retrofit-Szenario, höherer Neubau von Gaskapazitäten ab Mitte der 2020er-Jahre ggü. Ohne-Retrofit-Szenario (+ 3 GW)
		im Markt verbleibende Kohlekraftwerke (nur Kondensationskraftwerke):		
		2020: 19,7 GW Steinkohle 19,5 GW Braunkohle 2030: 13,2 GW Steinkohle 15,8 GW Braunkohle 2040: 9,5 GW Steinkohle 8,7 GW Braunkohle	2020: 19,7 GW Steinkohle 19,5 GW Braunkohle 2030: 10 GW Steinkohle 12,5 GW Braunkohle 2040: 8,5 GW Steinkohle 8,7 GW Braunkohle	2020: 12,7 GW Steinkohle 13,4 GW Braunkohle 2030: 6,5 GW Steinkohle 8,8 GW Braunkohle 2040: 5,0 GW Steinkohle 1,7 GW Braunkohle
	Erzeugung und Nettoexporte	abnehmende Erzeugungs- und Nettoexportentwicklung im Zuge des Kernenergieausstiegs, danach wieder ansteigend durch EE-Ausbau und Retrofits	abnehmende Erzeugungs- und Nettoexportentwicklung im Zuge des Kernenergieausstiegs, danach wieder ansteigend auf niedrigerem Niveau durch EE-Ausbau ggü. Referenz	sinkende Jahreserzeugung, und Nettoexportentwicklung bis 2026 durch Stilllegungen, danach wieder steigend, Nettoimporteur vom Anfang der 2020er- bis Anfang 2030er-Jahre
Basepreisentwicklung	Preisanstieg 2017 bis Mitte der 2020er-Jahre aufgrund der Annahmen zu Weltmarktpreisen, weiterer Verlauf auf eingeschwungenem Niveau	höheres Basepreisniveau im Zeitraum der Retrofitmaßnahmen, maximaler Preisanstieg ggü. Referenzszenario um 3,6 €/MWh im Jahr 2025	höheres Basepreisniveau ab 2017 über den gesamten Modellierungszeitraum, maximaler Preisanstieg ggü. Referenzszenario um 4,8 €/MWh im Jahr 2027	
Verteilungseffekte	Kraftwerksbetreiber	begrenzte Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des konventionellen Kraftwerksparks im Zeitverlauf	Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des konventionellen Kraftwerksparks insgesamt durch höhere Auslastung und Preissteigerung im Klimaschutzszenario, DB-II-Verluste der vorzeitig dem Markt entzogenen Anlagen werden überkompensiert	
	Verbraucher	Endkundenpreissteigerung von 0,2 bis 0,5 ct/kWh durch die Großhandelspreissteigerung bei gleichzeitiger EEG-Differenzkostenentlastung, nicht-EEG-privilegierte Letztverbraucher werden netto mit maximal 0,3 ct/kWh belastet		

Tabelle A-1: Quelle: enervis energy advisors, S. 67.

