

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
IZES – Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
| 31. Januar 2018

Teilbericht 3 – **Innovationslückenanalyse** **innerhalb des Forschungsprojekts** **TF_Energiewende**

Teilprojekt A im Rahmen des strategischen
BMW i – Leitprojekts „Trends und Perspektiven der Energieforschung“

Juri Horst

Dr. Uwe Klann

Johannes Kochems

(IZES – Institut für ZukunftsEnergie- und
Stoffstromsysteme)

Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Horst, J.; Klann, U.; Kochems, J. (2018): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 3 (Innovationslückenanalyse) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Juri Horst

Tel.: +49 681 / 9762 – 837

Fax: +49 681 / 9762 – 850

E-Mail: horst@izes.de

IZES gGmbH

Altenkesseler Straße 17

66115 Saarbrücken

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	5
Tabellenverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis	8
1 Hintergrund und Einordnung in das Forschungsvorhaben	9
2 Methodische Vorgehensweise	10
2.1 Zieldimensionen der Energiewende	10
2.2 Methodik der Szenarienauswahl	11
2.2.1 <i>Nationale Ebene</i>	12
2.2.2 <i>Internationale Ebene</i>	12
2.3 Einbezug der Ergebnisse aus der Technologiebewertung sowie aus der Online-Umfrage	13
3 Ergebnisse aus ausgewählten Studien und Szenarien	14
3.1 Kurzdarstellung nationaler Studien und Szenarien	14
3.1.1 <i>DLR et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global</i>	14
3.1.2 <i>UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050</i>	20
3.1.3 <i>Prognos et al. (2014): Entwicklung der Energiemärkte</i>	22
3.1.4 <i>Fraunhofer IWES et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr</i>	24
3.1.5 <i>Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050: 2. Endbericht</i>	26
3.1.6 <i>Fraunhofer ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050</i>	31
3.1.7 <i>BNetzA (2016): Genehmigung des Szenariorahmens zur Netzentwicklungsplanung Strom</i>	33
3.1.8 <i>Vergleich sozioökonomischer und energiewirtschaftlicher Kennwerte der Studien und Szenarien</i>	36
3.2 Ergebnisse zu den Technologien aus nationalen Studien und Szenarien	41
3.2.1 <i>Technologiekennwerte in den Studien und Szenarien</i>	42
3.2.2 <i>Vergleich von Technologiekennwerten und –annahmen der Studien und Szenarien</i>	53
3.3 Kurzdarstellung internationaler Studien und Szenarien	65
3.3.1 <i>IEA (2016b): World Energy Outlook 2016</i>	65
3.3.2 <i>IEA (2016a): Energy Technology Perspectives 2016</i>	70
3.3.3 <i>Greenpeace International et al. (2015): Energy [R]evolution</i>	76
3.3.4 <i>World Energy Council (2016): World Energy Scenarios 2016</i>	80

3.4	Ergebnisse zu den Technologien aus internationalen Studien und Szenarien	85
3.4.1	<i>Technologiekennwerte in den Studien und Szenarien</i>	85
3.4.2	<i>Vergleich von Technologiekennwerten und –annahmen der Studien und Szenarien</i>	112
3.5	Technologieüberblick	119
4	Expertengespräche	122
4.1	Ergebnisse aus den Workshops	122
4.2	Befragung der Forschungsnetzwerke des BMWi	123
5	Expertenreview	126
6	Ableitung von Innovationslücken	129
	Literaturverzeichnis	136

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

AMS	Aktuelle-Maßnahmen-Szenario
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	erneuerbare Energien
EEV	Endenergieverbrauch
FEE	fluktuierende erneuerbare Energien
KS	Klimaschutzszenario
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
n. a.	nicht angegeben
NEP Strom	Netzentwicklungsplan Strom
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
p. a.	per annum (pro Jahr)
PEV	Primärenergieverbrauch
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PV	Photovoltaik
REMod-D	Regenerative Energien Modell – Deutschland
StE	Stromerzeugung
StV	Stromverbrauch
THG	Treibhausgas
THGND	Treibhausgasneutrales Deutschland

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
° C	Grad Celsius
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
J	Joule
MJ	Megajoule
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
Mt	Megatonnen, 1.000.000 Tonnen
MWh	Megawattstunden
PJ	Petajoule
SKE	Steinkohleeinheiten
t	Tonnen
toe	Tonnen Öl-Äquivalent
TWh	Terawattstunden (elektrisch)
TWhth	Terawattstunden (thermisch)

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1	Auswahl der nationalen Studien und Szenarien -----	14
Tabelle 3-2	Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte in den DLR-Langfristszenarien -----	16
Tabelle 3-3	Brennstoff- und CO ₂ -Preisannahmen in den DLR-Langfristszenarien -----	16
Tabelle 3-4	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 2011 A -----	17
Tabelle 3-5	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 2011 A' -----	18
Tabelle 3-6	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 2011 B -----	18
Tabelle 3-7	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 2011 C -----	19
Tabelle 3-8	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 2011 THG95 -----	19
Tabelle 3-9	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios THGND2050 -----	21
Tabelle 3-10	Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte sowie Brennstoff- und CO ₂ - Preisannahmen des Prognos-Zielszenarios -----	23
Tabelle 3-11	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Prognos-Zielszenarios -----	24
Tabelle 3-12	Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte und Brennstoffpreisannahmen des sektorübergreifenden Zielszenarios von IWES -----	25
Tabelle 3-13	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des sektorübergreifenden Zielszenarios von IWES -----	26
Tabelle 3-14	Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte sowie Brennstoff- und CO ₂ - Preisannahmen im Klimaschutzszenario 2050 des Öko-Instituts -----	28
Tabelle 3-15	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios KS 80 -----	30
Tabelle 3-16	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios KS 95 -----	31
Tabelle 3-17	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios REMod-D 2050 -----	32
Tabelle 3-18	Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte sowie Brennstoff- und CO ₂ - Preisannahmen im Szenariorahmen der Bundesnetzagentur -----	34
Tabelle 3-19	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios A -----	35
Tabelle 3-20	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios B -----	36
Tabelle 3-21	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios C -----	36
Tabelle 3-22	Technologiekennwerte im Szenario 2011 A von DLR -----	42
Tabelle 3-23	Technologiekennwerte im Szenario 2011 THG95 von DLR -----	44
Tabelle 3-24	Technologiekennwerte im Zielszenario von Prognos -----	46
Tabelle 3-25	Technologiekennwerte im sektorübergreifenden Zielszenario vom IWES -----	47
Tabelle 3-26	Technologiekennwerte im Szenario KS 80 von Öko-Institut -----	48
Tabelle 3-27	Technologiekennwerte im Szenario KS 95 von Öko-Institut -----	50
Tabelle 3-28	Technologiekennwerte im Szenario REMod-D von Fraunhofer ISE -----	51
Tabelle 3-29	Technologiekennwerte im Zielszenario der Bundesnetzagentur -----	53
Tabelle 3-30	Auswahl der internationalen Studien und Szenarien -----	65
Tabelle 3-31	Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte sowie Brennstoff-Preisannahmen im World Energy Outlook 2016 -----	68
Tabelle 3-32	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios Current Policies -----	69
Tabelle 3-33	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 450 -----	69
Tabelle 3-34	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 450 -----	70

Tabelle 3-35	Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte sowie Brennstoff-Preisannahmen in den Energy Technology Perspectives 2016 -----	73
Tabelle 3-36	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios Current Policies-----	74
Tabelle 3-37	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 4DS-----	75
Tabelle 3-38	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 2DS-----	76
Tabelle 3-39	Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte sowie Brennstoff-Preisannahmen von Energy [R]evolution -----	78
Tabelle 3-40	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios REF-----	79
Tabelle 3-41	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios E[R]-----	79
Tabelle 3-42	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios AE[R]-----	80
Tabelle 3-43	Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte der World Energy Scenarios 2016-----	82
Tabelle 3-44	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios Hard Rock-----	83
Tabelle 3-45	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios Modern Jazz-----	84
Tabelle 3-46	Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios Unfinished Symphony-----	85
Tabelle 3-47	Technologiekennwerte im Szenario Current Policies-----	87
Tabelle 3-48	Technologiekennwerte im Szenario New Policies-----	89
Tabelle 3-49	Technologiekennwerte im Szenario 450-----	92
Tabelle 3-50	Technologiekennwerte im Szenario 6DS-----	94
Tabelle 3-51	Technologiekennwerte im Szenario 4DS-----	96
Tabelle 3-52	Technologiekennwerte im Szenario 2DS-----	98
Tabelle 3-53	Technologiekennwerte im Referenzszenario von Greenpeace-----	100
Tabelle 3-54	Technologiekennwerte im Szenario Energy [R]evolution-----	103
Tabelle 3-55	Technologiekennwerte im Szenario Advanced Energy [R]evolution -----	105
Tabelle 3-56	Technologiekennwerte im Szenario Modern Jazz-----	108
Tabelle 3-57	Technologiekennwerte im Szenario Unfinished Symphony-----	109
Tabelle 3-58	Technologiekennwerte im Szenario Hard Rock-----	111
Tabelle 3-59	Spezifische Angaben aus den nationalen und internationalen Szenarien zum künftigen Forschungsbedarf bis 2050 -----	119
Tabelle 5-1	Forschungsfragen aus den Expertenreviews-----	126
Tabelle 6-1	Zusammenfassung der Forschungsfragen aus den Technologieberichten in Ergänzung weiterer Fragestellungen aus Szenarien und Expertenreview-----	129

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1 Schematische Darstellung der methodischen Vorgehensweise zur Identifikation von Innovationslücken-----	10
Abbildung 3-1 Vergleich der Primärenergieverbräuche in den betrachteten Szenarien -----	37
Abbildung 3-2 Vergleich der Endenergieverbräuche in den betrachteten Szenarien-----	38
Abbildung 3-3 Vergleich der Bruttostromverbräuche und der Nettostromverbräuche in den betrachteten Szenarien-----	39
Abbildung 3-4 Vergleich der Brennstoffpreisannahmen in den betrachteten Studien -----	40
Abbildung 3-5 Vergleich der CO ₂ -Preisannahmen in den betrachteten Studien -----	41
Abbildung 3-6 Strombereitstellung aus EE-Technologien in den betrachteten Szenarien -----	55
Abbildung 3-7 Wärmebereitstellung aus EE-Technologien in den betrachteten Szenarien-----	57
Abbildung 3-8 Strombereitstellung aus fossilen Kraftwerkstechnologien in den betrachteten Szenarien -----	58
Abbildung 3-9 Strombedarf für Power-to-Gas und Endenergiebedarf für Raumwärme bzw. für Prozesswärme und Stromanwendungen in der Industrie -----	61
Abbildung 3-10 Spannweite der Energiemengen je Technologie in Szenarien mit 80 % THG-Reduktion -----	62
Abbildung 3-11 Spannweite der Energiemengen je Technologie in Szenarien mit 95 % THG Reduktion -----	63
Abbildung 3-12 Installierte Kraftwerksleistung nach Weltregionen im Szenario Current Policies im Jahr 2040 -----	86
Abbildung 3-13 Installierte Kraftwerksleistung nach Weltregionen im Szenario New Policies im Jahr 2040 -----	89
Abbildung 3-14 Installierte Kraftwerksleistung nach Weltregionen im Szenario 450 im Jahr 2040 -----	91
Abbildung 3-15 Installierte Kraftwerksleistung nach Weltregionen im Referenzszenario im Jahr 2050 -----	99
Abbildung 3-16 Installierte Kraftwerksleistung nach Weltregionen im [R]E-Szenario im Jahr 2050 -----	102
Abbildung 3-17 Installierte Kraftwerksleistung nach Weltregionen im A[R]E-Szenario im Jahr 2050 -----	105
Abbildung 3-18 Spannweite der Energiemengen je Technologie in Szenarien mit > 2 °C – Zielen -----	117
Abbildung 3-19 Spannweite der Energiemengen je Technologie in Szenarien mit 95 % THG-Reduktion -----	118
Abbildung 4-1 Art der teilnehmenden Mitglieder aus den Forschungsnetzwerken -----	124
Abbildung 4-2 Gewichtung des künftigen Forschungsbedarfs für die Energiewende aus Sicht der Forschungsnetzwerke des BMWi-----	125

1 Hintergrund und Einordnung in das Forschungsvorhaben

Bei dem vorliegenden Papier handelt es sich um einen Teilbericht im Rahmen des Forschungsprojekts *Technologien für die Energiewende* (kurz: *TF_Energiewende*). Ziel dieses Forschungsprojekts ist es, einen aktuellen Überblick über den Entwicklungsstand, die Perspektiven sowie den notwendigen Forschungsbedarf für unterschiedliche Technologien zu erarbeiten, die für die Energiewende benötigt werden. Im Kern soll herausgestellt werden, welche Weiterentwicklungen von bereits eingesetzten Technologien zur Erreichung der Energiewendeziele benötigt werden, welche ergänzenden bzw. neuen Technologien erforderlich sind und wo sich gegebenenfalls Lücken bei der Technologieentwicklung abzeichnen. Die Ergebnisse gehen in die thematische Ausgestaltung des 7. Energieforschungsprogramms mit ein.

Ebensolche möglichen Lücken bei der Technologieentwicklung sind der zentrale Betrachtungsgegenstand der nachfolgenden *Innovationslückenanalyse*. Mit Hilfe der Innovationslückenanalyse wird ermittelt, für welche Ziele der Energiewende ein ausreichender Abdeckungsgrad durch den Einsatz der heute verfügbaren bzw. in Entwicklung befindlichen Technologien zu erwarten ist und wo vermutlich Lücken zu erwarten sind. Diese Lücken sollen soweit wie möglich spezifiziert und in konkrete Entwicklungsanforderungen für zukünftige neue oder weiterentwickelte Technologien übersetzt werden, welche die Erreichung der Energiewendeziele unterstützen. Der Fokus der Untersuchungen liegt auf der Energiewende in Deutschland, wobei Technologieerfordernisse und -entwicklungen aus dem ausländischen Kontext einbezogen werden. Diese dienen vorrangig einer Bewertung möglicher deutscher Exportpotenziale.

2 Methodische Vorgehensweise

Ansatzpunkt für die Ermittlung möglicher *Innovationslücken* sind die Zieldimensionen für die Energiewende in Deutschland, aus denen sich wiederum Anforderungen an die einzusetzenden Technologien ergeben. Im ersten Schritt werden *Studien und Szenarien* herangezogen, die ein mögliches Zielsystem für die zukünftige deutsche Energieversorgung darstellen. Hierdurch werden Rückschlüsse auf den in den Studien angenommenen Technologiebedarf ermöglicht. Ferner werden Studien und Szenarien betrachtet, die ein mögliches Bild der zukünftigen internationalen Energieversorgung zeichnen, um deutsche Exportpotenziale und mögliche Entwicklungsanforderungen abzuschätzen. In einem weiteren Schritt werden die Ergebnisse aus mehreren im Rahmen des Forschungsvorhabens durchgeführten *Projektworkshops mit Stakeholdern*, aus der eigentlichen *Bewertung der Technologien (Technologieberichte)* sowie aus einer im Rahmen des Projekts durchgeführten *Online-Umfrage* innerhalb der BMWi-Forschungsnetzwerke einbezogen. Hieraus werden weitere Informationen hinsichtlich möglicher Innovationslücken abgeleitet. Das methodische Vorgehen ist in nachfolgender schematischer Abbildung zusammengefasst.

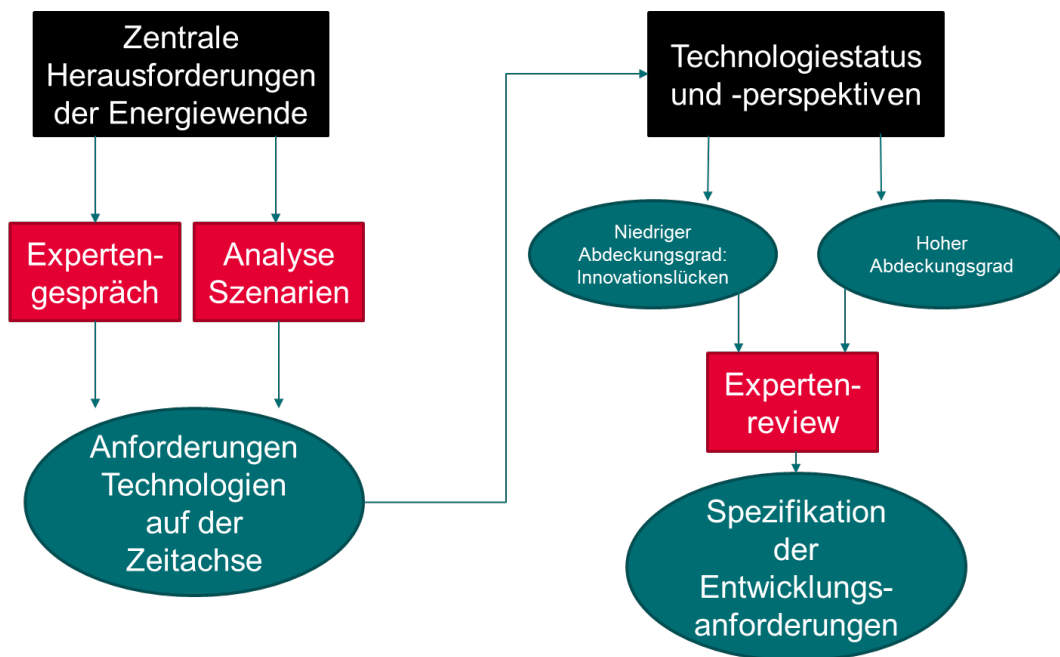


Abbildung 2-1 Schematische Darstellung der methodischen Vorgehensweise zur Identifikation von Innovationslücken

Quelle: IZES

2.1 Zieldimensionen der Energiewende

In ihrem Energiekonzept von 2010 hat die Bundesregierung den grundlegenden Zielkanon der jüngsten Phase der Energiewende definiert (Bundesregierung 2010). Mit dem Klimaschutzplan 2050 wurden erstmals sektorspezifische Zwischenziele für die Treibhausgasminderung bis zum Jahr 2030 ergänzt (BMUB 2016, S. 26f.). Im

fünften Monitoring-Bericht zur Energiewende werden Ziele und Rahmenbedingungen der Energiewende benannt, die der übergeordneten Zielsetzung des Klimaschutzes durch Ausbau der erneuerbaren Energien und Steigerung der Energieeffizienz Rechnung tragen sollen. Diese umfassen (BMWi 2016b, S. 5):

- Versorgungssicherheit,
- Kernenergieausstieg,
- Bezahlbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit,
- Netzausbau,
- Sektorkopplung und Digitalisierung,
- Europäische und internationale Integration,
- Forschung und Innovation sowie
- Investitionen, Wachstum und Beschäftigung.

