

Sektorale Emissionspfade in Deutschland bis 2050 – Stromerzeugung

Arbeitspaket 1.2 im Forschungs- und Entwicklungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: **Wissenschaftliche Unterstützung „Erstellung und Begleitung des Klimaschutzplans 2050“**
(FKZ UM 15 41 1860)

Berlin, 3.5.2016

Benjamin Greiner
Hauke Hermann

Öko-Institut

Büro Berlin
Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0
info@oeko.de
www.oeko.de

Fraunhofer ISI
Breslauer Str. 48
76139 Karlsruhe
Ansprechpartnerin Barbara Schlomann
Telefon +49 721 6809-136
www.fraunhofer.de

IREES GmbH
Schönfeldstraße 8
D-76131 Karlsruhe
Ansprechpartner: Felix Reitze
Telefon +49 721 915696-0
www.irees.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
1. Einleitung	7
1.1. Abgrenzung der Energiewirtschaft	7
1.2. Ziel des Vergleichs	8
2. Emissionspfade in der Energiewirtschaft	9
2.1. Rahmendaten	9
2.1.1. Annahmen zur sozioökonomischen Entwicklung	9
2.1.2. Energiepreise	10
2.2. Entwicklung energetischer Indikatoren	11
2.2.1. Stromnachfrage	11
2.2.2. Ausbau der erneuerbaren Energien	13
2.2.3. Fossile Stromerzeugung	16
2.2.4. Carbon Capture and Storage (CCS)	19
2.2.5. Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	20
2.2.6. Stromimporte	21
2.2.7. CO ₂ -Emissionen aus der Stromproduktion	22
2.3. Vergleichende Auswertung und Identifizierung robuster Strategien	23
3. Ableitung transformativer Pfade	25
3.1. Abstimmung zwischen Energiewirtschaft und Nachfragesektoren	25
3.2. Verringerung des Strombedarfs	25
3.3. Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien	25
3.3.1. Ausbau der Nutzung heimischer Erneuerbarer für die Stromerzeugung	25
3.3.2. Verringerung der Nutzung fossiler / emissionsintensiver Energieträger	26
3.3.3. Infrastrukturausbau	26
3.3.4. Bereitstellung von Flexibilität	27
3.3.5. Power-to-Gas, Power-to-Heat und Power-to-Liquid (PtX)	27
3.4. Erhöhung des Anteils der KWK und Einbezug erneuerbarer Energien	28
4. Transformationsbedarf bis zum Jahr 2030	28
Literaturverzeichnis	30

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Entwicklung des BIP in sechs untersuchten Szenarien	10
Abbildung 2-2:	Anteile erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung in den Szenarien	13
Abbildung 2-3:	Installierte Leistung fluktuierender EE (Wind, PV)	16
Abbildung 2-4:	Relative Veränderung der Erdgasverstromung	18
Abbildung 2-5:	Relative Veränderung der Braunkohleverstromung	18
Abbildung 2-6:	KWK-Stromerzeugung bei kleiner werdendem CO ₂ -Budget	21
Abbildung 2-7:	CO ₂ -Emissionen aus der Stromerzeugung in den Szenarien [Mt CO ₂ e]	23

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Stromnachfrage und Anteil des Verkehrs in den Szenarien	12
Tabelle 2-2:	Anteile erneuerbarer Energie am Strombedarf in den Szenarien	14
Tabelle 2-3:	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Szenarien	14
Tabelle 2-4:	Installierte Leistung in den Szenarien (Wind on- & offshore) [GW]	15
Tabelle 2-5:	Installierte Leistung in den Szenarien (PV) [GW]	15
Tabelle 2-6:	CO ₂ -Intensität der gesamten Stromerzeugung in den Szenarien [g/kWh _e]	16
Tabelle 2-7:	Stromerzeugung aus Braunkohle in den Szenarien, TWh/a	19
Tabelle 2-8:	Stromerzeugung aus Steinkohle in den Szenarien, TWh/a	19
Tabelle 2-9:	Stromerzeugung aus Erdgas in den Szenarien, TWh/a	19
Tabelle 2-10:	Stromimporte in den Szenarien [TWh]	22

1. Einleitung

1.1. Abgrenzung der Energiewirtschaft

Die Energiewirtschaft ist mit 40 % der deutschen THG-Emissionen der Sektor mit den absolut höchsten Emissionen und damit der wichtigste Adressat für die Klimapolitik. Die Emissionen der Energiewirtschaft werden dominiert von der (öffentlichen) Stromerzeugung. Der zweite Hauptbestandteil der Energiewirtschaft ist die ungekoppelte Wärmeerzeugung (Kokereien, Raffineriewärmeerzeuger und öffentliche Heizwerke). Sie verursacht mit 32 Mt CO₂e (2012) etwa ein Zehntel der Gesamtemissionen der Energiewirtschaft. Im Zuschnitt der Energiebilanz, nicht aber des THG-Inventars, gehören die Erdgasverdichter mit geringen Emissionen von unter 1,5 Mt CO₂e (2012) ebenfalls zur Energiewirtschaft.

Viele Studien konzentrieren sich wegen des niedrigen Emissionsanteils von ungekoppelter Wärme und Erdgastransport auf die Modellierung der Stromerzeugung. Außerdem bestehen keine zentralen Minderungsoptionen im Bereich der ungekoppelten Wärmebereitstellung. Die öffentlichen Heizwerke sind ein Back-up-System für die Fernwärmeversorgung und werden bereits in der Regel mit dem emissionsarmen Brennstoff Erdgas betrieben. Die Emissionen der Raffineriewärmeerzeuger gehen z.B. in den Klimaschutzszenarien zusammen mit dem Mineralölabsatz deutlich zurück.

Die Abgrenzung der Energiewirtschaft entspricht dem Sektor 1A1 in der Inventarberichterstattung. Viele Studien wählen jedoch eine sektorale Abgrenzung, die die gesamte Stromerzeugung inkl. der Industriekraftwerke umfasst, die im Inventar im Sektor 1A2 gemeinsam mit der Industrie berichtet werden und nicht in der Energiewirtschaft enthalten sind.¹ Deshalb wird in dieser Auswertung auch dieser Ansatz verfolgt. Die Abgrenzung ist nicht immer explizit ausgewiesen, aber in der Regel an den angegebenen historischen Emissionen erkennbar. Bei Einbezug der Industriekraftwerke liegen die Emissionen im Jahr 2012 bei ca. 372 Mt CO₂ (gegenüber ca. 328 Mt CO₂ ohne Industriekraftwerke).

Der Fokus auf die Stromerzeugung ist auch wegen ihrer Sonderrolle als Anbieter gerechtfertigt. Effizienz- und Minderungsmaßnahmen in anderen Sektoren verändern deren Bedarf an Strom gegenüber direkt genutzten fossilen Energieträgern. Dies ist besonders dort der Fall, wo effizientere Technologien zwar insgesamt weniger, dafür aber stärker veredelte Energieträger wie elektrischen Strom erfordern. Für die erfolgreiche Dekarbonisierung anderer Sektoren ist also tatsächlich auch ausschlaggebend, ob es in der Energiewirtschaft gelingt, Strom mit geringen CO₂-Emissionen zur Verfügung zu stellen.

Zweitens ist die Dekarbonisierung der Stromerzeugung heute einfacher als in der Industrie oder im Verkehrssektor. Kosteneffiziente Technologien zur CO₂-freien Stromerzeugung sind bereits verfügbar, während im Verkehr nach wie vor das Problem der geringen Energiedichte CO₂-freier Energieträger besteht. In der Industrie ist zu erwarten, dass ein Restbestand prozessbedingter Emissionen langfristig nicht zu vermeiden ist. In ähnlicher Weise gilt das für die Landwirtschaft. Infolgedessen werden die CO₂-Emissionen des Stromsektors in den meisten untersuchten Szenarien, die zum Beispiel ein 80-%-Minderungsziel bis 2050 erreichen, wesentlich stärker als 80 % gesenkt, um diesen Sockel an Emissionen in anderen Sektoren zu kompensieren.

¹ Im Projektionsbericht 2015 werden unter „Stromerzeugung“ (dort „Kraftwerke“) tatsächlich sämtliche Einrichtungen zur Stromerzeugung zusammengefasst.

1.2. Ziel des Vergleichs

Für den Szenarienvergleich zur Energiewirtschaft wurden neun Szenarien untersucht, die ein Minderungsziel von mindestens minus 80%-CO₂ im Jahr 2050 erreichen:

- Das Zielszenario der Energierferenzprognose 2014 („ERP-Z“) (Prognos AG, EWI, GWS, 2014);
- Das Klimaschutzszenario KS90 (1. Runde 2012) des Öko-Instituts;
- Die Klimaschutzszenarien KS80 und KS95 (2. Runde 2015) des Öko-Instituts;
- Das Szenario A der Leitstudie 2011 des BMU (BMU, 2011);
- Die Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland“ des Umweltbundesamts (UBA, 2014);
- Das Innovationsszenario („MD-Inno“) aus der Studie „Modell Deutschland“ (WWF, 2010);
- Das Szenario „100“ aus der Studie „Szen-15“ des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE, 2015);
- Das Greenpeace-Szenario aus der Studie „Plan B“ (Greenpeace, 2009);
- Die Studie „100 % Erneuerbare Energien“ („100 % EE“) (Fraunhofer ISE, 2012).

Als Referenzentwicklung dienen das Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) des Projektionsberichts 2015 (BMUB, 2015) und das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario der Klimaschutzszenarien (AMS; (Öko-Institut, im Druck).

Das Ziel der Untersuchung ist es zunächst, die Entwicklung der CO₂-Emissionen und ihrer Treibergrößen in den Szenarien zu beschreiben und auf die in den Szenarien vorgesehenen Strategien und Maßnahmen zurückzuführen. Im Vergleich kann darauf aufbauend festgestellt werden, welche Transformationen im System der Stromerzeugung unstrittig erforderlich sind, um die Minderungsziele zu erreichen. Diese können als robuste Strategien definiert werden. Die Maßnahmen für die konkrete Ausgestaltung dieser Transformationen (transformative Pfade) können unterschiedlich sein, sich gegenseitig beeinflussen oder auch ausschließen.

Allen Szenarien arbeiten mit unterschiedlich komplexen Modellrechnungen, die neben klar vergleichbaren Rahmendaten wie z. B. Energiepreisen zwangsläufig eine große Anzahl an Annahmen über Stromerzeugung und nachfragende Sektoren in Deutschland enthalten. Die Nachfrage kann exogen vorgegeben oder auch das Ergebnis weiterer Modellierungen mit entsprechenden Unsicherheiten sein. Ein quantitativer Vergleich kann damit nur sinnvolle Aussagen über Größenordnungen treffen. Im Mittelpunkt der Aufmerksamkeit stehen daher zugrundeliegenden Mechanismen, die bestimmte Größen in die eine oder andere Richtung verändern, und ihre Konsequenzen für die Ausarbeitung eines Klimaschutzplans.