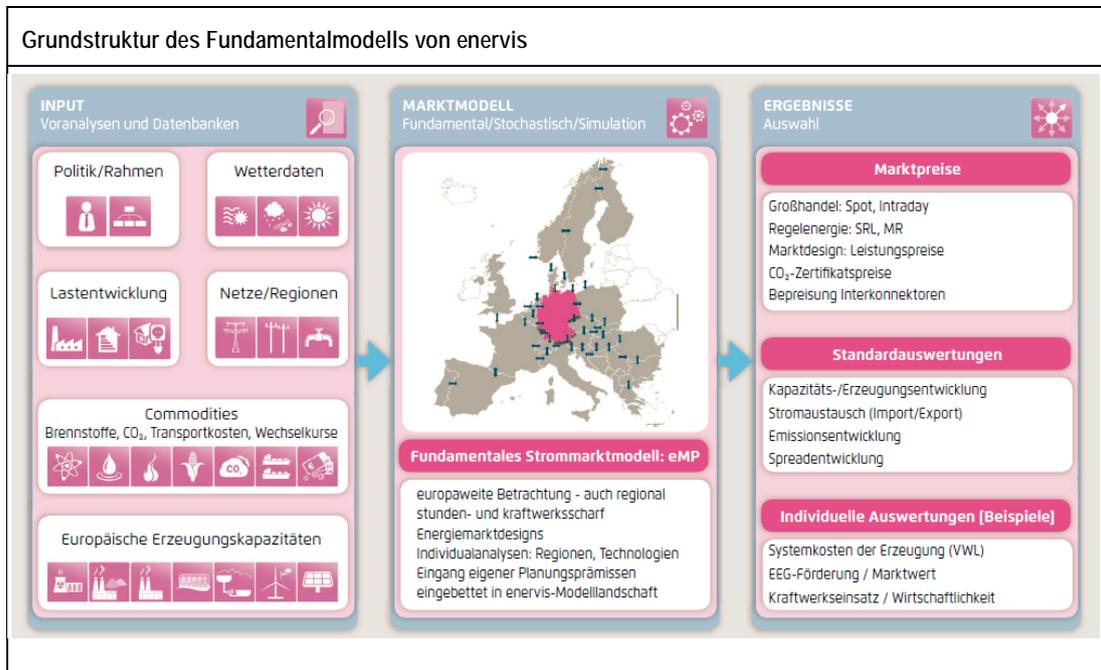


Abbildung A-1: Quelle: enervis energy advisors, S. 32

35. Ecofys (2016): Flex-Efficiency – Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern (publ. April 2016)

Auftraggeber: Agora Energiewende

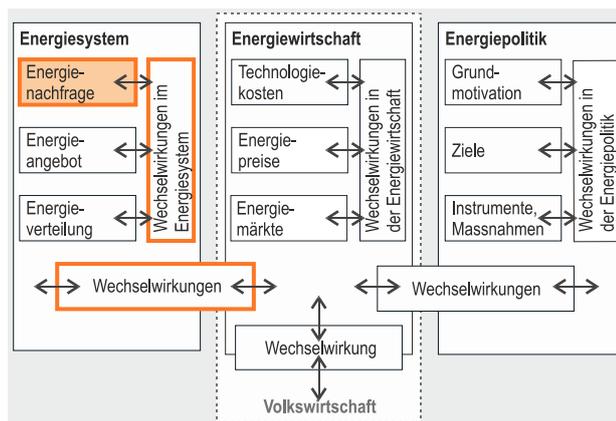
Autoren: Ecofys

Link: [Flex-Efficiency](#)

Fokus: Strom

Ziel und Kernbotschaft:

Zur Erreichung der Effizienzziele sind weitere ambitionierte Maßnahmen notwendig, insbesondere auch auf Seiten der industriellen Verbraucher. Zudem erfordert ein stark auf Wind- und Sonnenstrom basiertes System der Stromversorgung eine höhere Flexibilität aufseiten der Verbraucher, um Angebot und Nachfrage auch in extremen Situationen synchronisieren zu können. Mit dem Konzept der Flex-Efficiency wird ein Vorschlag unterbreitet, die beiden Elemente Effizienz und Flexibilität zusammenzubringen.



Die Studie zeigt auf, dass es im industriellen Verbrauch oftmals Wechselwirkungen zwischen Effizienz und Flexibilität gibt und die beiden Elemente bei operativen und investiven Entscheidungen besser optimiert werden müssen, um ein systemdienliches Gleichgewicht zwischen Flexibilität und Effizienz zu erhalten. Sowohl kurz- als auch langfristige Preissignale müssen dabei so gestaltet werden, dass die beiden Elemente bei Prozessoptimierungen gleichwertig berücksichtigt werden. Aktuell bestehen jedoch vielfältige Hemmnisse, die insbesondere durch eine Einbeziehung der Flexibilitätserfordernisse in die regulatorischen Rahmenbedingungen (z.B. Netzentgelte, Abgaben, Förderprogramme) beseitigt werden könnten.

Methodik

In der Studie erfolgt eine qualitative Beurteilung des Konzepts Flex-Efficiency unter Berücksichtigung der technischen Potentiale. In einem ersten Schritt werden die Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz und zur Erhöhung der Flexibilität aufgezeigt. Mit Hilfe von zwei Fallbeispielen werden diese Zusammenhänge verdeutlicht. Abschließend werden die Hemmnisse zur Umsetzung von Flex-Efficiency im bestehenden regulatorischen Rahmen und Handlungsoptionen zu deren Überwindung dargestellt.