Zu den zentralen quantitativ formulierten langfristigen Zielsetzungen der Energiewende gehören aktuell (Bundesregierung 2010, S. 4f. und S. 27; BMUB 2016, S. 26):

- eine Senkung der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) um 80 bis 95 % gegenüber dem Niveau von 1990 bis 2050,
- eine Senkung der THG-Emissionen im Energiesektor um 61-62 % gegenüber dem Niveau von 1990 bis 2030,
- eine Senkung des Primärenergieverbrauchs um 50 % gegenüber 2008 bis 2050,
- eine Verminderung des (Brutto-)Stromverbrauchs um 25 % gegenüber 2008 bis 2050,
- eine Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor um 40 % gegenüber 2005,
- eine Senkung des Primärenergieverbrauchs für Gebäude um 80 % gegenüber 2008,
- eine Steigerung der Energieproduktivität auf durchschnittlich 2,1 % p. a. für den Zeitraum 2008-2050,
- eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 60 % bis 2050 sowie
- eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 % bis 2050.

Die Erreichung der benannten Rahmenbedingungen und Zielsetzungen erfordert den Einsatz adäquater Technologien. Zur Identifikation von Innovationslücken wurde daher überprüft, inwiefern die benannten Zielsetzungen durch vorhandene bzw. in Entwicklung befindliche Technologien abgedeckt werden.

2.2 Methodik der Szenarienauswahl

Für eine Einschätzung zu zukünftigen Technologiebedarfen werden zunächst relevante energiewirtschaftliche Zielszenarien für Deutschland sowie Szenarien für das internationale Umfeld herangezogen und in Hinblick auf die eingesetzten Technologien bzw. die unterstellten Technologieannahmen untersucht.

2.2.1 Nationale Ebene

Zur Identifikation möglicher Innovationslücken wurden in einem ersten Schritt energiewirtschaftliche Zielszenarien für die zukünftige Energieversorgung Deutschlands herangezogen. Es wurde eine Vorauswahl nach nachfolgenden Kriterien getroffen:

- Betrachtet wurden ausschließlich Szenarien, die alle Sektoren des Energiesystems einbeziehen, d. h. neben dem Stromsektor auch (Strom-)Anwendungen im Wärme- und Verkehrssektor abdecken.
- Der Zeithorizont der Betrachtung erstreckt sich in allen nationalen Szenarien bis mindestens 2050. Eine Ausnahme hiervon stellen die aktuellen Szenarien der Netzentwicklungsplanung Strom bzw. Gas dar, deren Betrachtungshorizont 2030 bzw. 2035 abschließt. Diese wurden in die Betrachtung aufgenommen, um eine Referenz für die Technologieentwicklung bis 2030 abzubilden.
- In die Analyse einbezogen wurden ausschließlich zielorientierte Szenarien, d. h. solche, die mindestens 80 % Treibhausgasreduktion bis 2050 gegenüber dem Niveau von 1990 erreichen.
- Es wurden lediglich Szenarien aus Studien ausgewählt, die 2012 oder später veröffentlicht wurden, um ein Mindestmaß an Aktualität der energiepolitischen Rahmenbedingungen abzubilden.
- Ein ausreichender Detaillierungsgrad der enthaltenen Kenngrößen stellte eine weitere Voraussetzung für die Aufnahme der Studien und Szenarien dar.

Aus den anhand dieser Auswahl identifizierten Studien und Szenarien wurden die wesentlichen sozioökonomischen und technischen Kennwerte ermittelt und die Energiemengen und installierten Leistungen je betrachtetem Technologiefeld für die Zeitschritte 2020, 2030, 2040 und 2050 erfasst, um letztlich eine Bandbreite der möglichen zukünftigen technologischen Entwicklung darzustellen und technologische Entwicklungsanforderungen abzuleiten.

2.2.2 Internationale Ebene

Neben der Betrachtung energiewirtschaftlicher Zielszenarien für die zukünftige Energieversorgung Deutschlands wurden auch Szenarien für die zukünftige internationale Energieversorgung betrachtet. Für Deutschland als exportorientierte Nation ist es aus Forschungssicht ebenfalls relevant, welche Technologien zusätzlich für die globale Energiewende benötigt werden, um, sofern sie auch den ökologischen Ansprüchen der Bundesregierung genügen, auch hier die Forschung aus wirtschaftlichen Aspekten voranzutreiben. Auch hier wurde eine Vorauswahl anhand nachfolgender Kriterien getroffen:

- In die Betrachtung gingen ausschließlich sektorübergreifende Szenarien ein.
- Der Zeithorizont der Betrachtung erstreckt sich in allen internationalen Szenarien bis mindestens 2040, in einigen Fällen bis 2050 bzw. 2060.
- In die Analyse wurden neben zielorientierten Szenarien auch weniger ambitionierte Szenarien einbezogen. Es wurden also sowohl Szenarien betrachtet, die das Ziel einer Begrenzung der Klimaerwärmung um 2 °C bis Ende des Jahrhunderts erreichen, als auch ambitioniertere Szenarien, welche tendenziell in Richtung des 1,5 °C-Ziels ausgerichtet sind (< 2 °C), sowie weniger ambitionierte Business-As-Usual-Szenarien (BAU) (> 2 °C). Die BAU-Szenarien wurden mit aufgenommen,

da die künftige Entwicklung in den einzelnen Nationen bzw. Weltregionen durchaus unterschiedlich zu einzelnen Szenarienpfaden verlaufen können und im Rahmen der internationalen Szenarien künftige Absatzmärkte betrachtet werden sollen.

- Um eine größtmögliche Aktualität zu gewährleisten und die Ergebnisse der Klimakonferenz COP21 in Paris nach Möglichkeit einzubeziehen, wurden lediglich 2015 oder 2016 veröffentlichte Studien betrachtet.
- Die in den Szenarien enthaltenen Kenngrößen mussten einen ausreichenden Detaillierungsgrad aufweisen, um Eingang in die Betrachtung zu finden.

Aus den anhand dieser Auswahl identifizierten Studien und Szenarien wurden die wesentlichen sozioökonomischen und technischen Kennwerte ermittelt und die Energiemengen und installierten Leistungen je betrachtetem Technologiefeld für die Zeitschritte 2020, 2030, 2040 und gegebenenfalls 2050 bzw. 2060 erfasst, um letztlich eine Bandbreite der möglichen zukünftigen technologischen Entwicklung darzustellen und deutsche Technologieexportpotenziale in den internationalen Kontext einzuordnen.

2.3 Einbezug der Ergebnisse aus der Technologiebewertung sowie aus der Online-Umfrage

Die einzelnen Technologieberichte im Projekt TF_Energiewende, die begleitenden Projektworkshops mit Stakeholdern sowie die Online-Umfrage in den BMWi-Forschungsnetzwerken dienten als weitere Informationsquellen für die Identifikation von *Innovationslücken*. Sofern hier Technologiebedarfe direkt benannt wurden oder implizit aus den Ergebnissen hervorgehen, wurde dies in die Analyse aufgenommen.

3 Ergebnisse aus ausgewählten Studien und Szenarien

3.1 Kurzdarstellung nationaler Studien und Szenarien

Anhand der in Kapitel 2 benannten Kriterien wurden folgende Studien und zielorientierten Szenarien ausgewählt:

Tabelle 3-1 Auswahl der nationalen Studien und Szenarien

Studie	Szenarien
DLR et al. (2012)	2011A, 2011 A', 2011B, 2011C
Prognos et al. (2014)	Zielszenario
UBA (2014)	THGND 2050
Fraunhofer IWES et al. (2015)	Sektorübergreifendes Zielszenario (SÜZS 2050)
Öko-Institut et al. (2015)	KS 80, KS 95
Fraunhofer ISE (2013)	REMod-D 2050
BNetzA (2016)	2030 A, 2030 B, 2035 B, 2030 C

Im nachfolgenden Kapitel sind die benannten Studien und Szenarien mit ihren zentralen sozioökonomischen und energiewirtschaftlichen Kennwerten sowie den wesentlichen Technologieannahmen kurz beschrieben.

3.1.1 DLR et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global

Im März 2012 wurden die von einem Projektkonsortium bestehend aus DLR, Fraunhofer IWES und IfnE erarbeiteten „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ (DLR et al. 2012) veröffentlicht. Auftraggeber der Studie war das Bundesumweltministerium (BMU). Eine wesentliche Motivation der Studie war es, Transformationspfade aufzuzeigen, mit denen die wesentlichen Zielsetzungen des Energiekonzepts der Bundesregierung erreicht werden und aus diesen politische Handlungsempfehlungen abzuleiten.

In der Studie wurden zwei dynamische Optimierungsmodelle miteinander kombiniert, das Modell „REMIX“ des DLR sowie das Modell „Virtuelles Stromversorgungssystem“ des Fraunhofer IWES. Das Modell „REMIX“ legt einen definierten Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes zugrunde und simuliert den internationalen Austausch. Im Rahmen der Studie sind hierbei insbesondere Importe von Strom aus solarthermischen Kraftwerken aus Nordafrika von Relevanz. Das Modell „Virtuelles Stromversorgungssystem“ minimiert als ein rein ökonomisches Modell die Kosten des Dispatchs innerhalb Deutschlands und wählt zunächst die als am kostengünstigsten angenommenen Optionen zur Deckung der Residuallast (zu diesem Abschnitt DLR et al. 2012, S. 159ff.).

Die Studie enthält drei gleichwertige zielorientierte Hauptszenarien, Szenario 2011 A, Szenario 2011 B und Szenario 2011 C, mit denen jeweils eine ca. 80 %ige Reduktion

der energiebedingten Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Emissionsniveau von 1990 erreicht wird. Die Szenarien unterscheiden sich maßgeblich hinsichtlich der Annahmen im Verkehrssektor. In einem Szenario 2011 A' wurde das 25 %ige Stromverbrauchsreduktionsziel nur auf konventionelle Verbraucher angewendet, d. h. nicht auf Wärmepumpen und Elektromobile. Die sonstigen Kennwerte sind mit denen des Szenarios 2011 A übereinstimmend. In einem weiteren Szenario 2011 THG 95 wurde angenommen, dass bis zum Jahr 2060 eine 95 %ige Reduktion der Treibhausgasemissionen erfolgt (DLR et al. 2012, S. 1f.). In allen Szenarien werden die zentralen Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung bis auf das Ziel der Stromverbrauchsreduktion um 25 % bis 2050 erfüllt oder übertroffen. Im Einzelnen zeigen sich folgende Tendenzen:

- **Energieverbräuche und Effizienz:** Der Primärenergieverbrauch (PEV) verringert sich in allen Szenarien bis 2050 in etwa um 50 % gegenüber 2008. Für das Szenario 2011 THG95 wird das Reduktionsziel erst 2060 (über)erfüllt. Der Endenergieverbrauch (EEV) reduziert sich in allen Szenarien gegenüber 2008 um 42-44 % bis 2050. Im Szenario 2011 THG95 sinkt der EEV bis 2060 etwa auf die Hälfte des Wertes aus 2008. Der EEV für Wärme reduziert sich um etwa 46 % gegenüber 2008 und somit stärker als durch das Energiekonzept gefordert. Das EEV-Reduktionsziel von 40 % für den Verkehrssektor wird in allen Szenarien knapp erreicht.
- **Entwicklung des Bruttostromverbrauchs:** Der Bruttostromverbrauch (BruttoStV) nimmt in den Szenarien 2011 A bzw. 2011 C bis 2050 um 7 bzw. 16 % gegenüber 2008 ab. In den Szenarien 2011 A' sowie 2011 B ist der BruttoStV 2050 in etwa auf dem Niveau von 2008. Im Szenario THG95 erreicht der Stromverbrauch durch verstärkte Wasserstoffherzeugung im Rahmen der Sektorkopplung einen Wert von über 1.000 TWh und damit ca. 68 % mehr als 2008. Das 25%ige Stromverbrauchsreduktionsziel des Energiekonzepts wurde auf den Endenergieverbrauch an Strom bezogen (DLR et al. 2012, S. 45) und wird in den Szenarien 2011 A und 2011 B erreicht.
- **Anteil erneuerbarer Energien:** Der Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Stromverbrauch erreicht in allen Szenarien mit Ausnahme von Szenario 2011 THG95 im Jahr 2050 Werte um etwa 85 bis 87 %. Im Szenario 2011 THG95 werden 2060 ca. 93 % EE-Anteil erreicht.
- **Sektorkopplung:** Mit Ausnahme des Szenarios C werden in allen Szenarien signifikante Strommengen zur Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan (in Szenario 2011 B) eingesetzt. Im Jahr 2050 werden jeweils über 100 TWh Strom hierfür aufgewendet, im Szenario 2011 THG95 werden 2050 380 TWh Strom zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt. Power-to-Heat kommt in geringerem Umfang zum Einsatz: 2050 werden weniger als 100 TWh Strom zur Wärmebereitstellung eingesetzt. Solarthermieanlagen stellen jeweils knapp unter 100 TWh_{th} an Wärme bereit, Wärmepumpen jeweils ca. 40 bis 50 TWh_{th}.

Nachfolgende Tabelle 3-2 fasst die zentralen sozioökonomischen Annahmen zusammen: Es wird von einem Bevölkerungsrückgang auf ca. 74 Mio. Personen im Jahr 2050 ausgegangen, wobei die Anzahl an Haushalten auf heutigem Niveau bei etwa 40 Mio. verbleibt. Im Zeitraum von 2010 bis 2050 wird ein durchschnittliches BIP-Wachstum von 1,11 % p. a. unterstellt.

Tabelle 3-2 Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte in den DLR-Langfristszenarien

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2010	2020	2030	2040	2050
Anzahl Haushalte	Mio.	40	41	41	40	40
Bevölkerungszahl	Mio.	82	81	79	76	74
BIP real	Mrd. € ₂₀₀₀	2.187	2.437	2.632	2.868	3.158
BIP-Entwicklung		2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010-2050
Durchschnittliches reales BIP-Wachstum im angegebenen Zeitraum	% p. a.	+1,14	+0,80	+0,90	+1,01	+1,11

Anmerkung: Für das Szenario 2011 THG95 werden für den Zeitschritt 2060 ein weiterer Bevölkerungsrückgang auf ca. 72 Mio. sowie ein BIP von 3.370 Mio. €₂₀₀₀ unterstellt.

Quelle: DLR et al. (2012)

Für die Entwicklung von Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen wurden in der Studie jeweils drei Preispfade hinterlegt, die einen geringen (Preispfad C: „Sehr niedrig“), einen mittleren (Preispfad B: „Mäßig“) und einen starken Preisanstieg (Preispfad A: „Deutlich“) repräsentieren (DLR et al. 2012, S. 49ff.). In Tabelle 3-3 sind die Preisannahmen aufgeführt. Die Preisangaben beziehen sich auf das Jahr 2009. Die Energieeinheiten wurden in Megawattstunden umgerechnet.

Tabelle 3-3 Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen in den DLR-Langfristszenarien

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2010	2020	2030	2040	2050
Grenzübergangspreis Rohöl, mittel	€ ₂₀₀₉ /MWh	38	46	52	59	65
Grenzübergangspreis Rohöl, hoch	€ ₂₀₀₉ /MWh	38	51	62	75	86
Grenzübergangspreis Rohöl, niedrig	€ ₂₀₀₉ /MWh	38	42	46	50	54
Grenzübergangspreis Erdgas, mittel	€ ₂₀₀₉ /MWh	21	25	30	35	38
Grenzübergangspreis Erdgas, hoch	€ ₂₀₀₉ /MWh	21	29	38	46	54
Grenzübergangspreis Erdgas, niedrig	€ ₂₀₀₉ /MWh	21	22	24	26	29
Grenzübergangspreis Steinkohle, mittel	€ ₂₀₀₉ /MWh	10	14	18	21	23
Grenzübergangspreis Steinkohle, hoch	€ ₂₀₀₉ /MWh	10	18	23	28	32
Grenzübergangspreis Steinkohle, niedrig	€ ₂₀₀₉ /MWh	10	12	14	15	17
CO ₂ -Zertifikatspreis, mittel	€ ₂₀₀₉ /t CO ₂	14	23	34	45	57
CO ₂ -Zertifikatspreis, hoch	€ ₂₀₀₉ /t CO ₂	14	27	45	60	75
CO ₂ -Zertifikatspreis, niedrig	€ ₂₀₀₉ /t CO ₂	14	20	26	36	45

Quelle: DLR et al. (2012); eigene Umrechnungen

In Bezug auf die energiewirtschaftlichen Kennwerte, wie beispielsweise Energieverbräuche, liegen Unterschiede zwischen den Szenarien vor, wenngleich diese relativ gering ausfallen, da lediglich die Annahmen zum Verkehrssektor wesentlich voneinander abweichen und die Annahmen zur Strom- und Wärmeversorgung sehr ähnlich sind. Nachfolgend sind die Szenarien mit ihren zentralen Charakteristika kurz dargestellt. Für die Szenarien 2011 A und 2011 THG95 wurden zudem ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte in tabellarischer Form dargestellt. Für die anderen Szenarien wurde aufgrund der verhältnismäßig geringen Abweichungen zum Szenario 2011 A hiervon abgesehen und stattdessen lediglich die zentralen abweichenden Größen dargestellt.