2. Emissionspfade in der Energiewirtschaft

2.1. Rahmendaten

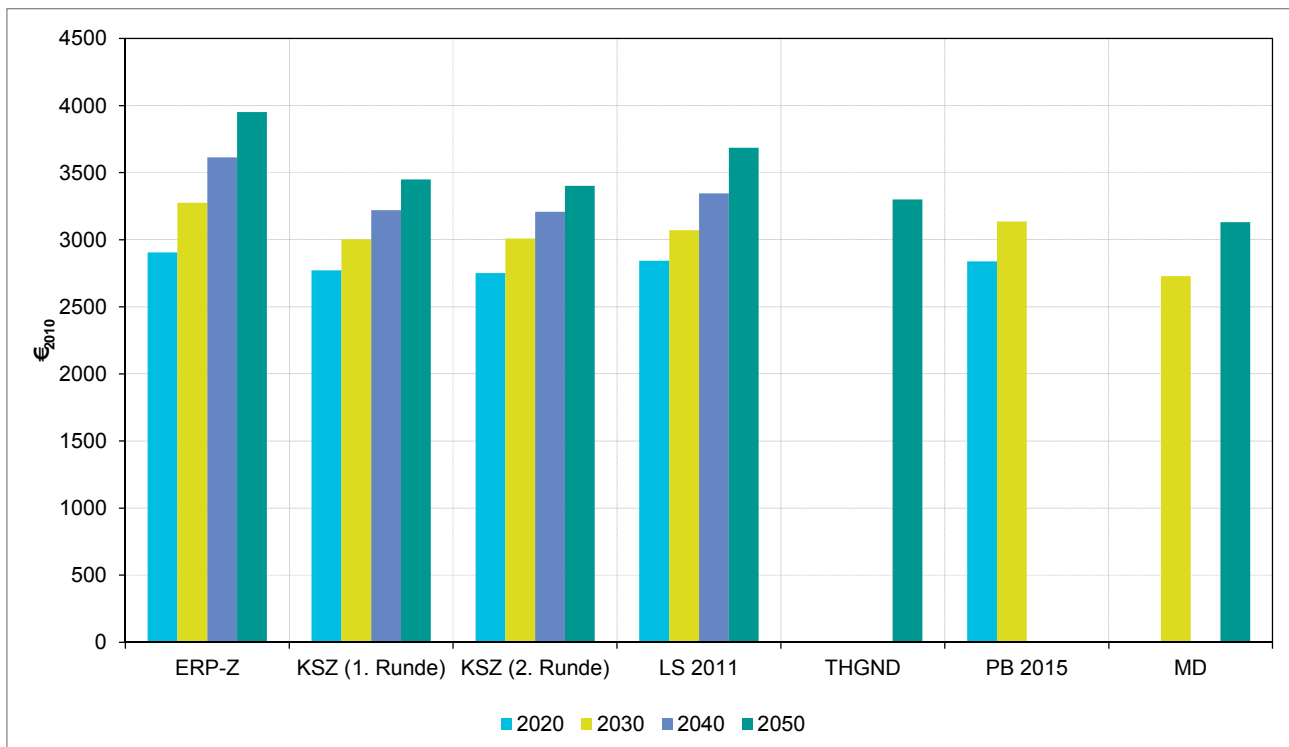
2.1.1. Annahmen zur sozioökonomischen Entwicklung

Die sozioökonomischen Rahmenannahmen der untersuchten Szenarien, sofern sie explizit angegeben sind, sind relativ homogen. Alle Studien gehen langfristig von einer moderat rückläufigen Bevölkerungszahl auf 72–75 Mio. in Deutschland aus. Unterschiede bestehen beim Wirtschaftswachstum. Hierbei ist zu beachten, dass aufgrund der VGR-Revision 2014, die die Regeln des Europäischen Systems der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung“ (ESVG) von 2010 umsetzt, die Studien unterschiedliche absolute Ausgangswerte zu Grunde legen. Die Klimaschutzszenarien und der Projektionsbericht 2015 bspw. setzen das Wirtschaftswachstum auf den Wert für 2010 und somit vor der Revision um (um die Vergleichbarkeit mit früheren Studien zu gewährleisten). Die Energiereferenzprognose hingegen setzt auf das Bruttoinlandsprodukt nach der Revision auf.

Ausschlaggebend für die Modellierung von einzelnen Sektoren ist in der Regel jedoch nicht die Projektion des absoluten BIP, sondern die projizierte Wachstumsrate. Diese ist in allen Studien vergleichbar. Die Wachstumsraten in der Energiereferenzprognose, des Projektionsberichts und der Leitstudie liegen mit über 1 % p.a. eher am oberen Rand der Erwartungen. Im Jahr 2050 betragen die Unterschiede dadurch bis zu 17 % in absoluten Werten.

In der Regel ist ein Anstieg der Wirtschaftsleistung (des BIP) mit einer höheren Stromnachfrage verbunden. Gleichzeitig ist jedoch eine Entkopplung zu beobachten: Je effizienter der Strom genutzt werden kann, desto geringer ist (je nach Möglichkeiten zur Brennstoffsubstitution) der Zusammenhang zwischen BIP-Wachstum und Anstieg der Stromnachfrage. Ein Vergleich zwischen den angenommenen Wachstumsraten und der resultierenden Stromnachfrage (siehe Abschnitt 2.2.1) zeigt keinen erkennbaren Zusammenhang zwischen den beiden Größen. Es ist damit anzunehmen, dass die Unterschiede in den Annahmen zur technologischen Entwicklung und Maßnahmen in Nachfragesektoren größeren Einfluss auf die Stromnachfrage haben als das BIP.

Abbildung 2-1: Entwicklung des BIP in sechs untersuchten Szenarien



Quelle: Siehe Liste der untersuchten Szenarien; Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der StBA für Deflatoren

2.1.2. Energiepreise

Das Verhältnis der Energieträgerpreise zueinander und zum Strompreis im Großhandel ist ausschlaggebend für den resultierenden Strommix. Annahmen dazu werden nur in den Großstudien explizit gemacht, die im Überblickspapier verglichen werden (Näheres siehe dort). Im Allgemeinen gehen diese Szenarien von Teuerungsraten zwischen 1 % und 2 % p. a. aus, mit Ausnahme der Energiereferenzprognose, deren Teuerungsrate zwischen 0,5 % p. a. bei der Steinkohle und 1 % p. a. beim Rohöl liegt. Die Studien, die für dieses Sektorpapier zusätzlich untersucht worden sind, machen hierzu keine näheren Angaben. Für die Resultate der Modellierung gilt, dass erneuerbare Energien und andere neue Technologien wie Power-to-Gas bei höheren Brennstoffpreisen wirtschaftlicher sind, so dass entweder die Kosten der Dekarbonisierung niedriger oder ihr Ausmaß größer eingeschätzt wird, je teurer die angenommenen Brennstoffpreise sind. Wegen der aktuellen Unsicherheit auf den Energiemärkten (siehe z. B. Projektionsbericht 2015, S. 36ff) ist kaum einzuschätzen, wie realistisch diese Annahmen sind.

Eine Ausnahme bildet der Preis für CO₂-Emissionsberechtigungen im ETS (EUA), für dessen Entwicklung im Zusammenhang mit der Einführung der Marktstabilitätsreserve verschiedene Prognosen vorliegen. Diese bewegen sich zwischen 7 und 10 €/t CO₂ im Jahr 2020 und zwischen 33 und 42 €/t CO₂ im Jahr 2030 (ICIS / Tschach Solutions, 2015; Point Carbon, 2015). Ein höherer CO₂-Preis führt im Ergebnis zu einer Verschiebung der Stromerzeugung zum weniger CO₂-intensiven Erdgas und ebenfalls zu Wettbewerbsvorteilen für erneuerbare Energien und neue Technologien. Die Szenarien, die entsprechende Annahmen modellieren und die Klimaziele erreichen, erfordern bereits 2020 deutlich höhere CO₂-Preise (30 € in KS95 und Plan B). Sofern sich solche Preise durch die Weiterentwicklung des EU-ETS auf europäischer Ebene nicht einstellen, wären ergän-

zende Maßnahmen erforderlich, um den niedrigen CO₂-Preis zu kompensieren. Die in den Zielszenarien hinterlegten CO₂-Preise stellen somit keine Erwartungen über die zukünftige Entwicklung dar, sondern zeigen lediglich auf, welche CO₂-Preisentwicklung zu welcher Minderungswirkung führen würde.

2.2. Entwicklung energetischer Indikatoren

2.2.1. Stromnachfrage

Die Stromnachfrage ist eine entscheidende Kenngröße für die Modellierung der Stromerzeugung und verbindet sie mit den anderen Sektoren. Im Zusammenhang mit der Klimapolitik bestehen zwei gegenläufige Effekte:

1. Effizienzmaßnahmen wirken senkend auf die Stromnachfrage, wo Strom direkt als Energieträger dient. Das ist beispielsweise bei der Erneuerung von Haushaltsgeräten und elektrisch betriebenen Maschinen der Fall.
2. Effizienzmaßnahmen können steigernd auf die Stromnachfrage wirken, wenn bei Technologiewechsel mit einem sinkenden Gesamtenergiebedarf ein größerer Anteil an Strom einhergeht. Der Energieverbrauch eines Niedrigenergiehauses mit Gasheizung und Smart-Grid-Anschluss ist insgesamt viel niedriger als in einem unsanierten Haus mit Kohleöfen und Einfachverglasung, aber sein Strombedarf ist größer.
3. Dekarbonisierung läuft häufig auf Elektrifizierung eines Sektors und Versorgung aus erneuerbaren Energien hinaus, z. B. durch Elektromobilität, Erzeugung von Kraftstoffen durch Strom oder der Stahlproduktion mit Lichtbogenöfen. Solche Maßnahmen können die Stromnachfrage stark erhöhen.

Die Stromnachfrage kann also als Restgröße verstanden werden, wobei es die Aufgabe der Stromerzeugung ist, die Nachfrage mit möglichst geringen CO₂-Emissionen zu bedienen. Weil die untersuchten Szenarien von unterschiedlichen technologischen Entwicklungen ausgehen, unterscheidet sich auch die Stromnachfrage erheblich.²

Aus Sicht der Stromnachfrage im Jahr 2050 fallen die Szenarien in drei Gruppen:

1. Szenarien mit sinkender Stromnachfrage auf unter 500 TWh (ERP-Z, MD-Inno, Plan B, THGND³);
2. Szenarien mit konstanter Stromnachfrage von knapp 600 TWh (KS80, LS-A, KS 90);
3. Szenarien mit steigender Stromnachfrage auf über 700 TWh (KS95, Szen-15 „100“).

² Unterschiede bestehen z. B. bei der Bilanzierung der Wärmenachfrage, die teilweise getrennt ausgewiesen wird, oder aber anteilig mit den Sektoren Industrie, GHD und Haushalten verrechnet wird. Einige Studien weisen einen getrennten Gebäudesektor aus oder geben die gesamte Energienachfrage, nicht aber die Stromnachfrage an. Eine qualitative Gesamtschau mit grober Einordnung ist damit sinnvoller.

³ Die Studie THGND beschreibt ein Extremszenario der Dekarbonisierung, in dem der größte Teil des Brennstoffbedarfs von Industrie (auch für nichtenergetische Zwecke) und Verkehr durch im Ausland erzeugte stromgenerierte Kraftstoffe gedeckt wird. Der zusätzliche Strombedarf dafür liegt bei ca. 2 000 TWh.

Tabelle 2-1: Stromnachfrage und Anteil des Verkehrs in den Szenarien⁴

Gesamtnachfrage	2010	2030	2050	Klasse	davon
	TWh				Verkehr **
PB 2015	528	492	n. z.	-	29
KSZ - AMS	527	532	593	mittel	53
100% EE	522		1190	extrem	290
Szen-15 100	586	622	874	hoch	353
KSZ - KS 95	527	460	726	hoch	250
LS 2011 - A	516	574	584	mittel	251
KSZ - KS 80	527	484	574	mittel	99
KSZ R1 - KS 90	516	443	568	mittel	87
THGND	527		495	niedrig *	125
Plan B GP	529	489	465	niedrig	99
MD - Inno	580	450	450	niedrig	33
ERP-Z	521	459	424	niedrig	50

* Sonderfall THGND: CO₂-neutrale Deckung des Energiebedarfs im Verkehr durch importierte stromgenerierte Kraftstoffe
 Quelle: Öko-Institut 2015, BEE 2015, BMU 2011, Greenpeace 2009, Prognos 2014, UBA 2014, UBA, 2015, WWF 2010

In den meisten Szenarien verändert sich der Stromverbrauch jedoch nicht gleichmäßig, weil er verschiedenartigen Einflüssen unterliegt. Grundsätzlich wirken in allen Szenarien zwei Treibergrößen auf den Stromverbrauch:

1. Senkend durch Effizienz- und Einsparmaßnahmen in Bestandsanwendungen;
2. Steigernd durch neue Verbräuche, v. a. im Verkehrssektor (Elektromobilität).