Das Konzept der Flex-Efficiency: Effizienz und Flexibilität zusammenbringen

In einem System mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien spielen sowohl Effizienz als auch Flexibilität eine wichtige Rolle. Effizienzsteigerungen sind wichtig, um den Stromverbrauch insgesamt zu

reduzieren (Niveausenkung), Flexibilität ist erforderlich um eine zeitliche Anpassungsfähigkeit im Gesamtsystem zu erreichen. Die möglichen Wechselwirkungen zwischen Effizienz und Flexibilität werden im ersten Schritt aufgezeigt.

- › In vielen Fällen gibt es gerade im industriellen Bereich Wechselwirkungen zwischen Effizienz und Flexibilität: bei vielen Anlagen geht die Verbesserung der Effizienz mit einer geringeren Flexibilität einher. Die Anlage wird auf eine möglichst effiziente Prozessauslastung hin optimiert und wird dadurch weniger flexibel. Andersherum führen Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität vielfach zu Effizienzverlusten (z.B. durch die Verwendung von Zwischenspeichern).
- › Es gibt aber auch Maßnahmen, die sowohl zur Steigerung der Effizienz als auch der Flexibilität beitragen können (z.B. verbesserte Kontroll- und Steuerungssysteme) sowie Maßnahmen, die sich gegenseitig nicht beeinflussen (z.B. Effizienzmaßnahmen im Bereich Beleuchtung).

Wechselwirkungen für einige ausgewählte Querschnittstechnologien sind in Tabelle A-1 im Anhang dargestellt.

In den meisten Fällen ist es also notwendig, Effizienzsteigerungen und Verbesserungen der Flexibilität gegeneinander abzuwägen und ein optimales Verhältnis der zur Verfügung stehenden Maßnahmen zu finden. Dabei müssen auch operative und investive Kosten mitberücksichtigt werden, um nicht nur ein statisch, sondern auch dynamisch effizientes System zu erreichen. Bei der Optimierung sind Anforderungen des Gesamtsystems zu berücksichtigen, z.B. ergeben sich die höchsten Flexibilitätsanforderungen in Situationen extremer Residuallast (negativer Bereich wie auch Spitzenlastbereich).

Fallstudien zur betrieblichen Praxis

Die Wechselwirkungen zwischen Effizienz und Flexibilität sowie die notwendigen Schritte zur Optimierung werden in zwei Fallstudien betrachtet. Die erste Fallstudie fokussiert auf die Aluminium-Elektrolyse als konkreten Prozess in einem ausgewählten Unternehmen. Die zweite Fallstudie betrachtet Pumpenanlagen als allgemeine Querschnittstechnologie. Die Ergebnisse der Fallstudien sind in Tabelle 1 dargestellt. Bei den dargestellten investiven Maßnahmen wird deutlich, dass Alternativinvestitionen mit unterschiedlichem Verhältnis zwischen Effizienz und Flexibilität gegeneinander abzuwägen sind.