Szenario 2011 A

Beim Szenario 2011 A findet, verglichen mit den anderen Szenarien, ein mittlerer Ausbau der EE zur Stromerzeugung statt. Der Verkehr wird hälftig durch Elektrofahrzeuge und zur anderen Hälfte durch Fahrzeuge mit Biokraftstoffen bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge mit Wasserstoffnutzung abgedeckt. Der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff wird in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) rückverstromt (DLR et al. 2012, S. 2). Nachfolgende Tabelle 3-4 fasst die Entwicklung von energiewirtschaftlichen Kennwerten zusammen.

Tabelle 3-4 **Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 2011 A**

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch	PJ	14.044	11.383	9.287	8.176	7.267
Endenergieverbrauch	PJ	9.060	7.991	6.820	5.992	5.236
Wärmeverbrauch	PJ	5.133	4.447	3.735	3.230	2.790
Bruttostromverbrauch	TWh	604	564	548	562	574
Nettostromverbrauch	TWh	506	460	446	461	474
Nettostromverbrauch für Wasserstoffherzeugung	TWh	0	0	23	65	110
Bruttostromerzeugung	TWh	622	564	548	562	574
Bruttostromerzeugung EE	TWh	103	235	351	434	489
EE-Anteil am BruttoStV	%	17,1	41,6	64,0	77,2	85,2
Nettostromerzeugung	TWh	584	526	513	529	544
(energiebedingte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	779	521	365	259	154
(energiebedingte) THG-Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	943	644	466	337	229

Quelle: DLR et al. (2012); eigene Berechnungen und Umrechnungen

Szenario 2011 A'

In einer Szenariovariante 2011 A' wird aufgrund der nach Einschätzung der Autoren in der Vergangenheit eher verhaltenen Erfolge im Bereich Energieeffizienz davon ausgegangen, dass das 25 % Stromverbrauchsreduktionsziel nur in Bezug auf die konventionellen Verbraucher erreicht wird, d. h. ohne Berücksichtigung von Elektromobilität und Wärmepumpen (DLR et al. 2012, S. 16). Der Endenergieverbrauch an Strom, auf den das Reduktionsziel bezogen wurde, verringert sich daher um 15 statt um 25 % bis 2050. Insgesamt bleibt der gesamte Bruttostromverbrauch hierdurch annähernd unverändert. Nachfolgende Tabelle 3-5 fasst die Entwicklung der von Szenario 2011 A wesentlich abweichenden energiewirtschaftlichen Kennwerte zusammen.

Tabelle 3-5 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 2011 A'

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2010	2020	2030	2040	2050
Bruttostromverbrauch	TWh	604	571	564	590	626
Nettostromverbrauch	TWh	506	467	462	489	526

Quelle: DLR et al. (2012); eigene Berechnungen und Umrechnungen

Szenario 2011 B

Im Unterschied zum Szenario 2011 A wird in 2011 B angenommen, dass der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff in einem weiteren Schritt zu EE-Methan umgewandelt wird. Der Verkehrssektor weist entsprechend eine hohe Durchdringung mit Gasfahrzeugen auf. Ein Teil des synthetisch erzeugten Gases wird in KWK-Anlagen zurückverstromt (DLR et al. 2012, S. 2). Da der zusätzliche Umwandlungsschritt zu Methan erneut verlustbehaftet ist, tritt verglichen mit den anderen Szenarien der Studie der höchste Bruttostromverbrauch auf. Nachfolgende Tabelle 3-6 fasst die Entwicklung von energiewirtschaftlichen Kennwerten zusammen, die wesentlich von denen in Szenario 2011 A abweichen.

Tabelle 3-6 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 2011 B

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2010	2020	2030	2040	2050
Bruttostromverbrauch	TWh	604	564	561	584	612
Nettostromverbrauch	TWh	506	460	459	483	512
Nettostromverbrauch für Wasserstoffherzeugung und Methanisierung	TWh	0	0	36	87	148

Quelle: DLR et al. (2012); eigene Berechnungen und Umrechnungen

Szenario 2011 C

Im Szenario 2011 C wird angenommen, dass der Verkehr vollständig über Elektrofahrzeuge abgedeckt wird. Es werden nur sehr geringe Mengen an regenerativem Wasserstoff erzeugt (DLR et al. 2012, S. 2). Durch die höhere Effizienz der direkten Stromnutzung fallen Primär- und Endenergieverbrauch sowie Bruttostromverbrauch verglichen mit den anderen Szenarien der Studie am geringsten aus. Nachfolgende Tabelle 3-7 fasst die Entwicklung derjenigen energiewirtschaftlichen Kennwerte zusammen, die sich von den Kennwerten in Szenario 2011 A deutlich unterscheiden.

Tabelle 3-7 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 2011 C

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2010	2020	2030	2040	2050
Bruttostromverbrauch	TWh	604	576	555	538	522
Nettostromverbrauch	TWh	506	472	453	437	422
Nettostromverbrauch für Wasserstoffherzeugung	TWh	0	0	0	0	21

Quelle: DLR et al. (2012); eigene Berechnungen und Umrechnungen

Szenario 2011 THG95

Dem Szenario 2011 THG95 liegt die Annahme zugrunde, dass eine 95 %ige Treibhausgasreduktion im Energiesektor bis zum Jahr 2060 erreicht wird, was eine annähernd regenerative Vollversorgung bedingt (DLR et al. 2012, S. 16). Nachfolgende Tabelle 3-8 fasst die Entwicklung von energiewirtschaftlichen Kennwerten zusammen.

Tabelle 3-8 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 2011 THG95

Kennwert	Einheit	Ausprägung					
		2010	2020	2030	2040	2050	2060
Primärenergieverbrauch	PJ	14.044	11.404	9.319	8.091	7.271	7.025
Endenergieverbrauch	PJ	9.060	7.947	6.708	5.857	5.173	4.734
Wärmeverbrauch	PJ	5.133	4.447	3.735	3.230	2.790	2.560
Bruttostromverbrauch	TWh	604	583	625	693	827	1.040
Nettostromverbrauch	TWh	506	479	523	592	727	941
Nettostromverbrauch für Wasserstoffherzeugung und Methanisierung	TWh	0	0	23	70	180	380
Bruttostromerzeugung	TWh	622	583	625	693	827	1.040
Bruttostromerzeugung EE	TWh	103	239	394	547	744	968

Kennwert	Einheit	Ausprägung					
		2010	2020	2030	2040	2050	2060
EE-Anteil am BruttoStV	%	17,1	41,0	63,0	78,9	90,0	93,1
Nettostromerzeugung	TWh	584	545	590	660	797	1.013
(energiebedingte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ - Äquivalent	779	518	354	208	90	10
(energiebedingte) THG-Emissionen	Mio. t CO ₂ - Äquivalent	943	641	455	296	165	82

Quelle: DLR et al. (2012); eigene Berechnungen und Umrechnungen

3.1.2 UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050

Im Unterschied zu den sonstigen in diesem Kapitel betrachteten Studien soll in der Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“, die im April 2014 vom UBA veröffentlicht wurde, die technische Machbarkeit eines annähernd treibhausgasneutralen Wirtschaftssystems in Deutschland im Jahr 2050 aufgezeigt werden. Der Transformationspfad hin zu dem Zielsystem wird ebenso wie mögliche Differenzkosten des Zielsystems nicht betrachtet (UBA 2014, S. 2).

Somit wird im Unterschied zu den anderen Studien keine ökonomische Optimierung bzw. Modellierung vorgenommen, sondern die Treibhausgasminderungsbeiträge und Energiebedarfe der Sektoren werden disaggregiert betrachtet und zu einem Zielsystem zusammengefügt, das eine 95 %ige Treibhausgasminderung über alle Wirtschaftssektoren hinweg erreicht. Dieses Zielsystem wird im Folgenden als Szenario „THGND2050“ bezeichnet. Um eine entsprechende THG-Reduktion zu erreichen, wird von einer vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems ausgegangen (UBA 2014, S. 29f.), bei der folglich regenerative Energien 100 % der benötigten Primärenergie zur Verfügung stellen (UBA 2014, S. 314).

Folgende Tendenzen sind für das Szenario THGND2050 erkennbar:

- **Energieverbräuche und Effizienz:** Der verbleibende Primärenergiebedarf weist mit ca. 3.000 TWh (10.800 PJ) beinahe eine vergleichbare Größenordnung mit heutigem Niveau auf, wird aber vollständig durch strombasierte Anwendungen abgedeckt. Energieverbrauchssenkungen werden durch hohe Verluste bei der Erzeugung von synthetischen Kraft- und Brennstoffen, wie insbesondere Wasserstoff oder Methan, sowie durch Übertragungsverluste beinahe vollständig kompensiert (UBA 2014, S. 75ff.). Die Zielsetzung der Bundesregierung zur Primärenergieverbrauchsreduktion wird folglich verfehlt. Wegen des Imports von Strom bzw. synthetischen Kraft- und Brennstoffen werden Importabhängigkeiten in heutigem Umfang von den Studienautoren als realistisch eingeschätzt (UBA 2014, S. 91).
- **Entwicklung des Bruttostromverbrauchs:** Im Szenario THGND2050 sind letztlich alle energetischen Anwendungen strombasiert. Der Nettostromverbrauch für die direkte Stromnutzung beläuft sich auf ca. 472TWh (UBA 2014, S. 82). Wie hoch letztlich der inländische Bruttostromverbrauch ausfällt und welche Anteile an

Strom bzw. synthetischen Kraftstoffen aus dem Ausland importiert werden, wird in der Studie nicht aufgeschlüsselt.

- Anteil erneuerbarer Energien: Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch erreicht 100 %.
- Sektorkopplung: Im Szenario THGND2050 kommen in hohem Maße Sektorkopplungsanwendungen zum Einsatz, da letztlich alle Anwendungen strombasiert erfolgen. Ca. 1.100 TWh Strom werden zur Herstellung von Methan als Brennstoffersatz benötigt und weitere 900 bis 1.200 TWh zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe, sodass von einer benötigten Nettostromerzeugung zwischen 2.600 und 2.850 TWh ausgegangen wird (UBA 2014, S. 84f.).

In der Studie werden ein Bevölkerungsrückgang auf ca. 72 Mio. Personen im Jahr 2050 sowie ein durchschnittliches BIP-Wachstum von 0,7 % p. a. im Zeitraum 2010 bis 2050 unterstellt (UBA 2014, S. 29). Die Annahmen zur Wirtschaftsentwicklung fallen damit etwas verhaltener aus als bei den anderen in diesem Kapitel betrachteten Studien.

Tabelle 3-9 **Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios THGND2050**

Kennwert	Einheit	Ausprägung	
		2010	2050
Primärenergieverbrauch	PJ	14.217	10.800
Endenergieverbrauch	PJ	9.310	5.779
Wärmeverbrauch	PJ	4.817	722
Bruttostromverbrauch (Inland + Importe)	TWh	633	3.000
Nettostromverbrauch (Inland + Importe)	TWh	527	1.605
Nettostromverbrauch für Wasserstoffherzeugung sowie synthetische Kraft- und Brennstoffe	TWh	0	1.140
EE-Anteil am BruttoStV	%	17,1	100
(energiebedingte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	779	0
Gesamte THG-Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	943	60

Anmerkung: Daten für 2010 entnommen aus BMWi-Energiedaten

Quelle: UBA (2014); BMWi (2016a); eigene Berechnungen und Umrechnungen

Da die Kosten der Energieversorgung nicht Betrachtungsgegenstand der UBA-Studie sind, sind auch keine Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen hinterlegt. In nachfolgender Tabelle 3-9 sind energiewirtschaftliche Kennwerte für das Szenario THGND2050 dargestellt, welches bereits zu Beginn dieses Kapitels charakterisiert wurde. Neben den dargestellten Kennwerten finden sich in der Studie detaillierte Einschätzungen zu Treibhausgasminderungs- und Energieeffizienzpotenzialen in der Industrie (UBA 2014, S. 117ff.) sowie in den weiteren Sektoren Verkehr (UBA 2014,

S. 92ff.), Abfall und Abwasser (UBA 2014, S. 225ff.), Landwirtschaft (UBA 2014, S. 236ff.) sowie Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) (UBA 2014, S. 296ff.).

3.1.3 Prognos et al. (2014): Entwicklung der Energiemärkte

Im Auftrag des BMWi hat ein Projektkonsortium bestehend aus Prognos, EWI und GWS die Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ erstellt. Im Juni 2014 wurde der Endbericht der Studie veröffentlicht. Im Vordergrund standen die Entwicklung einer aus Sicht der Autoren wahrscheinlichen zukünftigen Entwicklung des Energiesystems sowie die Gegenüberstellung eines Zielsystems, anhand dessen Entwicklungsdefizite aufgezeigt werden.

Zur Prognose- bzw. Szenarienentwicklung kommen ein sektoral differenziertes Bottom-up-Simulationsmodell für die Nachfrage sowie ein ökonomisches Optimierungsmodell für den Strommarkt zum Einsatz (Prognos et al. 2014, S. 520). Erarbeitet wird damit einerseits eine (bedingte) Prognose der Entwicklung der Energiemärkte (Energiereferenzprognose) und andererseits ein kombiniertes Ereignis- und Instrumentenszenario (Trendszenario) sowie ein Zielszenario. Die Prognose und die beiden Szenarien sind nachfolgend näher beschrieben: Zum einen wird in der Energiereferenzprognose die aus Sicht der Autoren wahrscheinlichste Entwicklung des deutschen Energiesystems bis 2030 dargestellt („Business as Usual“), die an das Eintreten der getroffenen Rahmenannahmen gebunden ist. Diese Entwicklung wird im sogenannten Trendszenario bis 2050 fortgeschrieben. Zum anderen beschreibt das Zielszenario einen Entwicklungspfad bis 2050 in dem die wesentlichen Zielsetzungen des Energiekonzepts der Bundesregierung (Bundesregierung 2010) erreicht werden (Prognos et al. 2014, S. 39ff.). Hierzu zählt beispielsweise eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 % bis 2050 gegenüber dem Niveau von 1990. Diese wird in Bezug auf die Emissionen des Energiesektors erreicht. Knapp nicht erfüllt wird dagegen das 25 %ige Stromverbrauchsreduktionsziel.

Da im Rahmen der Innovationslückenanalyse im nationalen Kontext lediglich zielorientierte Szenarien betrachtet werden sollen, beschränken sich die Ausführungen im Folgetext auf das Zielszenario. Dieses zeigt folgende Tendenzen:

- **Energieverbräuche und Effizienz:** Der Primärenergieverbrauch verringert sich bis 2050 in etwa um 52 % gegenüber 2008. Der Endenergieverbrauch reduziert sich gegenüber 2008 um ca. 42 % bis 2050. Der EEV für Wärme nimmt um etwa 43 % gegenüber 2008 ab und somit etwas schwächer als bei DLR et al. (2012). Das EEV-Reduktionsziel von 40 % für den Verkehrssektor wird nur knapp erreicht.
- **Entwicklung des Bruttostromverbrauchs:** Der Bruttostromverbrauch nimmt um etwa 23 % gegenüber 2008 auf einen Wert von unter 500 TWh ab. Damit ergibt sich beim Bruttostromverbrauch verglichen mit den anderen in der Innovationslückenanalyse betrachteten Szenarien der niedrigste Wert.¹

¹ Dies lässt nicht den Schluss zu, dass im Zielszenario von Prognos et al. (2014) die höchsten Effizienzanstrengungen vorliegen. In den anderen in diesem Kapitel betrachteten Szenarien wird in Bezug auf den konventionellen Stromverbrauch eine ähnliche Reduktion erzielt, die aber durch zusätzlichen Verbrauch im Rahmen von Sektorkopplungsanwendungen kompensiert (z. B. Hauptszenarien bei DLR et al. 2012 und KS80 bei Öko-Institut et al. 2015) und teilweise sogar überkompensiert wird (z. B. THGND2050 bei UBA 2014 und KS 95 bei Öko-Institut et al. 2015).

- **Anteil erneuerbarer Energien:** Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch erreicht im Jahr 2050 etwa 79 %. Die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist verglichen mit den anderen in diesem Kapitel betrachteten Szenarien am geringsten und beträgt 375 TWh im Jahr 2050 (Prognos et al. 2014, S. 294).
- **Sektorkopplung:** Im Zielszenario werden keine synthetischen Kraft- bzw. Brennstoffe erzeugt. Der Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung aus Solarthermie und Wärmepumpen beträgt 135 TWh im Jahr 2050.

In Tabelle 3-10 sind wesentliche sozioökonomische Annahmen sowie die Annahmen zur Entwicklung von Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen enthalten: Im Jahr 2050 wird eine Bevölkerung von 73 Mio. Personen unterstellt, wobei die Anzahl an Haushalten auf heutigem Niveau bei etwa 40 Mio. verbleibt. Für den Zeitraum von 2010 bis 2050 ergibt sich ein durchschnittliches BIP-Wachstum von 1,26 %. Alle in der Tabelle aufgeführten Brennstoff- und CO₂-Preisangaben beziehen sich auf das Jahr 2011.