Beide Entwicklungen sind tendenziell zeitlich verschoben, da Effizienzmaßnahmen kurzfristiger wirksam und heute kostengünstiger verfügbar sind als die neuartigen Anwendungen, die heute noch Nischen sind. Daraus ergibt sich in allen Szenarien außer LS-A und Szen-15 „100“ (dort gibt es ein frühzeitiges Wachstum von PtX/Elektromobilität) im Stützjahr 2030 durch Effizienz- und Einsparmaßnahmen ein Nachfrageminimum.

In den Szenarien mit mittlerer und niedriger Stromnachfrage wird die Einsparung durch die neuen Anwendungen bis 2050 leicht oder vollständig ausgeglichen. Der Ausbau der Wärmepumpen wird in allen Szenarien von den Einspareffekten der Gebäudesanierung ausgeglichen, so dass der Strombedarf der Haushalte in allen Szenarien, die die Klimaziele erreichen, unterm Strich sinkt.

In den Szenarien mit erheblicher Steigerung der Stromnachfrage (Szen-15 100, 100EE, KS95) wird zusätzlich Power-to-Gas und Power-to-Liquid eingesetzt. Davon dient der größte Teil zur Kraftstoff-erzeugung für den Verkehr und als Grundstoff bzw. Energieträger für die Industrie, was aber nur in den Klimaschutzszenarien getrennt ausgewiesen wird. Wegen der hohen Umwandlungsverluste dieser Techniken steigt der Strombedarf wesentlich stärker als bei direkter Nutzung des Stroms.⁵ In KS95 wird Power-to-Gas in geringerem, in 100 % EE in stärkerem Maße als Speicher für die fluktuierenden erneuerbaren Energien zur Rückverstromung eingesetzt.

⁴ Die hier angegebenen Zahlen wurden, soweit entsprechend ausgewiesen, bottom-up“ aus Angaben zu den Nachfragesektoren ermittelt. Sie weichen von Angaben zur Nettostromerzeugung in der Überblicksstudie ab, weil neue Verbraucher wie Power-to-X z. B. als Tara in der Bruttostromerzeugung bilanziert werden, aber zur Illustration des veränderten Strombedarfs der Stromnachfrage zugeschlagen werden sollten. In zwei Szenarien (MD-Inno, Szen-15) konnten aussagekräftige Zahlen nur für den Bruttoverbrauch ermittelt werden.

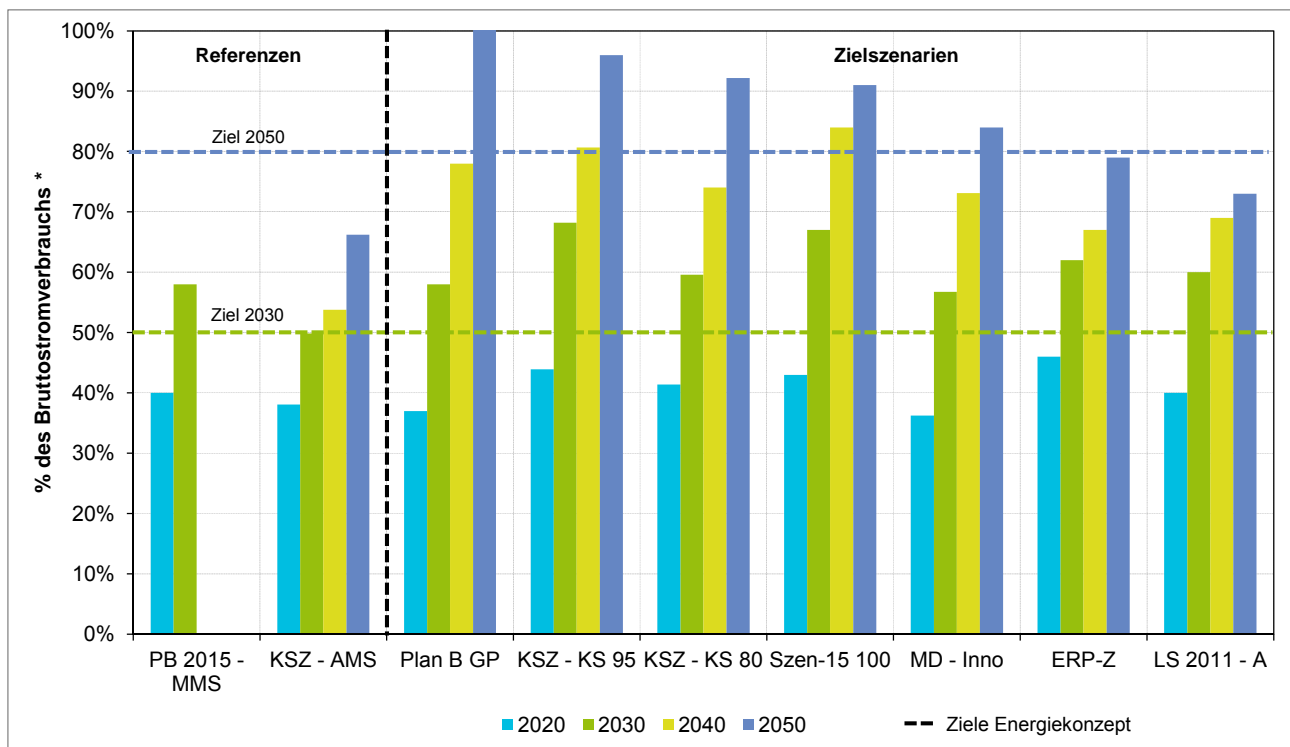
⁵ Die Umwandlungsverluste bis zum Kraftstoff betragen ca. 60 %, hinzu kommt der Wirkungsgradverlust im Verbrennungsmotor. Bei direkter Nutzung des Stroms fallen diese Verluste wegen der hohen Wirkungsgrade von Elektromotoren fast völlig weg, erfordern aber mit dem Ausbau der Elektromobilität eine stärkere Transformation.

2.2.2. Ausbau der erneuerbaren Energien

Mit drei Ausnahmen werden in allen Szenarien, die die Klimaziele erreichen, 2050 über 80 % EE-Anteil erzielt. Der größte Teil des Anstiegs vollzieht sich bereits bis 2030, wo dieselben Szenarien einhellig Anteile von über 60 % erreichen. Wenn die 60%-Schwelle 2030 unterschritten wird, kompensieren die Szenarien über eine sehr niedrige Stromnachfrage (MD-Inno, Plan B) oder CCS (MD-Inno CCS). Gemäß der unterschiedlichen Stromnachfrage wächst die absolute Stromerzeugung aus Windenergie und PV in den Szenarien auch mehr oder weniger stark.

Die folgenden Tabellen zeigen auch, dass die Szenarien mit hohem EE-Anteil im Jahr 2050 nicht gleichzeitig die mit der höchsten erneuerbaren Stromerzeugung sind. Neben der Stromnachfrage spielen auch die CO₂-Emissionen des verbleibenden fossilen Kraftwerksparks und die Zubauraten der erneuerbaren Energien eine Rolle. Alle Zielszenarien liegen 2030 am über dem im EEG 2014 bzw. Energiekonzept festgelegten Korridor (55–60 % im Jahr 2035) für den Anteil erneuerbarer Energien. Die Szenarien mit hoher Stromnachfrage bzw. anspruchsvollerem Langfristziel (z. B. Szen-15 100, KS 95) liegen deutlich darüber.

Abbildung 2-2: Anteile erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung in den Szenarien



Quelle: Öko-Institut 2015, BEE 2015, BMU 2011, Greenpeace 2009, Prognos 2014, UBA 2014, UBA 2015, WWF 2010

Tabelle 2-2: Anteile erneuerbarer Energie am Strombedarf in den Szenarien

	Basisjahr	2020	2030	2040	2050
PB 2015 - MMS	24%	40%	58%	n. z.	n. z.
KSZ - AMS	16%	38%	50%	54%	66%
Plan B GP	15%	37%	58%	78%	101%
THGND	n. z.	n. z.	n. z.	n. z.	100%
100% EE	n. z.	n. z.	n. z.	n. z.	100%
KSZ - KS 95	16%	44%	68%	81%	96%
KSZ - KS 80	16%	41%	60%	74%	92%
Szen-15 100	16%	43%	67%	84%	91%
MD - Inno	10%	36%	57%	73%	84%
ERP-Z	21%	46%	62%	67%	79%
LS 2011 - A	17%	40%	60%	69%	73%
MD - Inno CCS	0%	36%	48%	59%	66%

Quelle: Öko-Institut 2015, BEE 2015, BMU 2011, Greenpeace 2009, Prognos 2014, UBA 2014, UBA 2015, WWF 2010; Werte über 100%: Überschüsse

Tabelle 2-3: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Szenarien

TWh	Basisjahr	2020	2030	2040	2050
PB 2015 - MMS	140	242	332	n. z.	n. z.
KSZ - AMS	100	243	318	343	402
100% EE	n. z.	n. z.	n. z.	n. z.	1190
Szen-15 100	n. z.	249	417	587	794
KSZ - KS 95	100	231	328	503	744
KSZ - KS 80	100	245	318	390	510
KSZ - R1 KS 90	103	222	309	389	507
Plan B GP	n. z.	174	257	350	468
THGND	n. z.	n. z.	n. z.	n. z.	466
LS 2011 - A	104	235	332	388	427
ERP-Z	124	254	314	323	375
MD - Inno	50	178	244	296	339
MD - Inno CCS	n. z.	176	206	227	243

Quelle: Öko-Institut 2015, BEE 2015, BMU 2011, Greenpeace 2009, Prognos 2014, UBA 2014, UBA 2015, WWF 2010

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Tabelle 2-3) zeigt eine große Bandbreite. Dies verdeutlicht, wie stark ein Ausbauziel, das als Anteil von Stromerzeugung oder -verbrauch definiert ist, von der Nachfrageentwicklung abhängt. Sowohl ERP-Z (375 TWh) als auch KS95 (744 TWh) erreichen hohe Anteile an erneuerbarem Strom (79 % bzw. 96 %), jedoch ist die EE-Stromerzeugung im KS95 fast doppelt so groß. Dementsprechend unterscheiden sich auch die für die Realisierung der Szenarien erforderlichen Eingriffe und Investitionen ins Stromsystem.

Diese Unterschiede spiegeln sich auch in unterschiedlichen Zubauraten wider. Die Stromerzeugung ergibt sich aus installierter Leistung und angenommenen Vollbenutzungsstunden (Auslastung) der Anlagen. In den meisten Szenarien wird diese leider nicht angegeben, auch eine Rückrechnung gestaltet sich schwierig, da die Biomasse nicht in allen Studien getrennt ausgewiesen wird, aber wesentlich höhere Auslastung erzielt als Wind und PV. Es deutet sich jedoch in allen Szenarien eine moderate technische Verbesserung bzw. optimierte Auslegung der EE-Anlagen an, wobei die mittleren Vollbenutzungsstunden über alle EE-Technologien bis 2030 wahrscheinlich nicht über 2 500 steigen.

Die dafür notwendige installierte Leistung ist in der folgenden Tabelle dargestellt. Die Szenarien unterscheiden sich auch im Gewicht von Wind- gegenüber PV-Stromerzeugung. Auch hier liegen alle Szenarien über der gegenwärtigen Entwicklung. Das EEG 2014 ermöglicht zwar rechnerisch knapp die in den Szenarien vorgesehenen Werte (2030 jeweils etwa 78 GW Wind onshore und PV, 15 GW Wind offshore), aber anhand der im Projektionsbericht 2015 und im AMS abgebildeten Referenzentwicklungen wird sichtbar, dass das Erreichen dieser Zubauraten nicht als gesichert gelten kann.