Ergebnisse der Fallstudien zu Flex-Efficiency		
	Fallstudie Aluminium-Elektrolyse	Fallstudie Pumpanlagen
Betrachtete Technologie und deren Flexibilität	Aluminiumherstellung durch Elektrolyse in der Firma Trimet. Der Elektrolyseprozess benötigt annähernd konstante Betriebstemperatur von ca. 1.000 Grad Celsius, die Abweichung darf max. 5 Grad betragen.	Pumpanlagen als Querschnittstechnologie, z.B. für das Fördern von Kühlmittel, Abwasser oder Heizöl.
Durchgeführte Maßnahmen	Einsatz von Wärmetauschern, um den Wärmeaustrag aus den Öfen zu steuern (Wärmeabfuhr erfolgt bisher ungesteuert). Dieses Verfahren stellt eine Möglichkeit zur Steuerung der Betriebstemperatur dar.	Es werden sowohl operative Maßnahmen als auch investive Maßnahme betrachtet: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Operative Maßnahme: bei den meisten Pumpen wird eine hohe Effizienz im Bereich nahe des maximalen Wirkungsgrades erreicht. Da die meisten Pumpen jedoch überdimensioniert sind („Sicherheitsbereich“), besteht ein Spielraum für eine geringere Auslastung. In Verbindung mit Zwischenspeichern ergibt sich ein Flexibilitätspotential. ▪ Investive Maßnahme: die bestehende Pumpe wird durch eine kleinere Pumpe ersetzt.
Auswirkungen auf die Effizienz	Die Stromausbeute kann durch die Maßnahmen von ca. 94 auf 95% erhöht werden.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Operative Maßnahme: die Effizienz der Pumpe wird reduziert, sie läuft nicht mehr bei ihrem optimalen Wirkungsgrad. ▪ Investive Maßnahme: Der hohe Sicherheitsbereich der vorher bestehenden Pumpe wird reduziert, es ergibt sich eine Effizienzverbesserung.
Auswirkungen auf die Flexibilität	Mittels der gesteuerten Wärmeabfuhr kann die Flexibilität von bisher 5 auf 25% erhöht werden. Die Effizienz liegt dabei immer noch mindestens so hoch wie im Status quo.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Operative Maßnahme: Flexibilität wird erhöht, insbesondere beim Einsatz von Zwischenspeichern. ▪ Investive Maßnahme: es besteht keine Flexibilität mehr, die Pumpleistung kann nicht mehr variiert werden.
Wechselwirkungen	Synergien zwischen Flexibilität und Effizienz.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Operative Maßnahme: es bestehen Wechselwirkungen, die gegeneinander abgewogen werden müssen. ▪ Investive Maßnahme: Abwägung ist nicht mehr möglich, Effizienz geht zu Lasten von Flexibilität.
Investitionskosten	Die Investitionskosten für diese Maßnahmen waren höher als für eine rein effizienzsteigernde Maßnahme. Das Unternehmen hat die Maßnahme mit höheren Investitionskosten durchgeführt, um Erlöse an den Flexibilitätsmärkten realisieren zu können.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Im operativen Fall keine. ▪ Bei der investiven Maßnahme: neue Pumpanlage, deren Investitionskosten und Opportunitätskosten in Form von Erlösen auf den Flexibilitätsmärkten und durch Einsparungen bei den Stromkosten kompensiert werden.

Tabelle 4: Quelle: Ecofys (2016), eigene Darstellung

Anreize für Flex-Efficiency

Die theoretische Darstellung sowie die Fallstudien zeigen die Schwierigkeiten bei einer Optimierung von Effizienz und Flexibilität: gerade bei investiven Maßnahmen müssen verschiedene Optionen gegeneinander

abgewogen werden, die einer Vielzahl unterschiedlicher Preissignale unterliegen. Die folgenden Preissignale setzen Anreize für Effizienz und Flexibilität:

› Märkte, Preissignale und Produkte für Effizienz:

- › Strompreise auf dem Spotmarkt: in Situationen hoher Residuallast werden die Grenzkosten durch Spitzenlastkraftwerke bestimmt. Hohe Preise bieten einen hohen Anreiz Effizienzmaßnahmen durchzuführen. Zudem werden Steuern, Abgaben und Entgelte eingespart. Die Knappheitssignale des Strommarkts setzen insbesondere Anreize für operative, kurzfristige Maßnahmen, sind allerdings nicht ausreichend um investive Maßnahmen anzureizen.
- › Für investive Maßnahmen sind langfristig verlässliche Preissignale notwendig: dazu werden die Preissignale der Forward-Märkte benötigt sowie neue Märkte für Effizienzprodukte (z.B. Ausschreibungsmodelle für Energieeffizienz, die im Rahmen des NAPE realisiert werden sollen).

› Märkte, Preissignale und Produkte für Flexibilität:

- › Strompreise auf dem Strommarkt: setzen auch für Maßnahmen zur Verbesserung der Flexibilität kurzfristige Anreize. Zudem sind die Preise von Flexibilitätsprodukten relevant (z.B. Primär- und Sekundärregelleistung). Die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten definiert ein weiteres Spezialprodukt.
- › Für investive Maßnahmen sind die Preise langfristiger Stromprodukte relevant, die jedoch in ihrer Entwicklung erst am Anfang sind. Z.B. hat die EEX im September 2015 ein Produkt eingeführt, das den Intraday-Preis mit einem Cap beziffert („Cap Future“).