Tabelle 3-10 Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte sowie Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen des Prognos-Zielszenarios

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2011	2020	2030	2040	2050
Sozioökonomische Kennwerte		2011	2020	2030	2040	2050
Anzahl Haushalte	Mio.	40	41	41	40	40
Bevölkerungszahl	Mio.	80	79	78	76	73
BIP real	Mrd. € ₂₀₀₅	2.452	2.688	3.031	3.343	3.655
BIP-Entwicklung		2011-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010-2050
Durchschnittliches reales BIP-Wachstum im angegebene-nen Zeitraum	% p. a.	+1,07	+1,28	+1,03	+0,93	+1,26
Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen		2011	2020	2030	2040	2050
Grenzübergangspreis Rohöl	€ ₂₀₁₁ /t	593	697	780	834	891
Grenzübergangspreis Erdgas	€ ₂₀₁₁ /MWh	23	30	31	33	33
Grenzübergangspreis Kraftwerkssteinkohle	€ ₂₀₁₁ /t SKE	107	107	118	129	137
Braunkohlepreis	€ ₂₀₁₁ /MWh	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
CO ₂ -Zertifikatspreis	€ ₂₀₁₁ /t CO ₂	14	23	34	45	57

Anmerkung: Die Kosten der Braunkohleförderung sind mit 0,4 €/GJ und als maßgeblich für den Kraftwerkseinsatz angegeben (Prognos et al. 2014, S. 419f.).

Quelle: Prognos et al. (2014); eigene Umrechnungen

Da das Zielszenario bereits eingangs in seinen wesentlichen Zügen charakterisiert wurde, sind in nachfolgender Tabelle 3-11 ergänzend energiewirtschaftlichen Kennwerte des Szenarios aufgeführt.

Tabelle 3-11 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Prognos-Zielszenarios

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2011	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch	PJ	13.599	11.340	9.444	7.998	6.891
Endenergieverbrauch	PJ	8.881	7.949	6.917	6.049	5.345
Wärmeverbrauch	PJ	4.860	4.389	3.801	3.305	2.930
Bruttostromverbrauch	TWh	603	553	509	483	475
Nettostromverbrauch	TWh	521	487	459	439	424
Nettostromverbrauch für Wasserstoffherzeugung	TWh	0	0	0	0	0
Bruttostromerzeugung	TWh	609	576	516	466	459
Bruttostromerzeugung EE	TWh	124	254	314	323	375
EE-Anteil am BruttoStV	%	20,6	45,9	61,7	66,9	78,9
Nettostromerzeugung	TWh	560	549	497	452	444
(energiebedingte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	742	561	427	292	191
(energiebedingte) THG-Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	751	568	434	297	196

Quelle: Prognos et al. (2014); eigene Berechnungen

3.1.4 Fraunhofer IWES et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr

Im September 2015 wurde die Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ veröffentlicht, die von einem Projektkonsortium, bestehend aus Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, ifeu sowie Stiftung Umweltenergierecht angefertigt wurde. Auftraggeber des Projekts war das BMWi. Der Fokus der Studie lag auf einem sektorübergreifenden Betrachtungsansatz, d. h. auf der Interaktion der Sektoren, Strom, Wärme/Kälte und Verkehr bei steigenden EE-Anteilen und europäischer Integration. Ferner wurden Roadmaps für den Verkehrs- und Wärmesektor erarbeitet, welche ein kostenoptimiertes Zielszenario unterstützen (Fraunhofer IWES et al. 2015, S. 12). Zum Teil werden Kennwerte für die Entwicklungsschritte 2025 und 2035 benannt. Der Transformationspfad zu dem Energiesystem 2050 wird jedoch nicht im Detail aufgeschlüsselt.

Mithilfe eines sektorübergreifenden techno-ökonomischen Fundamentalmodells wurden der vollkostenminimale Kraftwerkseinsatz sowie der optimale Zubau von Kapazitäten bestimmt. Basierend auf einem optimalen Verkehrs- und Biomasseszenario wurden ein optimiertes Strom- und Wärmeszenario für Europa entwickelt und zu einem sektorübergreifenden Gesamtbild für Deutschland zusammengefasst (Fraunhofer IWES et al. 2015, S. 27ff.), das im Folgenden als sektorübergreifendes Zielszenario bezeichnet wird. Durch die Einbettung in ein europäisches Gesamtsystem wird zur Erreichung einer 80 %igen Treibhausgasreduzierung in Europa im Ergebnis eine THG-Emissionsreduktion von ca. 86 % in Deutschland benötigt (Fraun-

hofer IWES et al. 2015, S. 12). Enthalten sind neben dem kostenoptimalen Zielsystem Sensitivitätsbetrachtungen für einige Kenngrößen, unterschiedliche Varianten beispielsweise bei der Wärmedämmung von Gebäuden sowie verschiedene Biomassenutzungsstrategien. Das sektorübergreifende Zielszenario lässt sich wie folgt charakterisieren:

- **Energieverbräuche und Effizienz:** Der Endenergieverbrauch für Wärme reduziert sich deutlich um ca. 60 % gegenüber dem Wert von 2008 auf etwas mehr als 2.000 PJ (Fraunhofer IWES et al. 2015, S. 142ff.; eigene Berechnungen).
- **Entwicklung des Bruttostromverbrauchs:** Gegenüber 2008 steigt der Bruttostromverbrauch um ca. 28 % auf fast 800 TWh im Jahr 2050 an (Fraunhofer IWES et al. 2015, S. 193) und erreicht damit ein vergleichbares Niveau mit dem Bruttostromverbrauch im Szenario KS 95 aus Öko-Institut et al. (2015). Maßgeblich für den Anstieg des Verbrauchs sind Sektorkopplungsanwendungen. So werden etwa 31 TWh Strom für Power-to-Gas eingesetzt.
- **Anteil erneuerbarer Energien:** 2050 wird ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von etwa 87 % erreicht. Die Bruttostromerzeugung aus EE beläuft sich auf knapp unter 500 TWh und erreicht somit eine mit dem Szenario KS 80 aus Öko-Institut et al. (2015) vergleichbare Größenordnung. Verglichen mit den anderen nationalen Szenarien sind sowohl die installierte PV-Leitung mit ca. 200 GW (Fraunhofer IWES et al. 2015, S. 84) als auch die Stromerzeugung aus PV mit fast 190 TWh (Fraunhofer IWES et al. 2015, S. 193) am höchsten.
- **Sektorkopplung:** Die Sektorkopplung spielt für das sektorübergreifende Zielszenario eine charakterisierende Rolle. Ca. 31 TWh Strom werden für Power-to-Gas aufgewendet und etwa 191 TWh für Power-to-Heat in Form von Industrieanwendungen, Wärmepumpen oder Klimatisierungsanwendungen.

Tabelle 3-12 Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte und Brennstoffpreisannahmen des sektorübergreifenden Zielszenarios von IWES

Kennwert	Einheit	Ausprägung		
		2010	2050	
Sozioökonomische Kennwerte		2010	2050	
Bevölkerungszahl	Mio.	83	72	
BIP real	Mrd. € ₂₀₁₀	2.496	3.402	
BIP-Entwicklung		2010-2050		
Durchschnittliches reales BIP-Wachstum im angegebenen Zeitraum	% p. a.	+0,91		
Brennstoffpreisannahmen		Mrd. €₂₀₁₀	2010	2050
Rohölpreis frei Kraftwerk	€ ₂₀₁₀ /MWh	56	107	
Erdgaspreis frei Kraftwerk	€ ₂₀₁₀ /MWh	23	51	

Anmerkung: Die Brennstoffpreise frei Kraftwerk sind nicht direkt mit den Grenzübergangspreisen der anderen nationalen Studien vergleichbar, da zusätzlich zum Grenzübergangspreis der Binnenlandtransport der Energieträger eingepreist ist.

Quelle: Fraunhofer IWES et al. (2015)

Der Studie liegt das in obiger Tabelle 3-12 aufgeführte sozioökonomische Annahmegerüst zu Grunde, das dem Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ (1. Modellierungsrunde) entlehnt wurde: Bis 2050 wird ein Bevölkerungsrückgang auf ca. 75 Mio. Personen erwartet. Für den Zeitraum von 2010 bis 2050 ergibt sich ein durchschnittliches reales BIP-Wachstum von 0,91 % p. a. Die Preisentwicklung wurde ebenfalls dem Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ entlehnt (1. Modellierungsrunde) und ist ebenfalls in Tabelle 3-12 zusammengestellt. Alle Preisangaben beziehen sich auf das Jahr 2010.

Nachfolgende Tabelle 3-13 stellt ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte für das sektorübergreifende Zielszenario dar, das bereits zuvor charakterisiert wurde.

Tabelle 3-13 **Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des sektorübergreifenden Zielszenarios von IWES**

Kennwert	Einheit	Ausprägung	
		2010	2050
Wärmeverbrauch	PJ	4.817	2.077
Bruttostromverbrauch	TWh	615	793
Nettostromverbrauch	TWh	527	748
Nettostromverbrauch für Power-to-Gas	TWh	0	31
Nettostromverbrauch für Power-to-Heat (Industrie, Wärmepumpen, Kälte)	TWh	90	191
EE-Anteil am BruttoStV	%	17,1	86,5
Gesamte THG-Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	943	≈ 130

Anmerkung: Daten für 2010 entnommen aus BMWi-Energiedaten; Emissionsbudget für 2050 aus Diagramm abgelesen (Fraunhofer IWES et al. 2015, S. 37)

Quelle: Fraunhofer IWES et al. (2015); BMWi (2016a); eigene Berechnungen

3.1.5 Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050: 2. Endbericht

Das Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ wird von Öko-Institut und Fraunhofer ISI im Auftrag des BMUB bearbeitet. Die im Rahmen des Projekts erstellten Szenarien werden regelmäßig aktualisiert und weiterentwickelt und sollen aufzeigen, wo Handlungsbedarfe zur Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele der Bundesregierung existieren. Der letzte zum Zeitpunkt der Bearbeitung dieser Innovationslückenanalyse vorliegende Datenstand waren die Ergebnisse der 2. Modellierungsrunde, die im zugehörigen Endbericht vom Dezember 2015 veröffentlicht wurden. Nachfolgende Charakterisierung der enthaltenen zielorientierten Szenarien bezieht sich durchgängig auf die Ergebnisse der 2. Modellierungsrunde. Diese grenzt sich von der 1. Modellierungsrunde insbesondere dadurch ab, dass das ambitioniertere der beiden zielorientierten Szenarien eine Treibhausgasminderung von 95 % gegenüber 1990 statt 90 % bis 2050 vorsieht. Ferner wurde das nachhaltig zur Verfügung stehende Biomassepotenzial deutlich geringer angenommen (Öko-Institut et al. 2016, S. 10f.) und

im ambitionierteren Klimaschutzszenario Carbon Capture and Storage (CCS) in geringerem Umfang eingesetzt (Öko-Institut et al. 2016, S. 25).

Zur Quantifizierung der Treibhausgasbeiträge wurden für die unterschiedlichen Sektoren unterschiedliche methodische Ansätze sowie Modelle gewählt (Öko-Institut et al. 2015, S. 34ff.):

- Für Wärmebedarf im Gebäudesektor kam das Modell „ERNSTL/EE-Lab/INVERT“ des Fraunhofer ISI zum Einsatz.
- Die THG-Emissionen und Energiebedarfe der Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie Haushalte wurden mit dem Modell „FORECAST“ abgeschätzt.
- Für den Verkehrssektor kamen die Modelle „TEMPS“ des Öko-Institut sowie „ASTRA-D“ des Fraunhofer ISI zum Einsatz.
- Die fossile und regenerative Stromerzeugung wurde mit den Modellen „ELIAS/PowerFlex“ des Öko-Instituts sowie dem Modell „PowerACE“ des Fraunhofer ISI ermittelt.
- Die Ergebnisse wurden im Integrationsmodell des Öko-Instituts zusammengeführt, mithilfe dessen der Primärenergieverbrauch sowie der Energieeinsatz in anderen Sektoren und damit letztlich die Treibhausgasemissionen ermittelt wurden.

Die Studie enthält drei Szenarien: Das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012) (AMS (2012)), das Klimaschutzszenario 80 (KS 80) sowie das Klimaschutzszenario 95 (KS 95). Das AMS (2012) ist ein „Business-As-Usual“-Szenario, das auf den bis Ende 2012 getroffenen Maßnahmen basiert (Öko-Institut et al. 2015, S. 33). Deshalb wird es an dieser Stelle nicht weiter berücksichtigt. Die beiden zielorientierten Szenarien KS 80 und KS 95 unterscheiden sich hinsichtlich der erzielten Treibhausgasreduktion von 80 % respektive 95 % bis 2050 gegenüber dem Niveau von 1990 (Öko-Institut et al. 2015, S. 33). Folgende Tendenzen lassen sich erkennen:

- Energieverbräuche und Effizienz: im Szenario KS 80 verringert sich der Primärenergieverbrauch um etwa 55 % gegenüber 2008, im Szenario KS 95 um etwa 59 %. Der Endenergieverbrauch nimmt um 41 % bzw. 52 % gegenüber 2008 ab. Das EEV-Minderungsziel von 40 % für den Verkehrssektor wird in KS 80 knapp erreicht und in KS 95 mit ca. 54 % EEV-Minderung deutlich überschritten.
- Entwicklung des Bruttostromverbrauchs: Im Szenario KS 80 erreicht der Bruttostromverbrauch 2050 ein mit dem Jahr 2008 vergleichbares Niveau. Im Szenario KS 95 liegt der Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 um etwa 27 % über dem Wert von 2008, da Effizienzanstrengungen durch zusätzlichen Verbrauch für Sektorkopplungsanwendungen überkompensiert werden. Mit ca. 782 TWh liegt der Bruttostromverbrauch knapp unter dem in Fraunhofer IWES et al. (2015) ermittelten Wert. Zur Wasserstoffherzeugung werden 157 TWh Strom eingesetzt (Öko-Institut et al. 2015, S. 262). Verglichen mit anderen nationalen Szenarien weist die Windstromerzeugung (onshore und offshore) mit ca. 570 TWh (netto) 2050 im Szenario KS 95 den größten Wert auf (Öko-Institut et al. 2015, S. 277).
- Anteil erneuerbarer Energien: Der Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Bruttostromverbrauch beträgt im Jahr 2050 83 % im Szenario KS 80 und 95 % im

Szenario KS 95. Somit ist in KS 95 für das Jahr 2050 annähernd eine regenerative Vollversorgung gegeben.

- **Sektorkopplung:** Im Szenario KS 80 werden 57 TWh und im KS 95 67 TWh Betriebsstrom in Wärmepumpen und Solarthermie zur Wärmebereitstellung in Gebäuden eingesetzt (Öko-Institut et al. 2015, S. 127, 2015, S. 129). Der direkte Stromverbrauch für Elektromobilität beträgt im Szenario KS 80 78 TWh und in KS 95 82 TWh im Jahr 2050. Im Szenario KS 80 wird kein synthetischer Wasserstoff erzeugt. Im Szenario KS 95 wird 2050 in relevantem Umfang Wasserstoff erzeugt: 157 TWh werden hierfür aufgewendet (Öko-Institut et al. 2015, S. 262).

Das sozioökonomische Annahmegerüst sowie die unterstellten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise sind nachfolgender Tabelle 3-14 zu entnehmen.

Tabelle 3-14 Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte sowie Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen im Klimaschutzszenario 2050 des Öko-Instituts

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2010	2020	2030	2040	2050
Sozioökonomische Kennwerte						
Anzahl Haushalte	Mio.	40	40	41	41	40
Bevölkerungszahl	Mio.	81	79	78	76	74
BIP real	Mrd. € ₂₀₀₅	2.496	2.752	3.009	3.209	3.402
BIP-Entwicklung		2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010-2050
Durchschnittliches reales BIP-Wachstum im angegebenen Zeitraum	% p. a.	+1,03	+0,93	+0,66	+0,60	+0,91
Brennstoffpreisannahmen		2015	2020	2030	2040	2050
Grenzübergangspreis Rohöl	€ ₂₀₁₀ /MWh	593	697	780	834	891
Grenzübergangspreis Erdgas	€ ₂₀₁₀ /MWh	23	30	31	33	33
Grenzübergangspreis Kraftwerkssteinkohle	€ ₂₀₁₀ /t SKE	107	107	118	129	137
Braunkohlepreis	€ ₂₀₁₀ /MWh	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
CO₂-Preisannahmen						
CO ₂ -Zertifikatspreis AMS (2012)	€ ₂₀₁₀ /t CO ₂	15	14	30	40	50
CO ₂ -Zertifikatspreis KS 80	€ ₂₀₁₀ /t CO ₂	15	23	50	90	130
CO ₂ -Zertifikatspreis KS 95	€ ₂₀₁₀ /t CO ₂	15	30	87	143	200

Anmerkung: Die Studienautoren erwarten, dass die tatsächlichen Preise unterhalb der angegebenen Werte liegen, da Überschussmengen aus dem Emissionshandelssystem nicht berücksichtigt werden konnten (Öko-Institut et al. 2015, S. 100ff.).

Quelle: Öko-Institut et al. (2015); eigene Umrechnungen

Wie in den anderen Studien wird ein Bevölkerungsrückgang bei annähernd gleicher Haushaltsanzahl unterstellt. Im Durchschnitt wird ein Wachstum des realen BIP um 0,91 % p. a. erreicht. Die in der Tabelle aufgeführten Preisangaben sind in Werten von 2010 angegeben. Für die CO₂-Preise sind drei separate Entwicklungspfade hinterlegt, die den angenommenen Preisverlauf für das jeweilige Szenario repräsentieren und mit höheren THG-Minderungszielen ansteigen (Öko-Institut et al. 2015, S. 100ff.).

Durch unterschiedliche klimapolitische Ambitionsniveaus unterscheiden sich die Szenarien KS 80 und KS 95 in Bezug auf die energiewirtschaftlichen Kennwerte. Insbesondere liegen Unterschiede im Bereich Energieeffizienz und Stromverbrauch bzw. Sektorkopplung vor, wie bereits eingangs angedeutet. Nachfolgend sind die Szenarien mit ihren zentralen Charakteristika und energiewirtschaftlichen Kennwerten kurz dargestellt.