Tabelle 2-4: Installierte Leistung in den Szenarien (Wind on- & offshore) [GW]

GW	2010	2020	2030	2040	2050
PB 2015 - MMS	31	59	85		
KSZ - AMS	27	60	85	94	104
ERP-Z	29	50	64	67	88
KSZ R1 - KS 90	27	49	68	86	105
KSZ - KS 80	27	60	85	104	117
KSZ - KS 95	27	60	93	144	195
LS 2011 - A	27	49	68	78	83
THGND					105
Szen-15 100	27	64	102	128	144
Plan B GP	27	46	63	78	89
100% EE	27		156		285

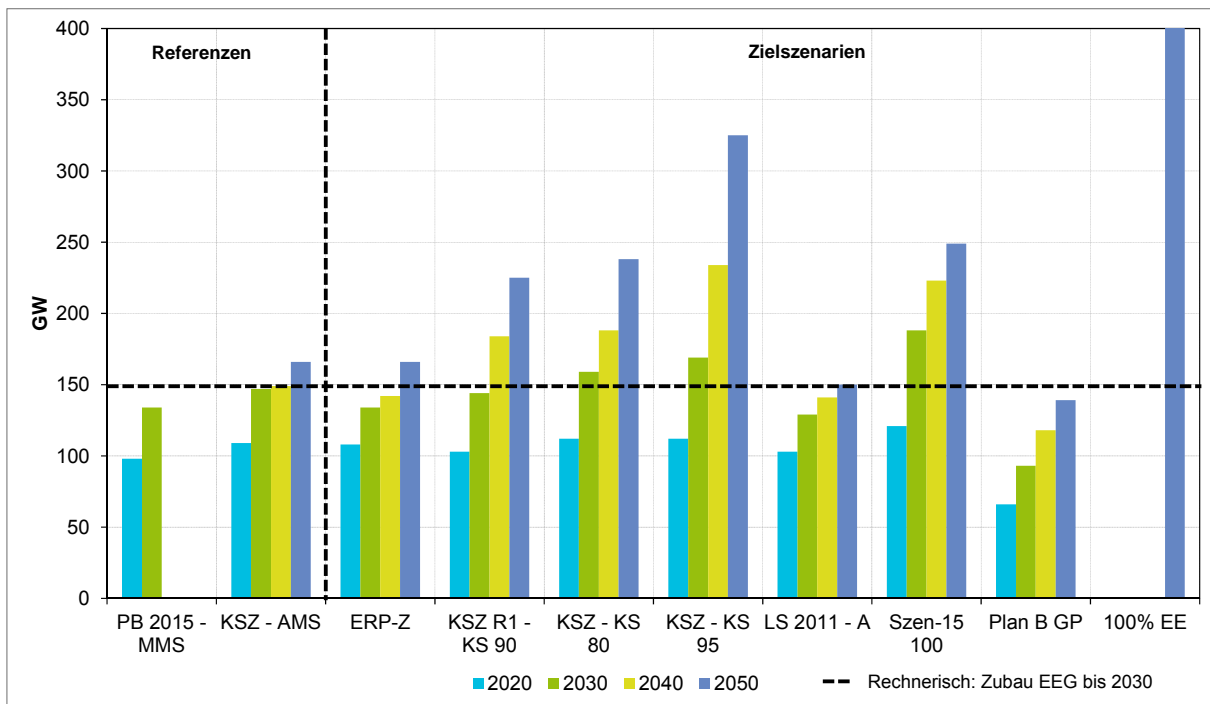
Quelle: Öko-Institut 2015, BEE 2015, BMU 2011, Greenpeace 2009, Prognos 2014, UBA 2014, UBA 2015, WWF 2010

Tabelle 2-5: Installierte Leistung in den Szenarien (PV) [GW]

GW	Basisjahr	2020	2030	2040	2050
PB 2015 - MMS	33	39	49		
KSZ - AMS	17	49	62	55	62
ERP-Z	25	58	70	75	78
KSZ R1 - KS 90	17	54	76	98	120
KSZ - KS 80	17	52	74	84	121
KSZ - KS 95	17	52	76	90	130
LS 2011 - A	17	54	61	63	67
THGND					120
Szen-15 100	18	57	86	95	105
Plan B GP	17	20	30	40	50
100% EE	17		159		300

Quelle: Öko-Institut 2015, BEE 2015, BMU 2011, Greenpeace 2009, Prognos 2014, UBA 2014, UBA 2015, WWF 2010

Abbildung 2-3: Installierte Leistung fluktuierender EE (Wind, PV)



Quelle: Szenarien

Im Jahr 2050 unterscheiden sich die Szenarien stärker, wobei berücksichtigt werden muss, dass Importe in allen Szenarien zugelassen sind. Sofern sie ausgewiesen werden, bewegen sie sich zwischen 7 TWh (KS95) und 61 TWh (KS80).

2.2.3. Fossile Stromerzeugung

In den Szenarien, die weniger als 100 % EE-Anteil erreichen, spielt fossile Stromerzeugung 2050 nur noch eine kleine Rolle. Diese schwankt zwischen 9 TWh (MD-Inno) und 81 TWh (ERP-Ziel). Der Strommix und damit die verbleibende CO₂-Intensität der Stromerzeugung unterscheidet sich zwischen den Szenarien erheblich. Ausgehend von den in den Szenarien angegebenen Zahlen zu Stromerzeugung und CO₂-Emissionen im Stromsektor wurde die CO₂-Intensität des Strommix (g CO₂/kWh_{el}) geschätzt.

Tabelle 2-6: CO₂-Intensität der gesamten Stromerzeugung in den Szenarien [g/kWh_{el}]

	Basisjahr	2020	2030	2040	2050
PB 2015 - MMS	581	491	421	n. z.	n. z.
KSZ - AMS	589	506	456	382	284
ERP-Z	581	420	376	270	161
KSZ - R1 KS 90	602	411	278	107	26
KSZ - KS 80	589	442	347	215	78
KSZ - KS 95	589	411	233	127	17
LS 2011 - A	595	k. A.	k. A.	k. A.	35
MD - Inno	559	k. A.	k. A.	k. A.	31
Szen-15 100	558	403	244	90	48
Plan B GP	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.

Quelle: ermittelt aus CO₂-Emissionen und Stromerzeugung aus jeweiligen Szenarien

Die Szenarien KS95, LS2011-A und MD-Inno erreichen sehr niedrige spezifische CO₂-Emissionen durch einen weitgehenden Kohleausstieg bis 2050. Die Braunkohleverstromung geht mit Ausnahme der ERP in allen Szenarien, die die Klimaziele erreichen, bereits bis 2030 deutlich unter den Wert des Projektionsberichtes zurück. Im Jahr 2050 weist nur noch KS80 einen minimalen Braunkohleanteil von 1,6 TWh auf. Die Steinkohleverstromung wird ebenfalls in allen Szenarien stark zurückgefahren. Hier müssen Szenarien, in denen relativ viel Braunkohle eingesetzt wird (LS 2011-A, ERP-Z), mit entsprechend niedriger Stromerzeugung bei Steinkohle und Erdgas kompensieren, um die CO₂-Emissionen zu begrenzen (siehe dazu nachfolgende Tabellen).

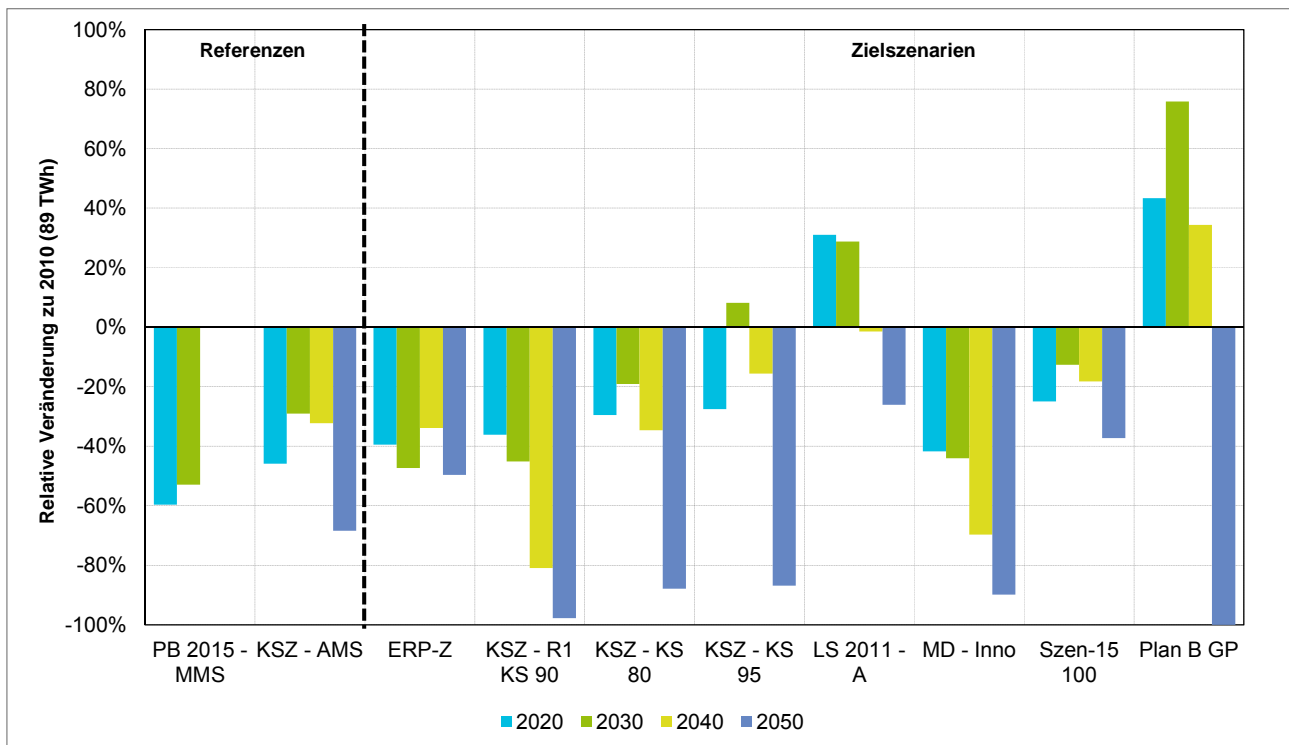
Ein interessanter Fall ist das Plan-B-Szenario, in dem bereits 2020–2030 ein weitgehender Kohleausstieg vollzogen wird. So kann schon 2020 und 2030 eine erhebliche Reduzierung der CO₂-Intensität in der Stromerzeugung erreicht werden. Die Stromerzeugung aus Erdgas steigt dadurch zunächst steil an, um den wegfallenden Kohlestrom auszugleichen, und fällt erst nach 2040 rapide. LS2011-A zeigt eine ähnliche, aber weit weniger ausgeprägte Charakteristik. Unterschiede bestehen bei den Szenarien auch darin, inwieweit Sonderbrennstoffe mit hohen spezifischen Emissionen (Gichtgas und Müll) abgebildet werden. In den Klimaschutzszenarien bestimmen diese Sonderbrennstoffe insbesondere im Jahr 2050 die Emissionen.

Neben der CO₂-Intensität ist die Flexibilität der fossilen Stromerzeugung von Bedeutung, da alle Szenarien bis 2030 mit der erneuerbaren Stromerzeugung die 50 %-Schwelle überschreiten. Sie ist bei Erdgaskraftwerken deutlich höher als bei Stein- und vor allem Braunkohle. Um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten, muss die fossile Regelenergie flexibel auf Schwankungen reagieren können. Diese Charakteristik ist aufwendig zu modellieren und wird in den untersuchten Studien nicht gesondert diskutiert, sollte aber in zukünftigen Untersuchungen verstärkt beachtet werden.