Hemmnisse für Flex-Efficiency und mögliche Lösungsansätze

Die Hemmnisse bei der Umsetzung von Flex-Efficiency sowie die in der Studie dargestellten Lösungsansätze sind in Tabelle 2 systematisch dargestellt. Die Übersicht der Handlungsansätze macht deutlich, dass im gesamten für Strompreise, Abgaben, Umlagen und Entgelte relevanten Regelwerk die Komponente der Flexibilität eingeführt werden müsste und eine Optimierung der relevanten Vorgaben notwendig wäre.

Hemmnisse für Flex-Efficiency und Lösungsansätze		
	Konkrete Hemmnisse	Lösungsansatz
Fehlende Weitergabe der Preissignale	Um auf Schwankungen des Großhandels-Strompreises reagieren zu können, müssen die Endkunden ein differenziertes Preissignal erhalten. Dafür sind Tarifstrukturen mit „Real-Time-Pricing“ notwendig, die jedoch heute aufgrund fehlender Infrastruktur nur selten zur Anwendung kommen (Zähl- und Abrechnungsinfrastruktur, Smart Meter).	Real-Time-Pricing Tarifstrukturen und das Einbauen der notwendigen Mess- und Abrechnungsinfrastruktur werden bei stärkeren Preisvolatilitäten attraktiv. → Eine zeitlich dynamische EEG-Umlage könnte Lieferanten motivieren, solche Tarife anzubieten.
Defizite im Marktdesign von Flexibilitätsmärkten	Sowohl im Regelenergiemarkt als auch im Markt für abschaltbare Lasten existieren Marktzugangsbeschränkungen. Zudem weichen Vergütungen in den beiden Märkten voneinander ab, ein für das Gesamtsystem optimales Verhältnis wird behindert.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Marktzutrittsbarrieren reduzieren: niedrigere Anforderungen an Präqualifikation und Produktdefinition. ▪ Märkte für Flexibilität sollten möglichst zusammengefasst werden. ▪ Es ist zu prüfen, ob die Ausschreibungen für Effizienzmärkte mit Flexibilitätsanforderungen ergänzt werden können.
Fehlanreize durch Netznutzungsentgelte, Abgaben, Umlagen und Entgelte	Das Netzentgeltsystem sowie dessen Sonderregelungen führen dazu, dass die Preissignale der relevanten Märkte nur vermindert beim Verbraucher ankommen. Z.B. erhöht eine hohe Anzahl von Benutzungsstunden die Netzentgelte (Nutzung von Flexibilität wird behindert). Auch bei der Effizienz ergeben sich Fehlanreize, z.B. kann die Ausnahmeregelung für stromintensive Verbraucher sogar Mehrverbrauchsanreize setzen. Auch weitere Aufschläge im Endkundertarif verzerren die Preissignale.	Neue Strukturierung der Netzentgelte sowie der Abgaben und Umlagen, um Anreizwirkungen auf Effizienz und Flexibilität ins Gleichgewicht zu bringen.
Informationsmängel und Unsicherheiten	Die Vielzahl der verschiedenen Preissignale und das Zusammenspiel der verschiedenen Instrumente sind für viele Akteure nur schwer zu durchschauen. Zudem bestehen Unsicherheiten über die zukünftige Preisentwicklung an den relevanten Märkten, da diese auch von den Ausbaupfaden der Erneuerbaren abhängen.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Informationsmängel durch gezielte Pilotprojekte und Ausschreibungen reduzieren. Querschnittstechnologien sollten dabei im Vordergrund stehen. ▪ Engere Verzahnung von Maßnahmen, z.B. Berücksichtigung von Flexibilität in den Maßnahmen des NAPE. ▪ Bereitstellung von Studien/Prognosen zu zukünftigen Flexibilitätsmärkten und deren Preisen.
Technisch-ökonomische Unteilbarkeiten oder Inflexibilitäten	Nicht alle Investitionen sind beliebig teilbar und lassen sich daher oftmals nicht vollständig optimieren. Zudem sind technische Restriktionen im Gesamtsystem zu berücksichtigen. Auch unterschiedliche Amortisationszeiträume für Effizienz und Flexibilität führen zu Verzerrungen.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unteilbarkeiten sind in der Praxis kaum relevant. ▪ Unterschiedliche Amortisationszeiten lassen sich nur schwer beseitigen, eine Möglichkeit wären Subventionsprogramme für Flexibilität und Effizienz. Diese wären aber wegen der schwierigen Optimierung sehr komplex.