KS 80

Im KS 80 wird 2050 eine 80 %ige Treibhausgasminderung gegenüber dem Niveau von 1990 über alle Sektoren hinweg erreicht. In allen Sektoren werden Effizienzfortschritte erzielt, wie beispielsweise eine Erhöhung der Sanierungsrate im Gebäudebereich auf durchschnittlich 2,6 % p. a. (Öko-Institut et al. 2015, S. 116) oder eine Verringerung des Endenergiebedarfs in der Industrie um 27 % durch Ersparnis von Strom und Brennstoffen (Öko-Institut et al. 2015, S. 173). Verglichen mit KS 95 finden jedoch weniger starke Effizienzanstrengungen statt. Nachfolgende Beispiele verdeutlichen dies:

- Der Verbrauch bei Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Klimatisierung reduziert sich, verglichen mit dem Niveau von 2010 in KS 80, um 21 % gegenüber 34 % bei KS 95 (Öko-Institut et al. 2015, S. 143).
- Der Endenergieverbrauch im Gebäudebereich nimmt um 58 % im Vergleich zu 2010 ab. In KS 95 werden 66 % Reduktion erreicht (Öko-Institut et al. 2015, S. 127).
- Der Endenergieverbrauch in der Industrie verringert sich um 27 % gegenüber 2010. In KS 95 beträgt die Verbrauchsreduktion 40 % des Wertes aus 2010 (Öko-Institut et al. 2015, S. 173).

Power-to-Gas hat ebenso wie CCS keine Relevanz im Szenario KS 80. Der Strombedarf für Elektromobilität erreicht durch eine hohe Durchdringung mit Elektrofahrzeugen (ca. 30 Mio. batterieelektrische Fahrzeuge, Plug-in-Hybridfahrzeuge sowie Fahrzeuge mit Range Extendern) mit 78 TWh 2050 (Öko-Institut et al. 2015, S. 262) im Studienvergleich einen tendenziell hohen Wert. Nachfolgende Tabelle 3-15 fasst einige energiewirtschaftliche Kennwerte zusammen.

Tabelle 3-15 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios KS 80

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch	PJ	13.298	11.228	8.840	7.408	6.534
Endenergieverbrauch	PJ	9.317	8.141	7.019	6.072	5.427
Bruttostromverbrauch	TWh	615	556	533	570	614
Nettostromverbrauch	TWh	593	527	514	558	609
Nettostromverbrauch für Wasserstoffherzeugung	TWh	0	0	0	0	0
Bruttostromerzeugung	TWh	633	593	533	526	553
Bruttostromerzeugung EE	TWh	100	245	318	390	510
EE-Anteil am BruttoStV	%	15,8	41,3	59,7	74,1	92,2
Nettostromerzeugung	TWh	593	563	521	511	540
(gesamte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	826	633	457	286	154
(gesamte) THG-Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	986	776	578	395	252

Quelle: Öko-Institut et al. (2015)

KS 95

Das Szenario KS 95 führt zu einer 95 %igen Treibhausgasminderung gegenüber dem Niveau von 1990 über alle Sektoren hinweg. Verglichen mit anderen Szenarien finden sehr starke Effizienzanstrengungen statt, die zur Erreichung der Klimaschutzziele als erforderlich eingeschätzt werden (Öko-Institut et al. 2015, S. 431). Die Stromerzeugung 2050 fußt vollständig auf erneuerbaren Energien. Gegenüber dem Szenario KS 80 sind wesentlich höhere installierte Leistungen und Stromerzeugungsmengen aus Windenergie erforderlich (Öko-Institut et al. 2015, S. 431f.):

- Bei der Windenergie werden in KS 95 50 GW Wind onshore und 45 GW Wind offshore angenommen (Öko-Institut et al. 2015, S. 260), die 390 bzw. 180 TWh Strom erzeugen (Öko-Institut et al. 2015, S. 277).
- Im Szenario KS 80 werden dagegen 85 GW Wind onshore und 32 GW Wind offshore angenommen (Öko-Institut et al. 2015, S. 260), die 221 bzw. 122 TWh Strom erzeugen (Öko-Institut et al. 2015, S. 272).

Im Unterschied zu KS 80 kommt die Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan (Power-to-Gas, PtG) sowie synthetischen flüssigen Kraft- und Brennstoffen (Power-to-Liquid, PtL) im Jahr 2050 in signifikantem Ausmaß zum Einsatz und die entsprechenden Anwendungen weisen einen Strombedarf von 157 TWh auf (Öko-Institut et al. 2015, S. 262). Hierzu sind im Jahr 2050 30 GW Anlagen zur Wasserstoffherstellung und 50 GW Anlagen zur Methanherzeugung installiert (Öko-Institut et al. 2015, S. 263). CCS wird zur Abscheidung von CO₂ in Industrieprozessen, wie der Erzeugung von Rohstahl oder Zement, im Umfang von 41 Mt CO₂ eingesetzt (Öko-Institut

et al. 2015, S. 430). Die wesentlichen energiewirtschaftlichen Kennwerte des Szenarios KS 95 sind Tabelle 3-16 zu entnehmen.

Tabelle 3-16 **Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios KS 95**

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch	PJ	13.298	10.418	7.792	6.689	5.936
Endenergieverbrauch	PJ	9.317	7.785	6.245	5.031	4.359
Bruttostromverbrauch	TWh	615	527	503	671	782
Nettostromverbrauch	TWh	593	503	492	661	779
Nettostromverbrauch für Wasserstoffherzeugung	TWh	n. a.	n. a.	n. a.	n. a.	157
Bruttostromerzeugung	TWh	633	527	481	624	776
Bruttostromerzeugung EE	TWh	100	231	328	503	744
EE-Anteil am BruttoStV	%	15,8	43,8	68,2	80,6	95,9
Nettostromerzeugung	TWh	593	502	468	610	764
(gesamte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	826	574	332	156	27
(gesamte) THG-Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	936	692	408	208	59

Anmerkung: Abkürzung n. a.: nicht angegeben

Quelle: Öko-Institut et al. (2015)

3.1.6 Fraunhofer ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050

Die Studie „Energiesystem Deutschland 2050“ wurde im November 2013 vom Fraunhofer ISE veröffentlicht. Ziel der Studie ist die Entwicklung eines kostenoptimalen Energiesystems, mit dem das Mindestziel einer Treibhausgasreduktion um 80 % gegenüber 1990 bis 2050 erreicht wird (Fraunhofer ISE 2013, S. 5). Der Transformationspfad hin zu diesem System wird nicht betrachtet.

In der Studie wurde das Modell „REMod-D“ des Fraunhofer ISE eingesetzt. Dieses wurde gegenüber der Vorgängerstudie, in der ausschließlich Strom und Wärme betrachtet wurden, um die Sektoren Verkehr und Industrieprozesse² erweitert. Konventionelle Kraftwerkstypen wurden en bloc und nicht kraftwerksscharf abgebildet. Zielstellung war die Modellierung eines kostenoptimalen Systems, in dem eine Treibhausgasreduktion zwischen 80 % und 95 % gegenüber 1990 erreicht wird (Fraunhofer ISE 2013, S. 5ff.). Daneben wurden in einer Sensitivitätsbetrachtung die Effekte einer veränderten Treibhausgasreduktion gegenüber den 81 % im kostenoptimalen System untersucht: Im Ergebnis zeigte sich hier insbesondere ein verstärkter Einsatz

² Für brennstoffbefeuerte Industrieprozesse wurde ein pauschalisierter Ansatz gewählt (Fraunhofer ISE 2013, S. 12).

von synthetischem Gas bei mehr als 85 % THG-Minderung (Fraunhofer ISE 2013, S. 22 und 37).

Das im Folgenden als „REMod-D 2050“ bezeichnete kostenminimale Szenario lässt sich wie folgt charakterisieren:

- **Energieverbräuche und Effizienz:** Gegenüber dem Referenzjahr 2008 reduziert sich der Primärenergieverbrauch um etwa 56 %. Der Endenergieverbrauch sinkt gegenüber 2008 um ca. 47 %. Der Wärmeverbrauch bzw. die Wärmebereitstellung sinken deutlich um ca. 70 % gegenüber 2008 auf einen Wert von unter 1.600 PJ (Fraunhofer ISE 2013, S. 25).
- **Entwicklung des Bruttostromverbrauchs:** Der Bruttostromverbrauch ist zwar nicht explizit angegeben, jedoch wird ein Nettostromverbrauch von etwa 600 TWh und somit oberhalb des heutigen Niveaus benannt (Fraunhofer ISE 2013, S. 24).
- **Anteil erneuerbarer Energien:** Aufgrund der fehlenden Angabe zum Bruttostromverbrauch kann der EE-Anteil am BruttoStV nicht angegeben werden. Der EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung beträgt ca. 78 %, wobei mit knapp unter 500 TWh EE-Stromerzeugung eine ähnliche Größenordnung wie im Szenario KS 80 aus Öko-Institut et al. (2015) erreicht wird.
- **Sektorkopplung:** Sektorkopplungsanwendungen spielen eine bedeutende Rolle in REMod-D 2050. Während die klassische Last auf ca. 375 TWh abnimmt, werden 69 TWh Strom für Wärmeanwendungen (elektrische Wärmepumpen und Heizstäbe) eingesetzt und 158 TWh Strom im Verkehrssektor, wovon 55 TWh auf direkten Strombezug für Elektromobile entfallen und 103 TWh auf synthetische Wasserstofferzeugung.

Tabelle 3-17 **Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios REMod-D 2050**

Kennwert	Einheit	Ausprägung	
		2010	2050
Primärenergieverbrauch	PJ	13.183	6.300
Endenergieverbrauch	PJ	9.058	4.860
Wärmeverbrauch	PJ	4.817	1.566
Nettostromverbrauch	TWh	516	602
Nettostromverbrauch für Power-to-Gas	TWh	0	103
Nettostromverbrauch für Power-to-Heat (Industrie, Wärmepumpen, Kälte)	TWh	n. a.	69
EE-Anteil am BruttoStV	%	17,1	77,7
(energiebedingte)CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	714	189

Anmerkungen: Abkürzung n. a.: nicht angegeben; Daten für 2010 entnommen aus BMWi-Energiedaten

Quelle: Fraunhofer ISE (2013); BMWi (2016a); eigene Berechnungen

In der Studie selbst sind keine Annahmen zu sozioökonomischen Kenngrößen bzw. Brennstoffpreisen hinterlegt. Es wird angenommen, dass sich das sozioökonomische Annahmegerüst vergleichbar mit den anderen in diesem Kapitel betrachteten Szenarien gestaltet. Wesentliche energiewirtschaftliche Kennwerte sind der obigen Tabelle 3-17 zu entnehmen.

3.1.7 BNetzA (2016): Genehmigung des Szenariorahmens zur Netzentwicklungsplanung Strom

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erstellen – seit der EnWG-Novelle 2015 – im zweijährlichen Rhythmus einen Netzentwicklungsplan Strom (NEP Strom) sowie einen Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP)³, aus denen die Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarfe hervorgehen, welche die ÜNB als notwendig identifizieren. Vorab ist die Erstellung eines Szenariorahmens erforderlich, der insbesondere Annahmen zu den installierten Leistungen je Energieträger enthält und – ggf. in modifizierter Form – durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) zu genehmigen ist. Zuletzt wurde der Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne 2017-2030 durch die BNetzA genehmigt. Die Ausführungen in diesem Kapitel beziehen sich auf diesen genehmigten Szenariorahmen (BNetzA 2016b), der im Juni 2016 veröffentlicht wurde.

Der Szenariorahmen betrachtet ausschließlich die Stromnachfrage und –erzeugung in den Jahren 2030 und 2035. Berücksichtigt werden dabei auch neue Verbraucher wie Elektromobilität, Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anwendungen. Der Einfluss von P-Batteriespeichern und DSM-Maßnahmen wird ebenfalls aufgenommen. Angaben zu Primärenergieverbrauch oder sektorspezifischem Energieverbrauch sind nicht vorhanden.

Es werden 3 Szenarien für 2030 betrachtet: Szenario A, welches nur einen moderaten Zubau an neuen Technologien bei nur geringen Innovationsgrad unterstellt, Szenario B, welches die Transformation durch eine Vielzahl unterschiedlicher Maßnahmen und Technologien vorantreibt und Szenario C, welches eine beschleunigte Energiewende unter intensiver Nutzung neuer Technologien sowie Vernetzungen der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr unterstellt. Für den vergleichsweise mittleren Pfad Szenario B wird zudem der Betrachtungshorizont bis 2035 erweitert. (BNetzA 2016b, S. 18ff.)

- Entwicklung des Bruttostromverbrauchs: Der Bruttostromverbrauch wird in Szenario A mit rd. 570 TWh, in Szenario B (auch für das Jahr 2035) mit Zunahme von Elektromobilität rd. 600 TWh und in Szenario C aufgrund weitergehender Elektrifizierung im Wärme und Verkehrssektor von rd. 630 TWh ausgegangen. Gegenüber 2008 sind dies Einsparungen von 11 % in A, 9,4 % in B und nicht ganz 2 % in C. (BNetzA 2016b, S. 147)
- Anteil erneuerbarer Energien: beträgt in Szenario A im Jahr 2030 49,2 %, in B (2030) 50,9 % bzw. in B (2035) 57,5 % und in C 52,5 %. (BNetzA 2016b, S. 149)
- Sektorkopplung: Sektorkopplungsanwendungen spielen in den Szenarien B und C zunehmend eine Rolle. Während in Szenario A in 2030 noch 1,1 Millionen Wär-

³ Der O-NEP wird 2017 zum letzten Mal erstellt und anschließend durch den Flächenentwicklungsplan abgelöst

mepumpen unterstellt werden, sind es in Szenario C 4,1 Millionen. Im Vergleich der beiden Szenarien steigt die Nachfrage von Elektrofahrzeugen von 1 Mio. in Szenario A auf 6 Mio. in Szenario C. Die installierte Leistung von Power-to-Gas-Anlagen umfasst 1 GW in Szenario A bis zu 2 GW in den Szenarien B (2035) und C. (BNetzA 2016b, S. 4) Angaben zu den spezifischen Stromverbräuchen werden nicht gemacht.

Das sozioökonomische Annahmegerüst sowie die unterstellten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise sind nachfolgender Tabelle 3-18 zu entnehmen. Angaben zu Haushalten und Bevölkerung sind nicht ausgewiesen, werden aber nach Angaben im Bericht verwendet. Im Durchschnitt wird ein Wachstum des realen BIP um 0,9 % p. a. erreicht.

Durch unterschiedliche Ausprägungen im Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Entwicklung neuer Stromverbraucher unterscheiden sich die Szenarien in Bezug auf die energiewirtschaftlichen Kennwerte. Nachfolgend sind die Szenarien mit ihren zentralen Charakteristika und energiewirtschaftlichen Kennwerten kurz dargestellt.

Szenario A 2030 zeigt sich durch eine nur mäßige Geschwindigkeit bei der Umsetzung der Energiewende aus. Es werden günstige Rahmenbedingungen für Kohlekraftwerke unterstellt, die Integration von flexiblen Gaskraftwerken findet nur in geringen Umfang statt. Der Zubau von EE orientiert sich eher am unteren Rand. Der Anteil dezentraler, verbrauchsnahe Stromerzeugung ist sehr gering, entsprechend spielen Prosumer-Modelle in Verbindung mit Speichern nur eine untergeordnete Rolle. Ebenso hat Elektromobilität wie auch elektrische Wärmeanwendungen einen geringen Stellenwert. Für Lastmanagement ist nur ein geringes Potenzial vorhanden. (BNetzA 2016a, S. 19)

Tabelle 3-18 Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte sowie Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen im Szenariorahmen der Bundesnetzagentur

Kennwert	Einheit	Ausprägung			
		2014	Szenario A 2030	Szenario B 2030/35	Szenario C 2030
Sozioökonomische Kennwerte					
Anzahl Haushalte	Mio.			k.A.	
Bevölkerungszahl	Mio.			k.A.	
BIP real	Mrd. € ₂₀₁₂	2.647		3.126	
BIP-Entwicklung			2012-2030	2012-2030	2012-2030
Durchschnittliches reales BIP-Wachstum im angegebenen Zeitraum (BNetzA 2016a, S. 77)	% p. a.		0,9	0,9	0,9
Brennstoffpreisannahmen		2014	2020	2030	2040
Rohöl	€ ₂₀₁₄ /t	533	714	621	662
Erdgas	€ ₂₀₁₄ /MWh	24	32	29	30

Kennwert	Einheit	Ausprägung			
		2014	Szenario A 2030	Szenario B 2030/35	Szenario C 2030
Sozioökonomische Kennwerte					
Kraftwerkssteinkohle	€ ₂₀₁₄ /t SKE	59	86	77	79
Braunkohlepreis	€ ₂₀₁₄ /MWh	3,1	3,1	3,1	3,1
CO₂-Preisannahmen		2014	2020	2030	2040
CO ₂ -Zertifikatspreis AMS (2012)	€ ₂₀₁₄ /t CO ₂	7	23	28	33

Quelle: BNetzA (2016b); eigene Umrechnungen

Tabelle 3-19 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios A

Kennwert	Einheit	Ausprägung	
		2015	2030
Nettostromverbrauch	TWh	532	517
Nettostromverbrauch für Power-to-Heat (Wärmepumpen)	TWh	n. a.	26
EE-Anteil am BruttoStV	%	n. a.	49,2
kraftwerksparkbedingte CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	n. a.	n. a.