Die folgenden Abbildungen zeigen als Extrema die relativen Veränderungen in der Erdgas- und Braunkohleverstromung, um diese unterschiedlichen Entwicklungen zu verdeutlichen. Mit der Ausnahme ERP-Z ist in allen Szenarien bis 2030 die Braunkohleverstromung deutlich zurückgegangen. Weil die fossile Stromerzeugung insgesamt durch Erneuerbare verdrängt wird, geht absolut auch die Erdgaserzeugung zurück, allerdings deutlich langsamer. Ausnahmen sind Plan B und LS-A, in denen die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung durch verstärkte Erdgasnutzung sehr schnell sinken.⁶

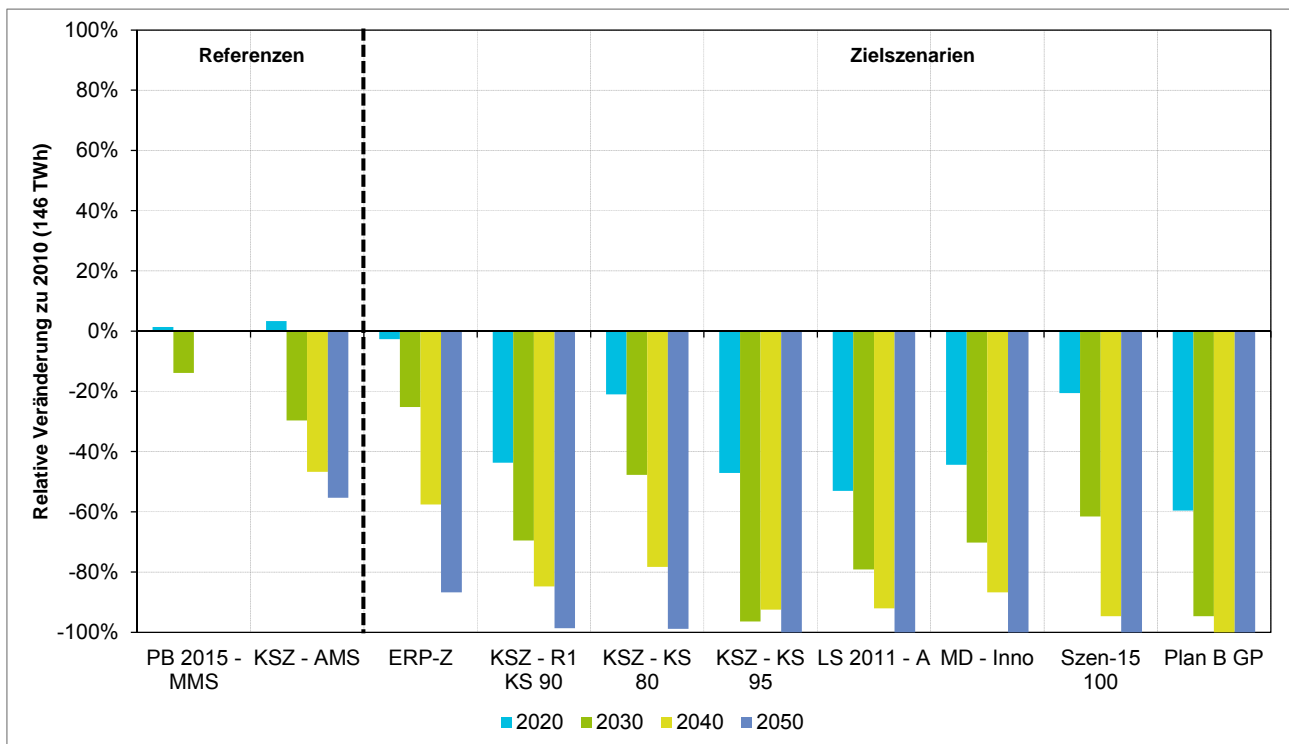
⁶ Die Zahlen beziehen sich auf 2010, das Basisjahr der meisten Studien. Seitdem ist real die Braunkohleverstromung angestiegen und die Erdgasverstromung stark zurückgegangen.

Abbildung 2-4: Relative Veränderung der Erdgasverstromung



Quelle: Siehe Liste der untersuchten Szenarien

Abbildung 2-5: Relative Veränderung der Braunkohleverstromung



Quelle: Siehe Liste der untersuchten Szenarien

Tabelle 2-7: Stromerzeugung aus Braunkohle in den Szenarien, TWh/a

Braunkohle, TWh/a	Basisjahr	2020	2030	2040	2050
PB 2015 - MMS	151	153	130	<i>n.z.</i>	<i>n.z.</i>
KSZ - AMS	146	156	106	80	67
ERP-Z	150	147	113	64	20
KSZ - R1 KS 90	134	85	46	23	2
KSZ - KS 80	146	119	79	33	2
KSZ - KS 95	146	80	5	11	0
LS 2011 - A	142	71	32	12	0
MD - Inno	155	84	45	20	0
Szen-15 100	146	120	58	8	0
Plan B GP	<i>k. A.</i>	61	8	0	0

Quelle: Öko-Institut 2015, BEE 2015, BMU 2011, Greenpeace 2009, Prognos 2014, UBA 2014, UBA 2015, WWF 2010

Tabelle 2-8: Stromerzeugung aus Steinkohle in den Szenarien, TWh/a

Steinkohle, TWh/a	Basisjahr	2020	2030	2040	2050
PB 2015 - MMS	116	108	67	<i>n.z.</i>	<i>n.z.</i>
KSZ - AMS	117	100	127	131	88
ERP-Z	112	45	32	11	6
KSZ - R1 KS 90	107	44	20	1	0
KSZ - KS 80	117	76	48	29	14
KSZ - KS 95	117	61	33	21	0
LS 2011 - A	116	52	32	13	1
MD - Inno	130	130	67	21	0
Szen-15 100	144	107	76	32	25
Plan B GP	<i>k. A.</i>	104	24	0	0

Quelle: Öko-Institut 2015, BEE 2015, BMU 2011, Greenpeace 2009, Prognos 2014, UBA 2014, UBA 2015, WWF 2010

Tabelle 2-9: Stromerzeugung aus Erdgas in den Szenarien, TWh/a

Erdgas, TWh/a	Basisjahr	2020	2030	2040	2050
PB 2015 - MMS	76	36	42	<i>n.z.</i>	<i>n.z.</i>
KSZ - AMS	89	48	63	60	28
ERP-Z	83	54	47	59	45
KSZ - R1 KS 90	84	57	49	17	2
KSZ - KS 80	89	63	72	58	11
KSZ - KS 95	89	65	97	75	12
LS 2011 - A	98	117	115	88	66
MD - Inno	67	52	50	27	9
Szen-15 100	98	67	78	73	56
Plan B GP	98	128	157	120	0

Quelle: Öko-Institut 2015, BEE 2015, BMU 2011, Greenpeace 2009, Prognos 2014, UBA 2014, UBA 2015, WWF 2010

2.2.4. Carbon Capture and Storage (CCS)

CCS, die Abscheidung und unterirdische Lagerung von CO₂, spielt nur in einer Variante des Szenarios MD-Inno eine Rolle für die Stromerzeugung. Dort wird die Marktreife der CCS-Technik ab 2025 unterstellt. Bis 2050 verschwinden Kraftwerke ohne CCS-Technologie vollständig vom Markt, der Abschaltpfad ist weitgehend linear und endet 2050 bei einer installierten Kapazität von 10 GW

Braun- und 3 GW Steinkohle mit CCS. Ob der Einsatz von CCS bei Gaskraftwerken notwendig ist, wird nicht ausgeführt.

Durch den Einsatz von CCS kann in diesem Szenario der EE-Anteil auf 66 % im Jahr 2050 gesenkt werden, ohne dass das 80-%-Minderungsziel für CO₂ verfehlt würde. Auch der Bedarf an Stromspeichern sinkt (dennoch müssen Speicher auf das Fünffache der Kapazität von 2005 ausgebaut werden). Durch den langsameren EE-Ausbau sinkt der notwendige Ausbau der Infrastruktur (Übertragungsnetze, Smart Grids) leicht.

In den anderen Studien wird CCS für die Stromerzeugung explizit ausgeschlossen oder nicht näher untersucht. Auch die Studie „Modell Deutschland“ weist darauf hin, dass die Kapazität unterirdischer CO₂-Lagerstätten begrenzt ist und CCS den Ausbau der EE nicht ersetzen kann. In den Klimaschutzszenarien beschränkt sich CCS auf die Industrieprozesse, weil durch die höhere Konzentration des CO₂ im Abgasstrom die Kosten und der energetische Aufwand für die CO₂-Abscheidung in den Industrieprozessen geringer sind als in der Stromerzeugung.

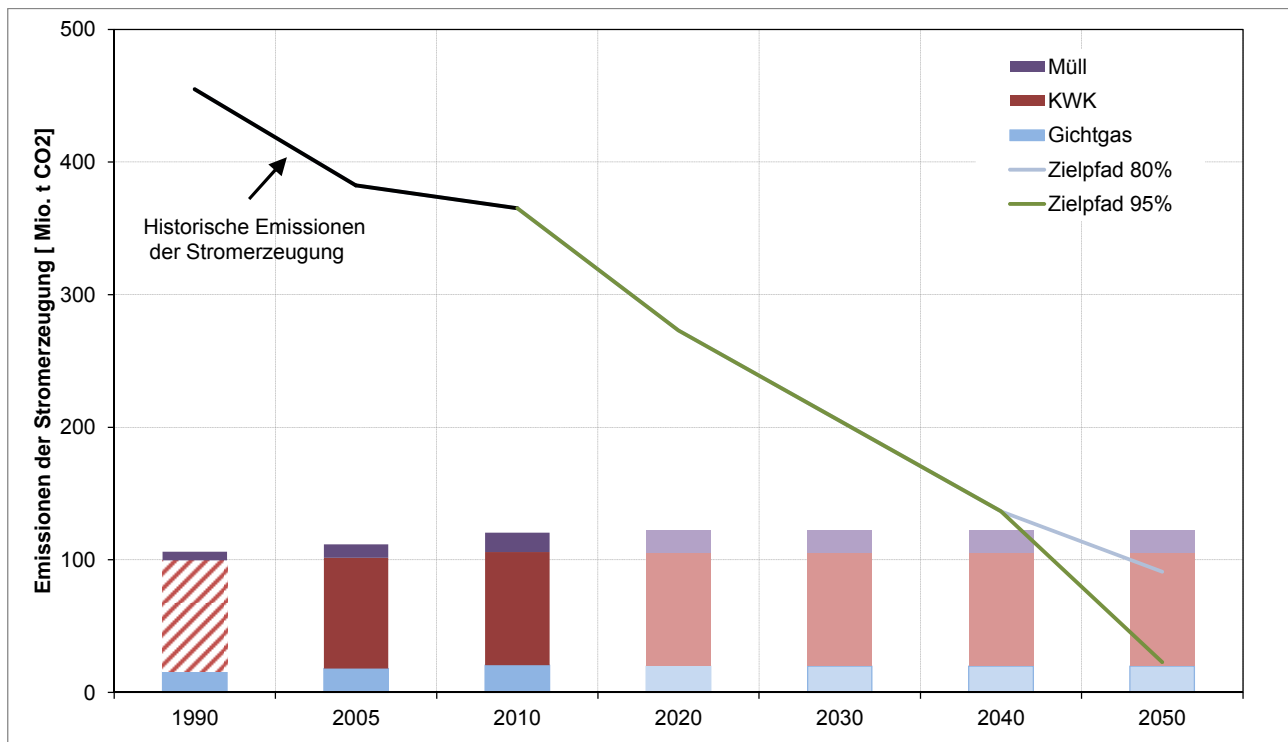
2.2.5. Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Die KWK als Technologie zum effizienten Einsatz von Energieträgern hat auch im zukünftigen Energiesystem einen wichtigen Platz an der Seite der erneuerbaren Energien. Durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme spart sie gegenüber der ungekoppelten Erzeugung Primärenergie ein und trägt damit zum Klima- und Ressourcenschutz bei. Es wird gezeigt, dass sich kurz- und mittelfristig deutliche CO₂-Einsparungen insbesondere durch gasbetriebene KWK-Anlagen ergeben, die ungekoppelte Erzeugung ersetzen. Diese Einsparung ergibt sich im KWK-Betrieb von Neu- aber auch Bestandsanlagen vor allem durch den Ersatz CO₂-intensiver ungekoppelter Stromerzeugung.

Um einerseits die Systemstabilität zu gewährleisten, wie bereits im Abschnitt zu fossiler Stromerzeugung ausgeführt, aber andererseits auch, um mittel- und längerfristig die Verdrängung von erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt zu vermeiden, muss sich der Betrieb der KWK-Anlagen zunehmend an die Verfügbarkeit der fluktuierenden Stromerzeugung anpassen. Diese Anforderung steigt mit dem Anteil fluktuierender Energien im Stromsystem.