Tabelle 5: Quelle: Ecofys (2016), eigene Darstellung

ANHANG:

Wechselwirkungen für ausgewählte Technologien						
Nr.	Technisches Element/ Maßnahme	operativ vs. investiv	Beitrag zur Energieeffizienz	Beitrag zur Flexibilisierung	Wechselwirkungen? (Typ)	Beschreibung der Beziehung
1	Einführung, Verbesserung Kontroll- und Steuerungstechnologien	investiv	+	+	Synergie (Typ A)	Durch Prozesssteuerung kann sowohl Energieeffizienz verbessert als auch Lastverlagerung gesteuert werden.
2	Erhöhung der Speicherfähigkeit durch Isolierung	investiv	+	+	Synergie (Typ A)	Isolierung vermindert Wärmeverluste und erhöht damit gleichzeitig die Speicherfähigkeit und damit die Flexibilität.
3	Umstellung des Prozesses auf alternatives, effizienteres Verfahren	investiv	+	+	Synergie (Typ A)	Die Umstellung auf einen flexibleren Prozess kann zur Erhöhung der Effizienz führen.
4	Reduzierung der Überdimensionierung bei Strömungsmaschinen	investiv	+	-	Wechselwirkungen (Typ B)	Wird die Überdimensionierung reduziert und in neue Maschinen investiert, reduziert sich die Flexibilität, aber die Effizienz erhöht sich.
5	Anpassung der Prozessintensität	operativ	-	+	Wechselwirkungen (Typ C)	Der Prozess wird hinsichtlich seiner Intensität variiert und aus seinem Optimalpunkt herausgefahren.
6	Fahren im Teillastbereich bei überdimensionierter Anlagenauslegung bei Strömungsmaschinen	operativ	-	+	Wechselwirkungen (Typ C)	Durch abnehmenden Wirkungsgrad von Strömungsmaschinen im Teillastbereich reduziert sich die Effizienz.
7	Investition in oder Vergrößerung von Energiespeichern	investiv	-	+	Wechselwirkungen (Typ C)	Speicher erhöhen Flexibilität. Dabei treten möglicherweise Speicherverluste auf, die die Effizienz verringern.
8	Vergrößerung von Materialspeichern im Produktionsprozess	investiv	0	+	Neutral	Materialspeicher verursachen in der Regel höchstens geringe Effizienzverluste.
9	Wärmerückgewinnung Abwärme	investiv	+	0	Keine Beziehung (Typ D)	Durch Wärmerückgewinnung wird die Flexibilität nicht beeinflusst.
10	Erhöhung der Effizienz von Strömungsmaschinen	investiv	+	0	Keine Beziehung (Typ D)	Bei Investition in gleichdimensionierte, effizientere Maschinen erhöht sich die Effizienz, die Flexibilität wird nicht beeinflusst.
11	Erhöhung der Effizienz der Leuchtmittel	investiv	+	0	Keine Beziehung (Typ D)	Durch die bessere Lichtausbeute wird die Flexibilität nicht beeinflusst.
12	Verringerung der Strömungsverluste in Rohrleitungssystemen	investiv	+	0	Keine Beziehung (Typ D)	Durch Verringerung der Strömungsverluste wird Flexibilität nicht beeinflusst.

Tabelle A-1: Quelle: Ecofys (2016), S. 19. Legende: Zusammenhang ist + positiv, - negativ, 0 neutral. Bei den Wechselwirkungen bedeutet Typ A: Synergien zwischen Effizienz und Flexibilität, Typ B: Effizienz wird erhöht, aber zu Lasten von Flexibilität, Typ C: Flexibilität wird erhöht, aber zu Lasten der Effizienz, Typ D: keine Wechselwirkungen.