Anmerkungen: Abkürzung n. a.: nicht angegeben

Quelle: BNetzA (2016b); eigene Berechnungen

Bereits dynamischer wird die Transformation in **Szenario B** vorangetrieben. Im Vergleich zu Szenario A werden die EE verstärkt ausgebaut und mit fossilen Energieträgern betriebene Kraftwerke zurückgebaut. Alte Anlagen werden flexibilisiert oder durch neue ersetzt. Wärmeanwendungen werden zunehmend in Richtung Strom verschoben und auch die Elektromobilität findet mehr Zulauf. Zugleich können aber auch Effizienzpotenziale gehoben und dem Anstieg des Stromverbrauchs durch die Sektorkopplung entgegnet werden. Für 2030 wird ein vergleichsweise hohes DSM-Potenzial unterstellt, wobei auch Aufdach-PV in Verbindung mit Speichern eine wichtige Rolle spielen. (BNetzA 2016a, S. 19)

Tabelle 3-20 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios B

Kennwert	Einheit	Ausprägung		
		2015	2030	2035
Nettostromverbrauch	TWh	532	547	247
Nettostromverbrauch für Power-to-Heat (Wärmepumpe)	TWh	n. a.	26	29
EE-Anteil am BruttoStV	%	n. a.	50,9	57,5
Kraftwerksparkbedingte CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	n. a.	165	137

Anmerkungen: Abkürzung n. a.: nicht angegeben

Quelle: BNetzA (2016b); eigene Berechnungen

Szenario C 2030 kann den größten Ausbau an EE vorweisen und der Beitrag verbrauchsnahe PV-Erzeugungsanlagen nimmt nochmals zu. Die Bedeutung der Kleinstspeicher nimmt zu. Der konventionelle Kraftwerkspark flexibilisiert sich weiter und KWK weist zudem Tendenzen einer Entkopplung von Strom und Wärme auf. Das Lastverschiebungspotenzial wächst auch mit dem zunehmenden Ausbau an Wärmepumpen und einem hohen Absatz an Elektrofahrzeugen weiter an. DSM wird in diesem Szenario zur Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch deutlich intensiver als in den anderen Szenarien eingesetzt. (BNetzA 2016a, S. 21)

Tabelle 3-21 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios C

Kennwert	Einheit	Ausprägung	
		2015	2030
Nettostromverbrauch	TWh	532	577
Nettostromverbrauch für Power-to-Heat	TWh	n. a.	41
EE-Anteil am BruttoStV	%	n. a.	52,5
Kraftwerksparkbedingte CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	n. a.	165

Anmerkungen: Abkürzung n. a.: nicht angegeben

Quelle: BNetzA (2016b); eigene Berechnungen

3.1.8 Vergleich sozioökonomischer und energiewirtschaftlicher Kennwerte der Studien und Szenarien

Die für das Jahr 2050 in den Studien und Szenarien unterstellten Primärenergieverbräuche liegen alle deutlich unterhalb des heutigen Niveaus in einer Größenordnung zwischen etwa 5.940 PJ im Szenario KS 95 aus Öko-Institut et al. (2015) und ca. 7.440 PJ im Szenario 2011 B aus DLR et al. (2012). Eine Ausnahme stellt das Szenario THGND 2050 aus UBA (2014) aufgrund der Umwandlungsverluste mit 10.800 PJ dar. Bei den Endenergieverbräuchen fällt die Streuung für das Jahr 2050

geringer aus.⁴ Alle Szenarien bewegen sich zwischen etwas unter 4.360 PJ im Szenario KS 95 und ca.5.780 PJ im Szenario THGND 2050.

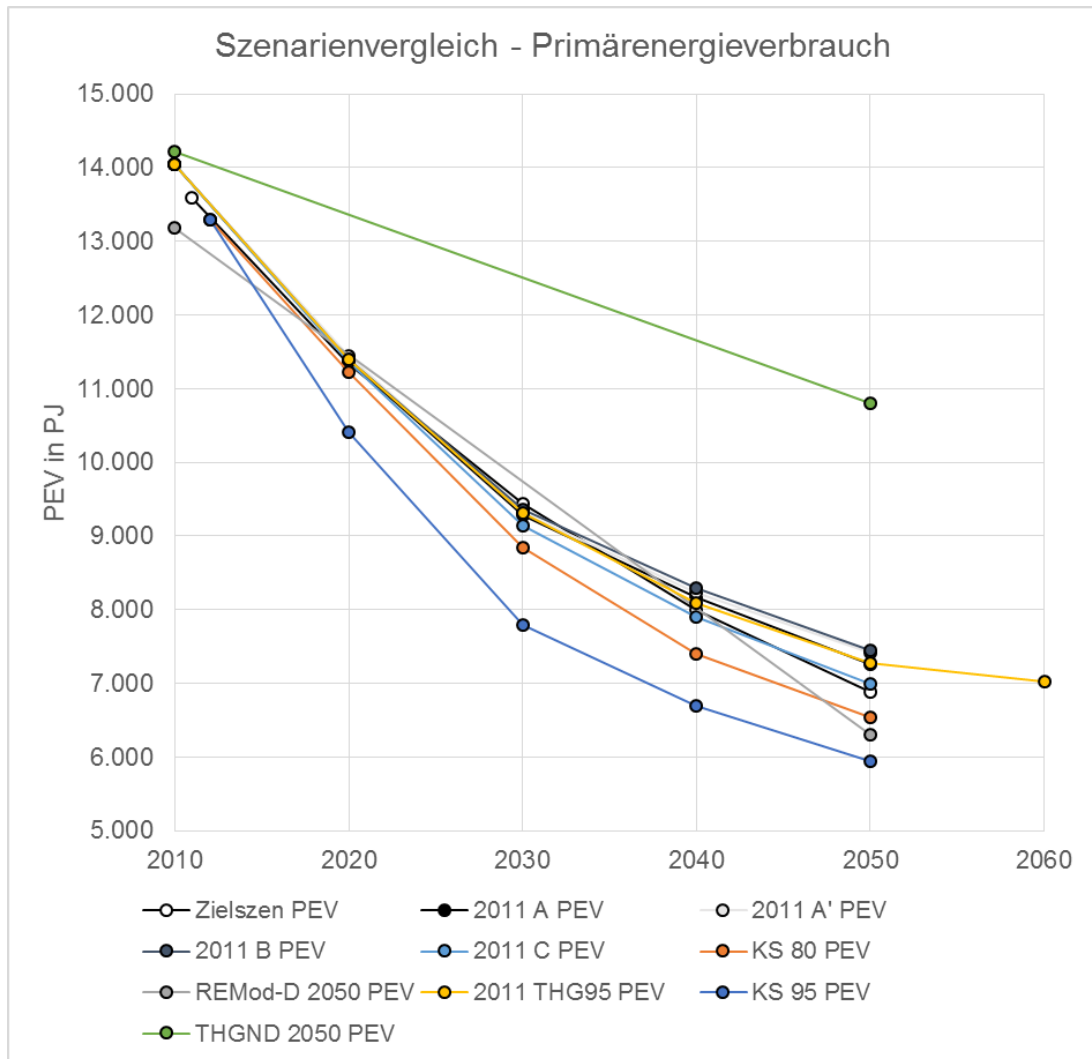


Abbildung 3-1 Vergleich der Primärenergieverbräuche in den betrachteten Szenarien

Anmerkung: Aufgrund des engen Fokus von BNetzA (2016b) auf die Jahre 2030/35 werden diese Szenarien hier nicht betrachtet.

Quelle: IZES; Datenquellen: DLR et al. (2012); Fraunhofer ISE (2013); Fraunhofer IWES et al. (2015); Öko-Institut et al. (2015); Prognos et al. (2014); UBA (2014); BMWi (2016a)

⁴ Die empirische Standardabweichung der Endenergieverbräuche in den Szenarien für 2050 ist mit 523 PJ weniger als halb so groß wie diejenige für die Primärenergieverbräuche mit 1.479 PJ.

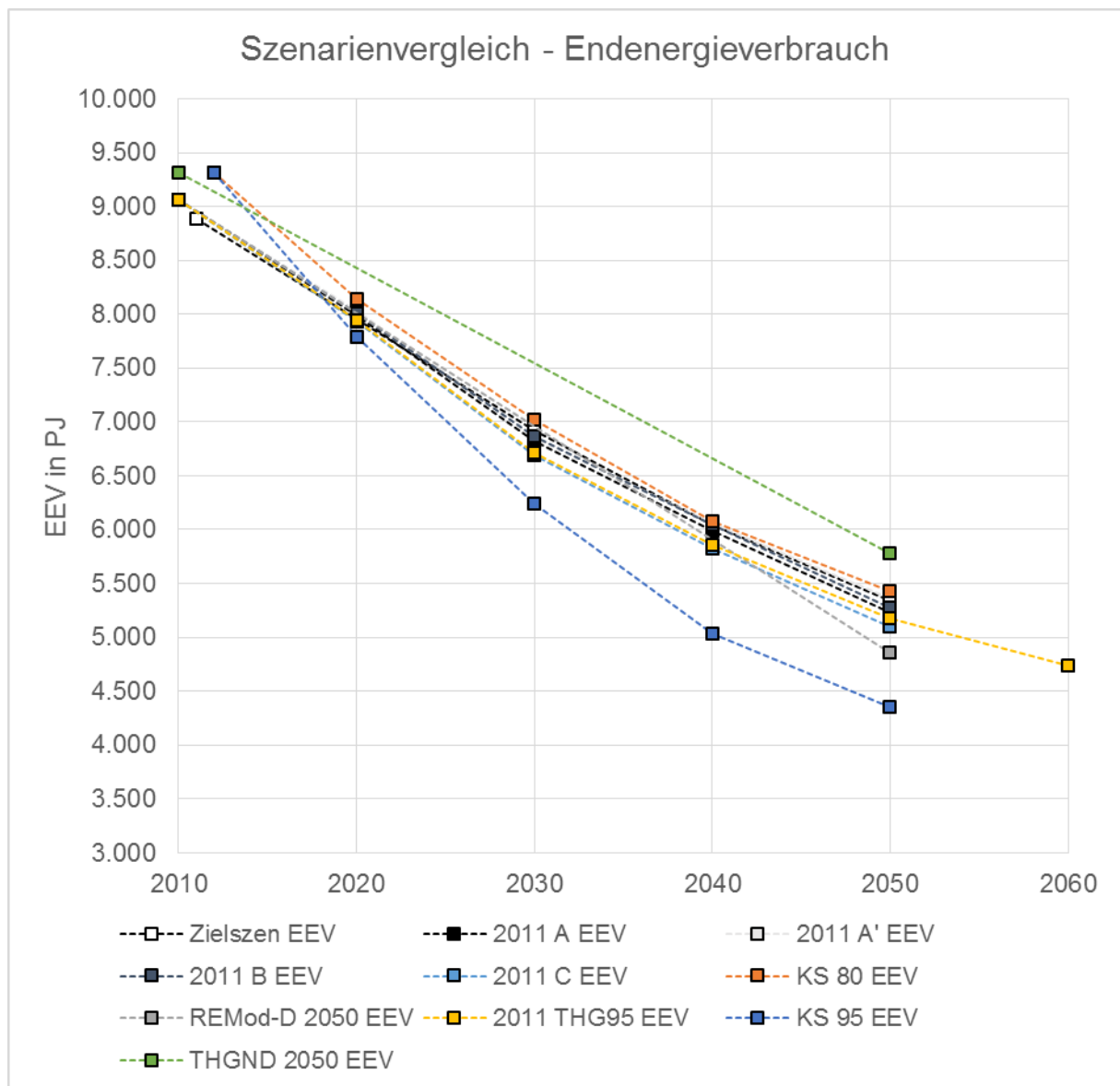


Abbildung 3-2 Vergleich der Endenergieverbräuche in den betrachteten Szenarien

Anmerkung: Aufgrund des engen Fokus von BNetzA (2016b) auf die Jahre 2030/35 werden diese Szenarien hier nicht betrachtet.

Quelle: IZES; Datenquellen: DLR et al. (2012); Fraunhofer ISE (2013); Fraunhofer IWES et al. (2015); Öko-Institut et al. (2015); Prognos et al. (2014); UBA (2014); BMWi (2016a)

Die Annahmen zu den Bruttostromverbräuchen 2050 unterscheiden sich deutlich. Die Annahmen betragen zwischen 475 TWh im Zielszenario aus Prognos et al. (2014) und 827 TWh im Szenario 2011 THG95 aus DLR et al. (2012). Der Wert für THGND 2050 ist nicht dargestellt, dürfte aber deutlich höher ausfallen, da der Primärenergieverbrauch von 3.000 TWh letztlich vollständig durch strombasierte Anwendungen gedeckt wird. Auch bei den Annahmen zu den Nettostromverbräuchen für Power-to-Gas zeigt sich eine große Streuung. Es werden zwischen 0 TWh im Zielszenario und in KS 80 aus Öko-Institut et al. (2015) und 306 TWh im Szenario THGND 2050 zur Erzeugung von synthetischem Wasserstoff bzw. Methan eingesetzt.

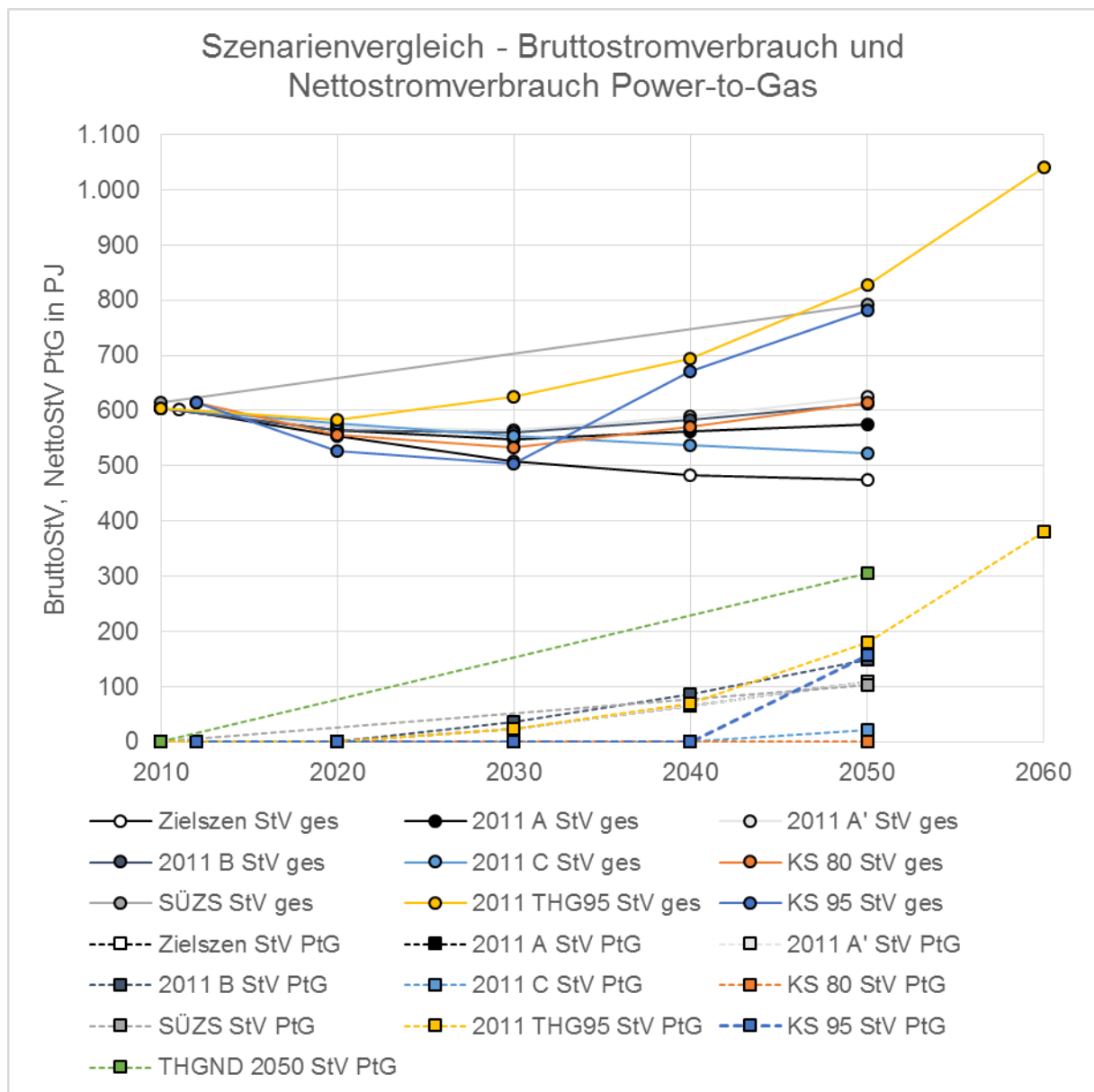


Abbildung 3-3 Vergleich der Bruttostromverbräuche und der Nettostromverbräuche in den betrachteten Szenarien

Anmerkung: Aufgrund des engen Fokus von BNetzA (2016b) auf die Jahre 2030/35 werden diese Szenarien hier nicht betrachtet.