Zusätzlich kann die KWK, da sie nur bei thermischen Kraftwerken sinnvoll ist, bei großen Anteilen erneuerbarer Energien nur noch in kleinem Umfang (z. B. Biomasse und erdgasbetriebene Backup-Kraftwerke) eingesetzt werden. An einem bestimmten Punkt stößt der KWK-Ausbau also an eine durch den Erneuerbaren-Ausbau bzw. die verbleibenden möglichen CO₂-Emissionen bedingte Grenze, wie in der folgenden Grafik dargestellt. Dies bedeutet auch, dass ein Anteil von 25 % KWK an der gesamten Stromerzeugung wie im bisherigen KWKG festgelegt nicht erfüllbar ist, spätestens wenn nicht-thermische erneuerbare Energien einen Anteil nahe 75 % an der Stromerzeugung erreicht haben. Langfristig müssen aber auch die Emissionen aus der KWK reduziert werden.

Abbildung 2-6: KWK-Stromerzeugung bei kleiner werdendem CO₂-Budget



Quelle: eigene Darstellung nach Öko-Institut, 2014, Zielpfad stilisiert auf Basis der Gesamtminderungsziele

In Bezug auf die KWK sind in den Szenarien unterschiedliche Strategien zu beobachten, sofern die KWK explizit abgehandelt wird. Dies ist nicht in allen Szenarien der Fall. In den Klimaschutzszenarien geht die fossile KWK-Erzeugung deutlich zurück, weil bis 2050 praktisch komplett auf fossile Brennstoffe verzichtet wird. In ERP-Z und der Leitstudie ist die Minderung geringer ausgeprägt. Diese drei Szenarien können die KWK-Stromerzeugung zunächst bis 2020 zur Effizienzsteigerung erweitern, danach muss die fossile KWK wegen der beschriebenen Problematik zurückgefahren werden.

Eine andere Strategie verfolgt Plan B, wo die fossile KWK bis 2030 stark ausgebaut wird, um dann ebenso steil bis 2050 vollständig stillgelegt zu werden. Der starke Anstieg ist die Folge des forcierten Umstiegs auf KWK-Erdgaskraftwerke zur Senkung der Emissionen. In allen Szenarien verbleibt ein Sockel an KWK-Stromerzeugung aus Biomasse und anderen CO₂-neutralen Brennstoffen in einer ähnlichen Größenordnung wie heute (100–140 TWh KWK-Strom), um den gestiegenen Bedarf an Fern- und Nahwärme zu decken.

2.2.6. Stromimporte

In allen untersuchten Szenarien außer Plan B (mit sehr geringer Stromnachfrage) wird 2050 Strom importiert, um den Bedarf in Deutschland zu decken. Die Importmengen bewegen sich zwischen 7 und 61 TWh (KS95 bzw. KS80). In den Szenarien KS95 und MD-Inno deckt der Import 11 Prozent der Stromnachfrage, in den anderen Szenarien liegt er darunter. Szen-15 100 nennt keine konkreten Zahlen zum Stromimport, jedoch werden nach 2020 etwa 10,5 GW Importkapazität zugebaut.

Im Jahr 2030 ist das Bild weniger homogen. Unter den Szenarien, die die Minderungsziele erreichen, schwankt der Saldo zwischen 0 (KS80) und 21 TWh Import (KS95). ERP-Ziel liegt bei 7 TWh

Export. Diese Zahlen unterscheiden sich deutlich von der Referenz im MMS des Projektionsberichts und im AMS, in dem im Jahr 2030 42 bzw. 43 TWh Stromexporte angegeben werden.

Beim Vergleich dieser Zahlen ist anzumerken, dass in den Szenarien eine große Bandbreite an möglicher inländischer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien angenommen wird (339 TWh in MD-Inno bis 744 TWh im KS 95). Das KS 95 hat trotz stärkster CO₂-Minderung die geringste Importquote.

Tabelle 2-10: Stromimporte in den Szenarien [TWh]

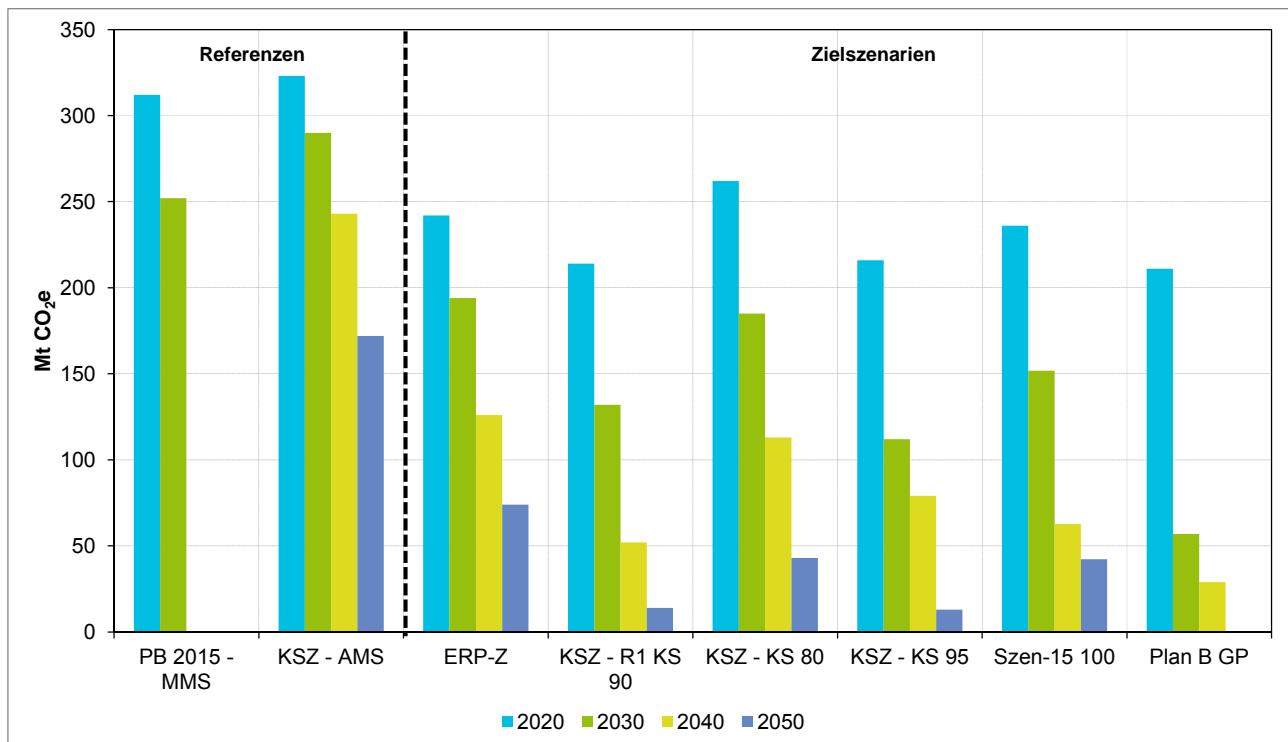
TWh	Basisjahr	2020	2030	2040	2050	2050 (%)
PB 2015 - MMS	-18	-51	-42			
KSZ - AMS	-18	-52	-43	-11	46	8%
ERP-Z	k. A.	k. A.	-7	k. A.	16	4%
KSZ - R1 KS 90	-18	0	23	48	74	13%
KSZ - KS 80	-18	-37	0	44	61	11%
KSZ - KS 95	-18	0	21	47	7	1%
LS 2011 - A	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	50	9%
THGND			<i>Import großer Mengen PtX-Kraftstoffe (> 2000 TWh)</i>			
MD - Inno	k. A.	k. A.	12	33	50	11%
Szen-15 100			<i>starker Ausbau Importkapazität ab 2030</i>			
Plan B GP	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	0	

Quelle: siehe Liste der Szenarien

2.2.7. CO₂-Emissionen aus der Stromproduktion

Mit Ausnahme der Energierferenzprognose enden alle Szenarien, die das Klimaziel erreichen, 2050 in einem Korridor zwischen 0 (Plan B) und 43 Mt (KS80) CO₂-Emissionen. Dies entspricht einer Minderung zwischen 100 und 88 Prozent der CO₂-Emissionen im Basisjahr. ERP-Z ist ein Sonderfall und erreicht 74 Mt Emissionen im Jahr 2050; sie betrachtet jedoch nur CO₂ und nicht CH₄- und NO_x-Emissionen und bezieht sich bei der Zielerreichung nur auf die Minderung im Stromsektor (hier 83 %). Außerdem wird die Zielerreichung durch erhebliche Minderungserfolge im Verkehrssektor gesichert, die aber nicht zu einer höheren Stromnachfrage führen. Die restlichen Studien gehen dagegen von einem überproportionalen notwendigen Minderungsbeitrag der Energiewirtschaft wegen Restemissionen und Effekten der Elektrifizierung aus.

Die CO₂-Emissionen in Szen-15 100 werden auf der Grundlage der spezifischen Emissionen der fossilen Energieträger geschätzt. Wie in MD-Inno sind hier nur Kraftwerke der öffentlichen Versorgung enthalten, daher ist auch der Ausgangswert im Basisjahr niedriger. Es wird eine Minderung von 88 % erreicht; dieser geschätzte Minderungspfad ähnelt stark dem KS80.

Abbildung 2-7: CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung in den Szenarien [Mt CO₂e]

Quelle: siehe Liste der untersuchten Szenarien

Anmerkung: Werte für Szen-15 „100“ geschätzt

Unterschiede bestehen außerdem im Minderungspfad vor und nach 2030. Sofern Emissionen für 2030 modelliert werden, lassen sich Szenarien mit einem weitgehend linearen Minderungspfad (Szen-15 100, KS80) von solchen unterscheiden, in denen der Löwenanteil der Minderung vor 2030 erfolgt und die Emissionen danach langsamer sinken. Dies ist in Plan B und KS95 der Fall. In Plan B werden die geringen Emissionen durch einen schnellen Kohleausstieg und eine niedrige CO₂-Intensität der verbleibenden fossilen Stromerzeugung erreicht. In KS95 sinkt die fossile Stromerzeugung entsprechend stärker (siehe dazu Abschnitt 2.2.3).

2.3. Vergleichende Auswertung und Identifizierung robuster Strategien

Die untersuchten Szenarien unterscheiden sich in vielerlei Hinsicht, was die konkret ergriffen Maßnahmen betrifft und welche technischen Entwicklungen angenommen werden. Es lassen sich jedoch etliche robuste Strategien identifizieren. Die zur Verfolgung dieser Strategien in Frage kommenden Maßnahmen bzw. transformativen Pfade werden im folgenden Kapitel näher ausgeführt.

Weitgehende Einigkeit besteht in den Szenarien bei folgenden Strategien:

1. **Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien:** Bis 2030 wird in den meisten Zielszenarien die EE-Erzeugung im Vergleich zu 2013 mehr als verdoppelt (auf über 300 TWh) und ein Erneuerbaren-Anteil von über 50 % erzielt. Zudem wird in allen Szenarien mit der Ausnahme von ERP-Z die CO₂-Intensität der verbleibenden fossilen Stromerzeugung stark gemindert. Treiber dafür ist ein in allen Szenarien gegenüber der Referenz erheblich beschleunigter Rückgang der Braunkohleverstromung (auf weniger als die Hälfte des Standes von 2013). Der Zielpfad des EEG 2014 wird in den meisten Zielszenarien übererfüllt.

2. **KWK:** Der Anteil von KWK-Strom an der thermischen Stromerzeugung wird in allen Szenarien bis 2030 erheblich vergrößert, wobei die thermische Stromerzeugung insgesamt zurückgeht. Das heißt, dass Nicht-KWK-Anlagen zuerst aus der Stromerzeugung ausscheiden oder modernere KWK-Anlagen die an die Stelle der älteren Kraftwerke tritt. Langfristig ist die absolute Reduktion der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen erforderlich, um das kleiner werdende CO₂-Budget einzuhalten. Es verbleibt ein Sockel KWK-Strom von 110 bis 138 TWh, der weitgehend aus erneuerbaren Energien erzeugt werden muss.
3. **Verringerung des Strombedarfs:** Alle Szenarien gehen von einer deutlichen Verringerung des Strombedarfs bis 2030 aus. Damit werden Emissionen gemindert, aber auch Spielraum für die Zukunft geschaffen: In den meisten Szenarien kommen, meist jedoch erst nach 2030, neuartige Anwendungen wie Elektromobilität, Wärmepumpen und Power-to-X hinzu, wodurch in einigen Fällen der Stromverbrauch wieder über das heutige Niveau ansteigt.
4. **CO₂-Bepreisung:** In allen Szenarien wird, sofern angegeben, bei Erreichung der gewünschten Emissionsminderungen ein höherer Preis für CO₂-Emissionsberechtigungen unterstellt als es heute der Fall ist oder bis 2030 prognostiziert wird (siehe Abschnitt 2.1.2). Somit ist eine über den EU-ETS hinausgehende Strategie erforderlich, um Wettbewerbsnachteile CO₂-ärmerer Erzeugungstechnologien auszugleichen, auch wenn dies in den Szenarien nicht explizit formuliert wird.

Wesentliche Unterschiede bestehen in erster Linie bezüglich Randbedingungen, auf die die Strategie im Energiesektor begrenzten Einfluss hat:

1. **Langfristige Entwicklung der Stromnachfrage:** Die Stromnachfrage im Jahr 2030, aber noch mehr 2050, schwankt zwischen den Szenarien und ist wesentlich abhängig von nachfrageseitigen Maßnahmen, die in den jeweiligen Sektorpapieren betrachtet werden. Gleichzeitig sind bestimmte nachfrageseitige Maßnahmen nur umsetzbar, wenn eine passende Entwicklung in der Energiewirtschaft absehbar ist (z. B. der Aufbau einer PtX-Infrastruktur). Die Strategie der Energiewirtschaft muss mit den Strategien in anderen Sektoren abgestimmt werden, weil in solchen Fällen ein Henne-Ei-Problem entstehen kann.
2. **Zur Zielerreichung erforderlicher Zubau an EE:** Durch die unterschiedliche Stromnachfrage unterscheiden sich auch die absoluten Zuwächse bei der notwendigen EE-Erzeugung und damit beim Zubau. Besonders bei steigender Nachfrage aus neuen Anwendungen ist ein stärkerer EE-Ausbau notwendig, damit die zusätzliche Erzeugung emissionsfrei bleibt. Auch in Szenarien mit sinkender Stromnachfrage lässt sich aber festhalten, dass der im EEG 2014 vorgesehene technologiespezifische Zubau mindestens erfolgen muss, damit die längerfristigen Ziele zu EE-Anteil und Gesamtemissionen erreicht werden können.
3. **Einsatzbereiche für Power-to-X (PtX):** Wenn stromgenerierte Kraftstoffe zur Dekarbonisierung in Verkehr und Industrie eingesetzt werden sollen, erhöht das die Stromnachfrage erheblich. Dies illustrieren die Extremszenarien THGND und 100 % EE, in denen der heutige Energiebedarf von Verkehr und Industrie zu großen Teilen aus diesen Kraftstoffen gedeckt wird. In anderen Szenarien bleibt PtX eine der letzten Entwicklungen. Zudem sind verschiedene Strategien mit unterschiedlichen Wirkungsgraden bei der Anwendung von PtX mit unterschiedlicher Wirtschaftlichkeit denkbar (Wasserstoff für Raffinerien, stromgenerierte Kraftstoffe, Wärmespeicher u. a. m.), so dass der Einsatz von PtX-Kraftstoffe in Nachfragesektoren eine weitreichende und langfristige Strategiefrage ist.

3. Ableitung transformativer Pfade

3.1. Abstimmung zwischen Energiewirtschaft und Nachfragesektoren

Die Energiewirtschaft hat eine Sonderstellung unter den Sektoren. Ihre Kernaufgabe ist es, mit möglichst geringen Emissionen die Energienachfrage der anderen Sektoren zu bedienen. Diese Verflechtung gewinnt mit zunehmender Elektrifizierung an Gewicht. Dabei ist es sinnvoll, von Beginn an zwischen klassischen bestehenden Stromverbrauchern und in Folge von Dekarbonisierungsmaßnahmen neu hinzukommenden Stromverbrauchern zu unterscheiden, die heute technische Nischen sind (z. B. Elektromobilität, Wärmepumpen). In der Energiewirtschaft ist sicherzustellen, dass diese Verbraucher nicht zu zusätzlichen Emissionen führen, sondern mit CO₂-neutral erzeugtem Strom versorgt werden können.

Ebenso können Entscheidungen von Akteuren in anderen Sektoren von Weichenstellungen in der Energiewirtschaft abhängen, die die Verfügbarkeit von erneuerbar erzeugtem Strom oder stromgenerierten Kraftstoffen bestimmen. Auf diese Wechselwirkungen ist im Zusammenhang mit den langen Investitionszyklen in der Energiewirtschaft und der entstehenden Trägheit des Sektors zu achten, wenn grundsätzliche Weichen z. B. zum Ausbau der Erneuerbaren oder PtX-Kapazitäten gestellt werden.

3.2. Verringerung des Strombedarfs

Aus Sicht der Energiewirtschaft sinkt der Aufwand zur Bereitstellung CO₂-neutraler Energieträger, wenn die Energienachfrage (d. h. vor allem der Strombedarf, weil in der Stromerzeugung der Löwenanteil der Emissionen verursacht wird) reduziert wird, indem Einspar- und Effizienzpotentiale so weit wie möglich ausgenutzt werden. Zudem kann die Netto-Steigerung des Verbrauchs durch neuartige Verbraucher so minimiert werden. Zu den nachfrageseitigen Strategien selbst siehe die Sektorpapiere der Nachfragesektoren.

Das Potential zur Bedarfssenkung liegt in Szenarien mit den wirkungsvollsten Einsparmaßnahmen (z. B. KS90, KS95, MD-Inno) bei bis zu 30 % der Stromnachfrage. Die entstehende Emissionsminderung, sofern sie anlagenbezogen der Energiewirtschaft zugeschlagen werden soll, hängt stark vom Nettoeffekt auf den Strommix ab und lässt sich nicht pauschal abschätzen. Tendenziell ist sie unterproportional, da aus dem Strommix tendenziell zuerst die Energieträger mit den geringsten spezifischen Emissionen verdrängt werden. In diesem Zusammenhang muss darauf geachtet werden, Doppelzählungen zwischen den Sektoren zu vermeiden.

3.3. Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien

3.3.1. Ausbau der Nutzung heimischer Erneuerbarer für die Stromerzeugung

Der Ausbau erneuerbarer Energien bezieht sich in allen Szenarien in erster Linie auf Solar- und Windenergie, weil das Ausbaupotential bei Biomasse und Wasserkraft begrenzt ist. Bis 2030 bieten die Szenarien ein relativ homogenes Bild (Ausbau auf ca. 300 TWh/a Erzeugung), danach unterscheiden sie sich stark auf Grund der unterschiedlichen verfolgten Strategien.

Aus bundespolitischer Sicht bestehen bereits wirksame Instrumente, um den Erneuerbaren-Ausbau voranzutreiben (EEG, EnWG). Die dort verankerten Zubaupfade (z. B. jährlich 2 500 MW netto für Wind-Onshore), sofern sie real erreicht werden, liegen nur knapp unter den Anforderungen der meisten Zielszenarien. Allerdings bestehen Hemmnisse in der politischen Akzeptanz des Zubaus vor Ort und dem Anstieg der EEG-Umlage. In diesem Zusammenhang ist auch die räumli-

che Verteilung der Erzeugungsanlagen in Deutschland umstritten, hierzu machen die Szenarien keine Aussagen.

Eine Klimaschutzwirkung besteht dann, wenn fossile Stromerzeugung durch die Erneuerbaren tatsächlich aus der Erzeugung verdrängt wird, und hängt von der CO₂-Intensität der verdrängten Brennstoffe ab (siehe dazu den folgenden Abschnitt). Der Pfad wird ganz unwirksam, wenn fossil erzeugter Strom in den Export geht.

Der Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien macht Infrastruktur- und Flexibilitätsausbau erforderlich und ist mit den entsprechenden transformativen Pfaden verbunden.

3.3.2. Verringerung der Nutzung fossiler / emissionsintensiver Energieträger

Unabhängig von Stromnachfrage und EE-Erzeugung besteht Minderungspotential, weil die CO₂-Intensität (Emissionen pro kWh) des fossilen Strommixes gesenkt werden kann. Auch hier wird der größte Effekt erzielt, wenn Erzeugung aus emissionsintensiven Anlagen (alte Braunkohlekraftwerke) durch emissionsarme Anlagen (z. B. moderne Gaskraftwerke) ersetzt wird. Zweitens wird die Minderung effektiver, wenn bei wachsender EE-Erzeugung zuerst die emissionsintensiven Anlagen verdrängt werden. Es ist darauf zu achten, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien tatsächlich zu einer Verringerung der fossil erzeugten Strommenge führt und sie nicht nur in den Export verdrängt.

Hemmnis sind aus ökonomischer Sicht die deutlich geringeren Grenzkosten der Verstromung der emissionsintensivsten Brennstoffe vor dem Hintergrund der niedrigen Preise für Emissionszertifikate. Braunkohle hat deutlich die höchsten Emissionen und geringsten Brennstoffkosten pro kWh; bei einer Regulierung der Braunkohleverstromung ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Braunkohleförderung in einigen strukturschwachen Regionen (Mitteldeutschland, Lausitz) ein erheblicher Wirtschaftsfaktor ist.

Die Klimaschutzwirkung ist groß sowohl bei Senkung der CO₂-Intensität und absolutem Brennstoffeinsatz, weil der Einsatz fossiler Brennstoffe Hauptquelle der CO₂-Emissionen ist. Durch die Veränderung des fossilen Strommixes wird seine CO₂-Intensität in den Szenarien bis 2030 um 7 % (KS 80) bis 40 % (Plan B) gesenkt. Hinzu kommt die Minderung durch von den Erneuerbaren ersetzten Strom, der zwar eher dem Pfad „EE-Ausbau“ zuzurechnen ist, aber hier strategisch beeinflusst werden kann.

3.3.3. Infrastrukturausbau

Der Ausbau erneuerbarer Energien macht neue Infrastruktur erforderlich, dazu zählen z. B. Übertragungsnetze, Verteilnetze und Kuppelstellen zum Ausland. Der Netzentwicklungsplan 2014 sieht heute als größte Vorhaben den Neubau großer Gleichstromtrassen von Nord nach Süd vor, die weitere Entwicklung ist noch offen. Der Bedarf an Übertragungsnetzen ergibt sich in erster Linie aus der räumlichen Verteilung der EE-Erzeugungsanlagen, der politischen Akzeptanz, den Kosten von Speichern und des Verhältnisses von Infrastrukturkosten zu Kosten von EE-Erzeugung an weniger effizienten Standorten.

Auch die Verteilnetze müssen ausgebaut werden, um den Transport des erneuerbaren Stroms in die Übertragungsnetze zu gewährleisten. Zudem wird aus den Szenarien klar, dass mehr Grenzkuppelstellen zur Steigerung der Flexibilität in der Stromerzeugung notwendig werden, es findet aber keine detaillierte Diskussion statt, wo diese am sinnvollsten einzurichten seien.

Wie beim EE-Zubau selbst bestehen Hemmnisse in der Akzeptanz beim Ausbau v. a. von Freileitungen im Übertragungsnetz.

3.3.4. Bereitstellung von Flexibilität

Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung wird größere Flexibilität im System erforderlich, um die Stabilität der Stromversorgung zu gewährleisten, wenn die EE-Erzeugung fluktuiert. Sie kann auf Nachfrageseite bereitgestellt werden, z. B. mit der Flexibilisierung des Stromverbrauchs in der Industrie oder auf Angebotsseite, indem regelbare Kraftwerke so flexibel wie möglich betrieben werden und auf Lastveränderungen reagieren können. Zwischen beiden Polen stehen Speicheroptionen, die sowohl als Nachfrager als auch als Anbieter auftreten können, sowie Transportkapazitäten zwischen Anbietern von Flexibilität.