Quelle: IZES; Datenquellen: DLR et al. (2012); Fraunhofer ISE (2013); Fraunhofer IWES et al. (2015); Öko-Institut et al. (2015); Prognos et al. (2014); UBA (2014); BMWi (2016a)

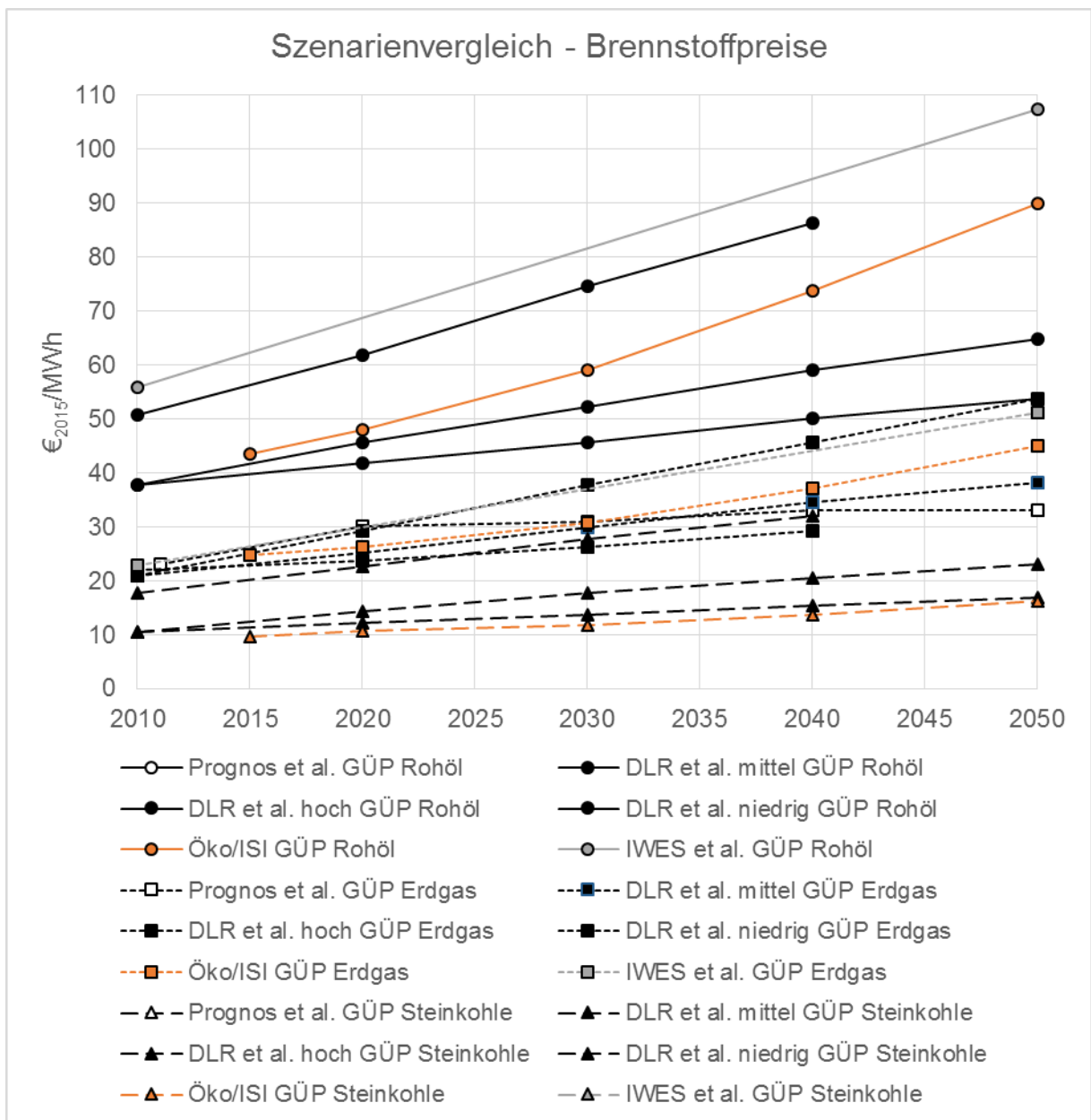


Abbildung 3-4 Vergleich der Brennstoffpreisannahmen in den betrachteten Studien

Anmerkung: Aufgrund des engen Fokus von BNetzA (2016b) auf die Jahre 2030/35 werden diese Szenarien hier nicht betrachtet.

Quelle: IZES; Datenquellen: DLR et al. (2012); Fraunhofer ISE (2013); Fraunhofer IWES et al. (2015); Öko-Institut et al. (2015); Prognos et al. (2014); UBA (2014); BMWi (2016a)

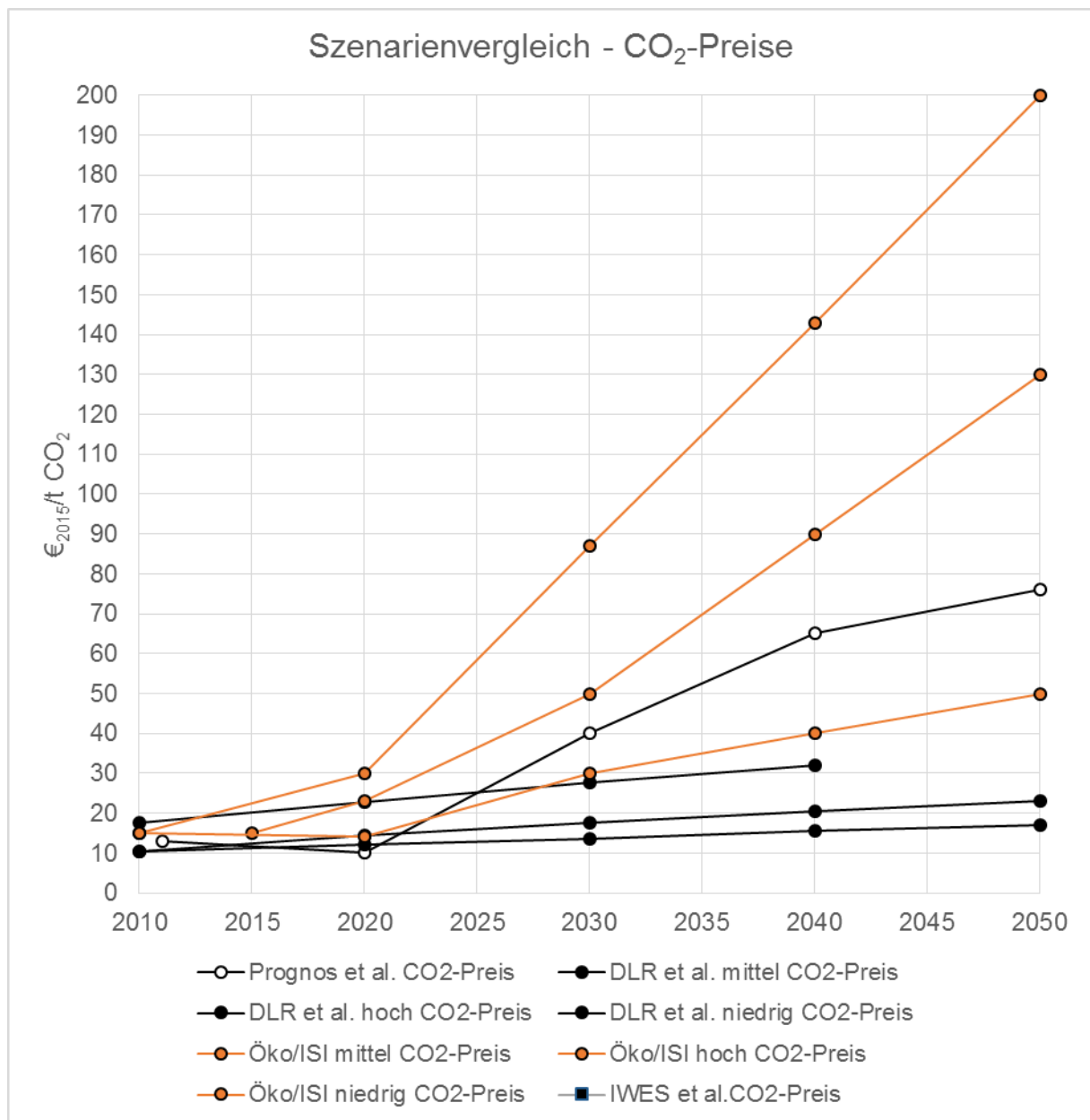


Abbildung 3-5 Vergleich der CO₂-Preisannahmen in den betrachteten Studien

Anmerkung: Aufgrund des engen Fokus von BNetzA (2016b) auf die Jahre 2030/35 werden diese Szenarien hier nicht betrachtet.

Quelle: IZES; Datenquellen: DLR et al. (2012); Fraunhofer ISE (2013); Fraunhofer IWES et al. (2015); Öko-Institut et al. (2015); Prognos et al. (2014); UBA (2014); BMWi (2016a)

3.2 Ergebnisse zu den Technologien aus nationalen Studien und Szenarien

Nachfolgend soll der Fokus auf die im Projekt betrachteten Technologiefelder gelegt werden. Hierfür werden zunächst Technologiekennwerte der Studien und Szenarien betrachtet und anschließend vergleichend gegenübergestellt. Dies lässt Rückschlüsse darauf zu, welche Relevanz einer gewissen Technologie unter gewissen Rahmenannahmen beigemessen werden kann und in welcher Relation einzelne Technologien

zueinander stehen, ob sie sich beispielsweise begünstigen (komplementäres Verhältnis) oder gegenseitig ausschließen (Substitutionsbeziehung).

3.2.1 Technologiekennwerte in den Studien und Szenarien

Den in den Studien enthaltenen Szenarien wurden die installierten Leistungen sowie Erzeugungs- bzw. Verbrauchsmengen für die jeweiligen Technologiefelder entnommen. Nicht für alle im Rahmen des Projekts betrachteten Technologiefelder war es möglich, den Studien installierte Leistung, Erzeugungs- bzw. Verbrauchsmenge oder überhaupt quantitative Aussagen zu entnehmen. Für diese Technologien wurden stattdessen ausschließlich die Ergebnisse der Stakeholder-Workshops, der Technologiebewertung sowie der Online-Umfrage herangezogen, deren Ergebnisse in den Kapiteln 4 und 5 dargestellt sind. Im Folgenden sollen zunächst diejenigen Technologien betrachtet werden, für die Kennwerte vorlagen.

DLR et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global

In den Hauptszenarien von DLR et al. (2012), wie dem Szenario 2011A (Tabelle 3-22), kommt Biomasse in etwa im gleichen Umfang zur Stromerzeugung zum Einsatz wie Photovoltaik. Den größten Anteil an der Stromerzeugung hat die Windenergie, aus der 2050 ca. 260 TWh Strom stammen. Die erneuerbare Wärmebereitstellung erfolgt vor allem durch Biomasse, wobei bei solarthermischer Wärme- / Kältebereiche deutliche Zuwächse auf ca. 95 TWh_{th} angenommen werden. Die fossile Reststromerzeugung erreicht 2050 ein Niveau von ca. 80 TWh. Power-to-Gas zur Wasserstoffbereitstellung kommt ab ca. 2030 zum Einsatz. Der Raumwärmebedarf verringert sich durch Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich auf weniger als die Hälfte des Ausgangswertes, die Effizienzsteigerungen in der Industrie fallen etwas moderater aus. Die Summe aus Prozesswärme- und Strombedarf sinkt um ca. 34 %.

Tabelle 3-22 Technologiekennwerte im Szenario 2011 A von DLR

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2010	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Biomasse	TWh	33	50	57	59	59
Geothermie	TWh	0	2	7	13	19
Photovoltaik	TWh	12	45	55	59	64
Windenergie	TWh	38	115	190	233	260
Wasserkraft	TWh	21	22	23	24	25

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2010	2020	2030	2040	2050
Biomasse	GW	6	9	10	10	10
Geothermie	GW	0	0	1	2	3
Photovoltaik	GW	17	54	61	63	67
Windenergie	GW	27	49	67	77	83
Wasserkraft	GW	4	5	5	5	5
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}	125	159	173	175	175
Solare Wärme und Kälte	TWh _{th}	5	20	45	72	95
Umweltwärme	TWh _{th}	6	17	30	36	41
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral)	TWh	358	206	146	88	54
fossile Kraftwerke (dezentral)	TWh	35	61	55	44	27
Kernenergie	TWh	141	67	0	0	0
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	74	60	49	40	31
fossile Kraftwerke (dezentral)	GW	6	15	15	14	13
Kernenergie	GW	21	9	0	0	0
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	0	17	48	84
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	0
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Raumwärmebedarf	PJ	2.773	2.351	1.830	1.446	1.144
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie	PJ	2.781	2.313	2.222	2.206	1.840

Quelle: DLR et al. (2012)

Im Szenario 2011 THG95 (Tabelle 3-23) aus DLR et al. (2012) erfolgt keine zusätzliche Stromerzeugung aus Biomasse, da die angenommene Potenzialrestriktion erreicht ist. Gegenüber den Hauptszenarien ist die Stromerzeugung aus Geothermie deutlich höher und erreicht in etwa das Niveau der Biomasse. Es werden verglichen mit den Hauptszenarien im Jahr 2060 etwa 20 TWh mehr Strom aus PV und über 210 TWh mehr aus Windenergie erzeugt. Die fossile Reststromerzeugung sinkt auf

7 TWh. 2050 werden 137 TWh synthetischer Wasserstoff und somit ca. 50 TWh mehr als im Szenario 2011 A erzeugt. 2060 werden annähernd 300 TWh synthetischer Wasserstoff erzeugt. Der PtG-Technologie kommt somit eine hohe Relevanz zu. Der Endenergiebedarf für Raumwärme sinkt bis 2060 um ca. 64 %. Die Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage in der Industrie verringert sich nur um 22 %, da eine erhöhte Stromnachfrage die gegenüber 2011 A etwas weitergehenden Prozesswärmeeinsparungen kompensiert.

Tabelle 3-23 Technologiekennwerte im Szenario 2011 THG95 von DLR

Kennwert	Einheit	Ausprägung					
		2010	2020	2030	2040	2050	2060
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung							
Biomasse	TWh	33	46	57	59	59	59
Geothermie	TWh	0	2	7	14	32	56
Photovoltaik	TWh	12	45	61	70	78	83
Windenergie	TWh	38	119	217	297	374	477
Wasserkraft	TWh	21	22	23	24	25	25
Biomasse	GW	6	9	10	10	10	10
Geothermie	GW	0	0	1	2	5	9
Photovoltaik	GW	17	54	68	75	82	86
Windenergie	GW	27	51	78	98	115	142
Wasserkraft	GW	4	5	5	5	5	5
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung							
Biomasse	TWh _{th}	125	159	173	175	175	n. a.
Solare Wärme und Kälte	TWh _{th}	5	20	45	72	95	n. a.
Umweltwärme	TWh _{th}	6	17	30	36	41	n. a.
		2010	2020	2030	2040	2050	
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung							
fossile Kraftwerke (zentral)	TWh	358	221	180	101	37	7
fossile Kraftwerke (dezentral)	TWh	35	61	55	40	20	0
Kernenergie	TWh	141	67	0	0	0	0

Kennwert	Einheit	Ausprägung					
		2010	2020	2030	2040	2050	2060
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	74	67	62	47	29	25
fossile Kraftwerke (dezentral)	GW	6	15	15	14	13	12
Kernenergie	GW	21	9	0	0	0	0
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie							
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	0	17	52	137	293
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	0	0
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Raumwärmebedarf	PJ	2.773	2.351	1.830	1.446	1.144	1.010
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie	PJ	2.781	2.613	2.426	2.314	2.187	2.161

Anmerkung: Abkürzung n. a.: nicht angegeben

Quelle: DLR et al. (2012)

UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050

In der Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ sind lediglich Potenzialrestriktionen der eingesetzten erneuerbaren Energieträger aufgeführt. Kennwerte zum Umfang, in dem einzelne Technologien zum Einsatz kommen sowie eine detaillierte Aufschlüsselung der Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz nach zum Einsatz kommenden Technologien sind nicht Betrachtungsgegenstand der Studie. Daher kann an dieser Stelle keine vergleichbare Auflistung von TechnologieKennwerten erfolgen.

Prognos et al. (2014): Entwicklung der Energiemärkte

Im Zielszenario aus Prognos et al. (2014) (Tabelle 3-24) wird ungefähr im gleichen Umfang Strom aus Biomasse erzeugt, wie bei DLR et al. (2012). Die PV-Stromerzeugung liegt mit 75 TWh 2050 etwas höher, die Windstromerzeugung mit 214 TWh etwas niedriger. Analog zu DLR et al. (2012) kommt vorrangig Biomasse zur EE-Wärmebereitstellung zum Einsatz mit knapp 170 TWh_{th}. Die solarthermische Wärme- bzw. Kältebereitstellung ist mit ca. 70 TWh_{th} niedriger als bei DLR et al. (2012), die Wärmebereitstellung aus Umweltwärme mit ebenfalls knapp 70 TWh_{th} deutlich höher. 2050 werden noch ca. 87 TWh Strom aus fossilen Kraftwerken bereitgestellt. Power-to-Gas spielt praktisch keine Rolle im Zielszenario. Der Raumwärmebedarf sinkt um ca. 56 % gegenüber dem Ausgangsniveau, der Endenergiebedarf für Prozesswärme und Stromanwendungen der Industrie um 34 %.

Tabelle 3-24 Technologiekenwerte im Zielszenario von Prognos

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2011	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Biomasse	TWh	33	54	63	59	60
Photovoltaik	TWh	20	57	70	74	75
Windenergie	TWh	49	116	155	163	214
Wasserkraft	TWh	18	19	19	19	19
Biomasse	GW	5	9	10	11	12
Photovoltaik	GW	25	58	70	75	78
Windenergie	GW	29	50	64	67	88
Wasserkraft	GW	4	4	4	4	4
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}	111	145	165	172	168
Solare Wärme und Kälte	TWh _{th}	6	26	45	59	68
Umweltwärme	TWh _{th}	6	24	46	59	67
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	TWh	377	261	208	151	87
Kernenergie	TWh	108	63	0	0	0
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	85	66	65	59	56
Kernenergie	GW	13	8	0	0	0
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	0	0	1	6
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	0
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Raumwärmebedarf	PJ	2.556	2.238	1.774	1.414	1.132
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie	PJ	2.297	2.065	1.883	1.680	1.524

Quelle: Prognos et al. (2014)

Fraunhofer IWES et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr

Im sektorübergreifenden Zielszenario aus Fraunhofer IWES et al. (2015) (Tabelle 3-25) wird gegenüber den anderen betrachteten Szenarien mit ca. 190 TWh deutlich mehr Strom aus PV erzeugt. Die installierte Leistung beläuft sich auf knapp 200 GW. Die Windstromerzeugung erreicht mit knapp über 470 TWh ein mit dem Szenario 2011 THG95 aus DLR et al. (2012) vergleichbares, hohes Niveau. Ca. 60 TWh_{th} werden 2050 durch Umweltwärme bereitgestellt. Die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken sinkt auf 31 TWh 2050. Im Jahr 2050 werden 31 TWh Strom zur Erzeugung von synthetischem Wasserstoff eingesetzt, was im Szenarienvergleich einen moderaten Wert darstellt. Power-to-Heat kommt dagegen in deutlich größerem Umfang zum Einsatz als in den anderen betrachteten Szenarien. Der Raumwärmebedarf bzw. die Summe aus Wärme- und Strombedarf der Industrie vermindern sich um ca. 58 % bzw. 51 % gegenüber dem Ausgangsniveau.