Im Allgemeinen kann davon ausgegangen werden, dass die Flexibilisierung des verbleibenden fossilen Kraftwerksbestands die günstigste Option bleiben wird, so lange fossile Kraftwerke einen erheblichen Anteil der Stromversorgung übernehmen. Speicher werden interessant, wenn im Fall von netzweiten Überschüssen der überschüssige Strom später nutzbar gemacht werden soll. Nach einschlägigen Studien⁷ ist jedoch vor 2030 kaum mit solchen Überschüssen zu rechnen.

Den bestehenden regionalen Überschüssen, die zur zeitweisen Abregelung der Erneuerbaren führen, kann durch Netzausbau und Flexibilisierung im konventionellen Kraftwerkspark effizienter begegnet werden. Die Transformation findet insofern statt, als dass der fossile Kraftwerkspark nicht mehr zur Deckung einer Grundlast eingesetzt wird, sondern diese Rolle immer mehr von den Erneuerbaren eingenommen wird, während der fossile Kraftwerksbestand ihre Schwankungen ausgleicht. Die verbleibenden fossilen Kraftwerke müssen dazu technisch und ökonomisch in der Lage sein.

Der Pfad hat keine direkte Klimaschutzwirkung, da jede Minderung durch Brennstoffwechsel im fossilen Kraftwerkspark eher dem transformativen Pfad „Verringerung der Nutzung fossiler Energieträger“ zugerechnet werden sollte und fossile Brennstoffe, wenn sie flexibel eingesetzt werden, nicht weniger Emissionen erzeugen. Er ist aber unverzichtbar, um langfristig große Mengen erneuerbarer Energien ins System zu integrieren.

3.3.5. Power-to-Gas, Power-to-Heat und Power-to-Liquid (PtX)

Der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung entfaltet die größte Klimaschutzwirkung, wenn die Produktion von fossilen Kraftwerken direkt verdrängt wird. Darüber hinaus bestehen verschiedene Nutzungsoptionen, bei denen erneuerbarer Strom in einen CO₂-neutralen Brennstoff (Power-to-Gas bzw. Power-to-Liquid) oder Wärme (Power-to-Heat) umgewandelt werden kann. Die Technologien unterscheiden sich bei Effizienz und Kosten, letztere sind bei Power-to-Heat am geringsten. Grundlage für Power-to-Gas und Power-to-Liquid ist die Wasserstoffelektrolyse. In einem zweiten Schritt können auch Kohlenwasserstoffe aus erneuerbarem Strom synthetisch hergestellt werden.

Damit sind die Einsatzmöglichkeiten breiter, aber auch die Effizienz geringer und die Kosten höher: Die energetisch sinnvollste Möglichkeit ist die direkte stoffliche Verwendung des Wasserstoffes. So lange noch Bedarf an fossilen Flüssigkraftstoffen besteht, kann er in der Erdölraffination eingesetzt werden, wodurch in den Raffinerien (als Teil der Energiewirtschaft) Emissionen durch Wasserstoffherstellung aus fossilen Rohstoffen vermieden werden. Erst wenn die Ölnachfrage stark abgenommen hat (eher nach 2030) werden die weiteren Stufen der PtX-Verfahren interessant.

⁷ Schill 2013: Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany. http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.429202.de/dp1316.pdf; Agora Energiewende 2014: Stromspeicher in der Energiewende.

Der Bedarf an Power-to-X-Infrastruktur und das Gesamtpotential der Technologien hängen damit von den Strategien in Nachfragesektoren ab. Verzichtet man z. B. im Verkehr auf die direkte Elektrifizierung, werden langfristig PtX-Kraftstoffe erforderlich, um den Energiebedarf CO₂-neutral zu decken. Der Strombedarf wäre größer und die Kostenstruktur deutlich anders als bei der direkten Elektrifizierung (siehe dazu die Szenarien THGND, Szen-15 100 und LS-A).⁸

3.4. Erhöhung des Anteils der KWK und Einbezug erneuerbarer Energien

Prinzipiell sind sich die Szenarien einig (siehe Abschnitt 2.2.5 sowie die Sektorpapiere), dass der Ausbau der Nah- und Fernwärmeversorgung sinnvoll ist, um Emissionen in Gebäuden und Industrie zu vermeiden. Allerdings besteht wegen des abnehmenden CO₂-Budgets nur ein begrenztes Potential, so dass die absolute Höhe der KWK-Stromerzeugung in keinem Szenario signifikant steigen kann und langfristig wieder abnehmen muss. Die entsprechende Wärme müsste dann durch andere Techniken (z. B. in den Klimaschutzszenarien Solarthermie und PtH) oder durch KWK aus Biomasse zur Verfügung gestellt werden.

Um eine Klimawirkung zu entfalten, sollten neue KWK-Anlagen in erster Linie gebaut werden, um alte, weniger effiziente KWK-Anlagen zu ersetzen.

4. Transformationsbedarf bis zum Jahr 2030

Bis 2030 ergibt sich trotz der im Abschnitt 2.3 beschriebenen Unsicherheiten in Bezug auf den Stromverbrauch ein relativ klares Bild der notwendigen Veränderungen. Bis 2030 geht der Stromverbrauch durch Effizienzmaßnahmen zurück und steigt erst danach durch neue Verbraucher wieder an.

Erneuerbaren-Ausbau: Im EEG 2014 sind Zubaupfade für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien festgelegt, die als absolutes Minimum verstanden werden sollten. Das geht auch aus Szenarien hervor, die bis 2050 einen relativ geringen Zuwachs im Stromverbrauch durch Elektrifizierung anderer Sektoren verzeichnen. Abhängig von Strategien in anderen Sektoren und der entstehenden Stromnachfrage kann es sinnvoll sein, die Zubauraten anzuheben.

Brennstoffwechsel: Auch in Szenarien mit hochwirksamen Effizienzmaßnahmen ist eine Verschiebung weg von Braun- und Steinkohle hin zu emissionsärmeren Energieträgern erforderlich, um die notwendige überproportionale Minderung der CO₂-Emissionen in der Energiewirtschaft zu erzielen. Das gilt für 2030 unabhängig von den Zielen zum Erneuerbaren-Anteil, weil bei mittleren Erneuerbaren-Anteilen der fossile Restbestand an Kraftwerken ebenfalls einen Beitrag zur Minderung leisten muss. Eine autonome Verschiebung ist auf Grund der geringen Strom-, Kohle- und CO₂-Preise bis 2030 nicht wahrscheinlich, so dass zusätzliche Maßnahmen auf nationaler oder europäischer (ETS-) Ebene erforderlich werden.

Flexibilität: Bis 2030 wird in fast allen Zielszenarien ein Erneuerbaren-Anteil von über 50 % erreicht. Damit verändert sich die Rolle der fossilen Kraftwerke, die dann nicht mehr eine festgelegte Grundlast decken, sondern in erster Linie auf die Schwankungen der EE-Erzeugung reagieren müssen. Der fossile Kraftwerkspark muss bis 2030 ökonomisch und technisch in der Lage sein, diese Flexibilität im freien Wettbewerb zur Verfügung zu stellen wie im Weißbuch Strommarkt

⁸ Der kombinierte Wirkungsgrad von Batterie und Elektromotor ist beim Stand der Technik höher als der von Power-to-Liquid und Verbrennungsmotor. Gleichzeitig verlagert sich ein großer Teil der notwendigen Transformation und damit Investitionsbedarf von den Verbrauchssektoren in die Energiewirtschaft.

(BMWi 2015) festgelegt. Möglich, aber aus Kostengründen eher in der längeren Frist interessant, ist auch die Schaffung von Flexibilität durch Speicher.

KWK: Historisch wurden KWK-Anlagen in der Grundlast betrieben, sie sollten jedoch in Zukunft wie alle fossilen Energieerzeuger flexibler betrieben werden. Dafür werden die richtigen Anreize benötigt. Die Eigenverbrauchsregelungen sollten so ausgestaltet werden, dass die Anlagen zukünftig nicht mehr in der Grundlast betrieben werden. Mit dem neuen KWK-G wurde begonnen, emissionsintensive Kohle-KWK durch Erdgas-KWK zu ersetzen. Dieser Weg sollte weitergegangen werden.

Entflechtung der Zieldefinitionen: Bereits mittelfristig sind sowohl Effizienzmaßnahmen als auch EE-Zubau zur Erreichung der Klimaziele notwendig. Die gegenwärtige Definition des Erneuerbaren-Ausbauziels (Anteil der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch) erzeugt potentiell ein politisches Gegeneinander von Effizienzmaßnahmen und EE-Zubau, weil beide gleichermaßen steigend auf den EE-Anteil wirken können. Gleichzeitig entsteht ein Argument gegen Elektrifizierungsmaßnahmen in anderen Sektoren, die zwar zum Klimaschutz sinnvoll sein können, aber mit ihrer Stromnachfrage die Erreichung der EE-Ausbauziele in ihrer jetzigen Definition gefährden. Längerfristig besteht zudem das Risiko, dass der EE-Anteil durch einen zunächst sinkenden Verbrauch im Jahr 2030 rechnerisch die Ziele erfüllt, danach aber durch erneutes Wachstum der Stromnachfrage stagniert oder sinkt.

Somit bestehen derzeit Zieldefinitionen, die mehrere transformative Pfade auf teilweise widersprüchliche Weise berühren, was die politische Steuerung erschwert und ökonomische Unsicherheiten erzeugt. Eine alternative Zieldefinition würde die Wechselwirkung des EE-Ausbaus mit Effizienzmaßnahmen minimieren und sicherstellen, dass die nötige Kapazität zur Verfügung steht, um absehbar hinzukommenden Stromverbrauch ohne zusätzlichen CO₂-Ausstoß zu decken. Sie wäre zweitens mit Blick auf die Emissionsminderung unabhängig davon, ob Effizienzmaßnahmen ihr Planziel erreichen oder durch einen Reboundeffekt abgeschwächt oder ins Gegenteil verkehrt werden. Ähnliches gilt für die Formulierung des KWK-Ziels.

Als ersten Schritt der Transformation kann die Empfehlung ausgesprochen werden, klare, auf die transformativen Pfade bezogene Ziele zu formulieren, sie auf Wechselwirkungen und kontraproduktive Anreize hin zu überprüfen und sicherzustellen, dass ihr Beitrag zum Klimaschutz den Anforderungen der langfristigen Klimaziele genügt.

Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende.
- BMU (2011). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.
- BMUB (2015). Projektionsbericht der Bundesregierung 2015. Gemäß Verordnung 525/2013/EU. Verfügbar unter http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/envvqlq8w/150422_Projektionsbericht_2015_final.pdf, zuletzt abgerufen am 24.07.2015.
- BMWi (2015). Ein Strommarkt für die Energiewende: Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch).
- Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) (2015). Szen-15. Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung unter Berücksichtigung der Eckdaten des Jahres 2014.
- Fraunhofer ISE (2012). 100 % erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland.
- Greenpeace (2009). Klimaschutz - Plan B 2050.
- ICIS / Tschach Solutions (2015). Which design for the MSR? The price sensitivities of key stakeholders' MSR proposals (EU ETS White Paper), zuletzt abgerufen am 27.05.2015.
- Öko-Institut (2014). Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (September 2014). Verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/2118/2014-674-de.pdf>, zuletzt abgerufen am 18.09.2015.
- Öko-Institut (2015). Klimaschutzszenarien 2050.
- Point Carbon (2015). Carbon market reform to boost EU member state revenues: analysis from Point Carbon team at Thomson Reuters (Carbon Insight February 27, 2015). Thomson Reuters. Verfügbar unter <http://share.thomsonreuters.com/PR/Commodities/CarbonInsight270215.pdf>, zuletzt abgerufen am 06.03.2015.
- Prognos AG, EWI, GWS (2014). Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt abgerufen am 24.07.2015.
- Schill 2013: Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany, verfügbar unter: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.429202.de/dp1316.pdf
- UBA (2014). Treibhausgasneutrales Deutschland 2050.
- UBA (2015). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014 (Climate Change 09/2015). Verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-1>, zuletzt abgerufen am 17.08.2015.
- WWF (2010). Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050.