Tabelle 3-25 Technologieekennwerte im sektorübergreifenden Zielszenario vom IWES

Kennwert	Einheit	Ausprägung	
		2010	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung			
Biomasse	TWh	30	n. a.
Photovoltaik	TWh	12	190
Windenergie	TWh	3	473
Wasserkraft	TWh	21	24
Biomasse	GW	5	12
Photovoltaik	GW	18	78
Windenergie	GW	27	88
Wasserkraft	GW	5	4
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung			
Umweltwärme	TWh _{th}	n. a.	59
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung			
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	TWh	388	87
Kernenergie	TWh	141	0
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	89	50
Kernenergie	GW	22	0

Kennwert	Einheit	Ausprägung	
		2010	2050
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie			
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	31
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Raumwärmebedarf	PJ	2.922	1.132
Energieeffiziente Prozesstechnologien: umme aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie	PJ	2.492	1.524
<i>Anmerkung: Daten für 2010 entnommen aus BMWi-Energiedaten</i>			

Quelle: Fraunhofer IWES et al. (2015); BMWi (2016a); eigene Berechnungen

Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050: 2. Endbericht

Im Jahr 2050 stammen im Szenario KS 80 aus Öko-Institut et al. (2015) (Tabelle 3-26) ca. 115 TWh des Stroms aus PV und ca. 343 TWh aus Windenergie. Biomasse ist für die Stromerzeugung 2050 praktisch nicht relevant und wird vorrangig zur Wärmebereitstellung eingesetzt, jedoch mit 125 TWh_{th} in etwa auf heutigem Niveau. Ca. 90 TWh_{th} werden aus solarthermischen Anlagen und etwa 80 TWh_{th} aus Wärmepumpen bereitgestellt. Die fossile Stromerzeugung sinkt bis 2050 auf ca. 36 TWh. Power-to-Gas kommt nicht zum Einsatz. Der Endenergiebedarf für Raumwärme sinkt um ca. 49 % gegenüber 2012, der Bedarf der Industrie für Prozesswärme und Stromanwendungen reduziert sich um ca. 29 % auf 1.756 PJ.

Tabelle 3-26 Technologiekennwerte im Szenario KS 80 von Öko-Institut

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Biomasse	TWh	41	45	21	9	5
Photovoltaik	TWh	26	45	65	75	115
Windenergie	TWh	51	126	199	266	343
Wasserkraft	TWh	22	22	23	24	25
Biomasse	GW	6	7	5	1	1
Photovoltaik	GW	33	52	74	84	121
Windenergie	GW	31	59	85	104	117
Wasserkraft	GW	5	5	6	6	6

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}	126	123	117	125	125
Solare Wärme und Kälte	TWh _{th}	n. a.	23	49	66	88
Umweltwärme	TWh _{th}	n. a.	13	36	65	78
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	TWh	353	258	199	125	36
Kernenergie	TWh	94	63	0	0	0
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	83	71	66	79	76
Kernenergie	GW	12	8	0	0	0
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	0	0	0	0
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	0
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Raumwärmebedarf	PJ	2.476	2.504	2.010	1.575	1.269
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie	PJ	2.479	2.253	2.022	1.860	1.756

Quelle: Öko-Institut et al. (2015)

Das Szenario KS 95 aus Öko-Institut et al. (2015) (Tabelle 3-27) weist verglichen mit dem Szenario KS 80 mit ca. 570 TWh 2050 eine deutlich höhere Windstromerzeugung auf. Die installierte Windleistung beträgt im Jahr 2050 195 GW. Dies sind die im Szenarienvergleich höchsten Werte. Biomasse wird in noch geringerem Umfang als in KS 80 eingesetzt. Solarthermischen Anlagen zur Wärme- bzw. Kältebereitstellung kommt mit fast 100 TWh_{th} 2050 eine größere Relevanz zu. Die fossile Reststromerzeugung 2050 beträgt 22 TWh. Power-to-Gas kommt in signifikantem Umfang zum Einsatz. Der Bruttostromverbrauch für Power-to-Gas und Power-to-Liquid (PtL) wird im Jahr 2040 mit 95 und im Jahr 2050 mit 125 TWh angegeben (Öko-Institut et al. 2015, S. 321). In einer vereinfachenden Annahme wurde unterstellt, dass sich der Stromeinsatz nach dem Verhältnis der installierten Leistungen der Umwandlungsanlagen auf die Erzeugung von synthetischem Wasserstoff, Methan und synthetischen Flüssigkraft- bzw. -brennstoffen aufteilt,⁵ sodass 57 TWh zur Er-

⁵ Folgende installierte PtX-Leistungen werden für das Jahr 2050 angenommen (Öko-Institut et al. 2015, S. 263): 30 GW für die Wasserstoffherzeugung, 50 GW für die Methan-Erzeugung und 30,2 GW für die Erzeugung flüssiger synthetischer Kraft- bzw. Brennstoffe. Die Annahme, dass sich die eingesetzten Strommengen nach dem Verhältnis dieser installierten Leistungen aufteilen unterstellt impliziert eine gleiche Auslastung der Umwandlungsanlagen.

zeugung von Methan und 34 TWh zur Erzeugung von Wasserstoff eingesetzt werden. Der Endenergiebedarf für Raumwärme sinkt gegenüber dem Niveau von 2012 um ca. 58 % und somit deutlich stärker als in KS 80 und im Szenarienvergleich mit dem Szenario 2011 THG95 am stärksten. Der Bedarf der Industrie für Prozesswärme und Stromanwendungen reduziert sich um ca. 42 % auf 1.756 PJ.

Tabelle 3-27 Technologiekennwerte im Szenario KS 95 von Öko-Institut

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Biomasse	TWh	41	33	24	9	4
Geothermie	TWh	0	0	0	2	5
Photovoltaik	TWh	26	45	66	81	123
Windenergie	TWh	51	126	205	374	570
Wasserkraft	TWh	22	22	23	24	25
Biomasse	GW	6	7	4	1	0
Geothermie	GW	0	0	1	1	2
Photovoltaik	GW	33	52	76	90	130
Windenergie	GW	31	59	93	144	195
Wasserkraft	GW	5	5	6	6	6
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}	n. a.	119	111	112	98
Solare Wärme und Kälte	TWh _{th}	n. a.	23	61	84	96
Umweltwärme	TWh _{th}	n. a.	20	49	77	83
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	TWh	353	210	142	111	22
Kernenergie	TWh	94	63	0	0	0
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	83	48	43	71	51
Kernenergie	GW	12	8	0	0	0
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	0	0	22	34
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	22	57

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Raumwärmebedarf	PJ	2.476	2.410	1.752	1.262	1.047
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie	PJ	2.479	2.163	1.840	1.604	1.440

Quelle: Öko-Institut et al. (2015)

Fraunhofer ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050

Im Szenario REMod-D 2050 aus Fraunhofer ISE (2013) (Tabelle 3-28) stammen im Jahr 2050 143 TWh der Stromerzeugung aus PV und 328 TWh aus Windenergie. Die PV-Stromerzeugung fällt damit im Szenarienvergleich am zweithöchsten aus, die Windstromerzeugung liegt mit 328 TWh auf einem mit KS 80 aus Öko-Institut et al. (2015) vergleichbaren Niveau. Bei der Wärmebereitstellung ist der hohe Beitrag von Wärmepumpen mit 171 TWh_{th} auffällig. Solarthermische Anlagen tragen mit 87 TWh_{th} zur Wärmebereitstellung bei. Im Jahr 2050 werden 101 TWh Strom aus zentralen thermischen und 40 TWh Strom aus dezentralen Kraftwerken erzeugt, wobei sowohl konventionelle Energieträger als auch Biomasse als Brennstoffe eingesetzt werden. Im Jahr 2050 werden 103 TWh zur Erzeugung von synthetischem Wasserstoff eingesetzt, der im Verkehrssektor zum Einsatz kommt. Der Endenergieeinsatz für Raumwärme verringert sich bis 2050 gegenüber 2010 um 52 %, die Summe aus Prozesswärme- und Strombedarf in der Industrie sinkt um 32 % verglichen mit 2010.

Tabelle 3-28 **Technologiekennwerte im Szenario REMod-D von Fraunhofer ISE**

Kennwert	Einheit	Ausprägung	
		2012	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung			
Biomasse	TWh	30	n. a.
Photovoltaik	TWh	12	143
Windenergie	TWh	3	328
Wasserkraft	TWh	21	21
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung			
Biomasse	GW	5	n. a.
Photovoltaik	GW	18	147
Windenergie	GW	27	152
Wasserkraft	GW	5	5
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung			
Solare Wärme und Kälte	TWh _{th}	n. a.	87
Umweltwärme	TWh _{th}	n. a.	171

Kennwert	Einheit	Ausprägung	
		2012	2050
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung			
fossile Kraftwerke und Biomasse (zentral)	TWh	388	101
fossile Kraftwerke und Biomasse (dezentral)	TWh		40
Kernenergie	TWh	141	0
fossile Kraftwerke und Biomasse (zentral)	GW	89	56
fossile Kraftwerke und Biomasse (dezentral)	GW		30
Kernenergie	GW	22	0
		2012	2050
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie			
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	103
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Raumwärmebedarf	PJ	2.397	1.397
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie	PJ	2.492	1.692
<i>Anmerkung: Daten für 2010 entnommen aus BMWi-Energiedaten; Die Stromerzeugungsmengen und installierten Leistungen von fossilen Kraftwerken und Biomasse werden nicht aufgeschlüsselt. Es wird lediglich die eingesetzte Brennstoffenergie pro Energieträger angegeben, wobei keine direkte technologische Zuordenbarkeit möglich ist.</i>			

Quelle: Fraunhofer ISE (2013)

BNetzA (2016b): Genehmigung des Szenariorahmens zur Netzentwicklungsplanung Strom

Angaben zu Stromerzeugungsmengen der einzelnen Technologien liegen nicht vor. Lediglich zur installierten Leistung werden Aussagen gemacht. Die Annahmen zu Biomasse liegen in BNetzA (2016b) für das Jahr 2030 im Mittelfeld von allen hier betrachteten Szenarien. Szenario A 2030 bewegt sich bei Photovoltaik am unteren Rand im Vergleich der Szenarien, ebenso auch bei Wind und Wasser. Die ambitionierten Szenarien B 2030/35 und C liegen ebenfalls wieder im Mittelfeld im Vergleich der installierten Leistung in 2030.

Gegenüber den anderen Studien liegen hier zum ersten Mal Annahmen zu PV-Kleinspeichern vor.

Tabelle 3-29 Technologiekenneiwerte im Zielszenario der Bundesnetzagentur

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Biomasse	GW	7	5,5	6,2	6	7
Photovoltaik	GW	39,3	58,7	66,3	75,3	76,8
Windenergie	GW	44,6	68,5	73,5	80,6	77,1
Wasserkraft	GW	5,6	4,8	5,6	5,6	6,2
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	96,1	80,6	79	79,3	74,5
Kernenergie	GW	10,8	0	0	0	0
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie						
Power-to-Gas Wasserstoff	GW	n. a.	1	1,5	2	2
PV-Batterien	GW	n. a.	3	4,5	5	6

Quelle: BNetzA (2016b)

3.2.2 Vergleich von Technologiekenneiwerten und –annahmen der Studien und Szenarien

Nachdem zuvor die wesentlichen Technologiekenneiwerte der einzelnen Szenarien dargestellt wurden, sollen diese nachfolgend miteinander verglichen werden, um Aussagen zu abweichenden Annahmen bzw. Ergebnissen zu einzelnen Technologiefeldern einzuordnen. Abschließend werden Aussagen zur Beziehung zwischen Technologiefeldern zusammengefasst.

Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung

In allen Szenarien zeigt sich im Bereich der Strombereitstellung eine Dominanz der erneuerbaren Energien und hier insbesondere der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) Wind onshore bzw. Wind offshore und Photovoltaik (PV).⁶ Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den betrachteten Szenarien ist in Abbildung 3-6 für Zehnjahreszeitschritte von 2010 bis 2050 dargestellt. Die gesamte Stromerzeugung der betrachteten EE-Technologien zur Strombereitstellung erreicht im Jahr 2050 Werte zwischen 367 und 726 TWh. Innerhalb der EE-Technologien treten zwischen den Studien und Szenarien Verschiebungen der Anteile auf, die sich letztlich auf sich unterscheidende Annahmegerüste sowie abweichende Modellierungsansätze zurückführen lassen:

⁶ Laufwasserkraftwerke lassen sich ebenfalls den fluktuierenden erneuerbaren Energietechnologien zuordnen. In allen betrachteten Szenarien werden diese in etwa im gleichen Umfang wie heute eingesetzt.

- In allen Szenarien stammen 2050 mit jeweils über 200 TWh die größten Strommengen aus Windenergie (onshore und offshore). Die Stromerzeugungsmenge aus Windenergie variiert zwischen 214 und 570 TWh im Jahr 2050. Die hohen Stromerzeugungsmengen dürften durch als ausreichend angenommene Potenziale, die vergleichsweise geringen Stromgestehungskosten sowie die Annahme einer ansteigenden Vollbenutzungsstundenzahl⁷ durch technische Weiterentwicklungen in allen Studien bedingt sein.
- Die Anteile von Onshore- bzw. Offshore-Windenergie an der Windstromerzeugung variieren zwischen den Szenarien: Im Zielszenario aus Prognos et al. (2014) fällt der Onshore-Anteil bezogen auf die Strommenge mit rund 70 % im Jahr 2050 am höchsten aus. In den Szenarien aus Fraunhofer ISE (2013), Fraunhofer IWES et al. (2015) und Öko-Institut et al. (2015) treten 2050 ähnliche Onshore-Anteile zwischen 64 und 68 % auf. Die Offshore-Anteile in DLR et al. (2012) liegen deutlich höher als in den anderen Szenarien: In den Hauptszenarien liegen die Offshore-Anteile jeweils bei ca. 50 % für das Jahr 2050. Im Szenario 2011 THG 95 werden 2060 ca. 59 % Offshore-Anteil erreicht.
- Auf die Photovoltaik entfällt in allen Szenarien der zweitgrößte Anteil an der Stromerzeugung mit zwischen 64 und 190 TWh im Jahr 2050. Auch hier dürften die Annahmen zu Stromgestehungskosten, welche mit Ausnahme von Fraunhofer IWES et al. (2015) im Durchschnitt höher ausfallen als diejenigen für Windenergie⁸ sowie die Potenzialrestriktionen maßgeblich sein. Die durchschnittlichen Vollbenutzungsstundenzahlen im Jahr 2050 liegen mit zwischen 949 und 976 h/a nicht wesentlich über heutigem Niveau.⁹ Von 2010 bis 2050 wird eine durchschnittliche Wirkungsgradsteigerung bei PV von 1 %/a unterstellt (DLR et al. 2012, S. 310ff.).
- Die mit 190 TWh im Jahr 2050 hohe Stromerzeugung aus PV im sektorübergreifenden Zielszenario aus Fraunhofer IWES et al. (2015) dürfte sich aus der Annahme niedriger Stromgestehungskosten von knapp unter 50 €/MWh für PV im Jahr 2050 ergeben. Für die Windenergie werden dagegen mittlere Stromgestehungskosten von knapp über 50 €/MWh angenommen (Fraunhofer IWES et al. 2015, S. 85).

⁷ Die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden steigen auf zwischen 2.161 h/a im Szenario REMod-D aus Fraunhofer ISE (2013) und 3.362 h/a im Szenario 2011 THG95 in DLR et al. (2012) an. Die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden für Windenergie onshore im Zehnjahreszeitraum von 2004 bis 2014 betragen 1.715 h/a (Fraunhofer IWES 2015, S. 43). Offshore-Windparks weisen zum Teil deutlich höhere Vollbenutzungsstunden von über 4.000 h/a auf (Fraunhofer IWES 2015, S. 64). Durch eine Steigerung des Offshore-Anteils steigt folglich auch die durchschnittliche Vollbenutzungsstundenzahl.

⁸ Bei den Stromgestehungskosten 2050 für das sektorübergreifende Zielszenario in Fraunhofer IWES et al. (2015, S. 85) wurde für die Windenergie keine Differenzierung in Wind onshore und offshore vorgenommen. Bei den Stromgestehungskosten in Fraunhofer IWES et al. (2015, S. 39) wird diese Unterscheidung vorgenommen: Die angegebenen Werte für Offshore-Windenergie liegen hier oberhalb der Stromgestehungskosten für PV. Sollte dies auch zukünftig der Fall sein, könnte es eine Erklärung dafür liefern, dass die durchschnittlichen Kosten für Windenergie durch Bildung eines gewichteten Mittelwerts über denjenigen für PV liegen, wenngleich für Windenergie onshore niedrigere Stromgestehungskosten gegeben sein können. Durch die fehlende Aufschlüsselung für das Jahr 2050 im Endbericht kann diese Hypothese nicht überprüft werden. Ein gegenüber der PV-Stromerzeugung größerer Anteil der Erzeugung aus Windenergie onshore kann diese Hypothese stützen, zumal in der Studie ein kostenoptimales Energiesystem modelliert wurde (Fraunhofer IWES et al. 2015, S. 12), könnte aber auch auf Potenzialrestriktionen bei der PV zurückzuführen sein.

⁹ Die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden für PV liegen laut einer Prognose für die Jahre 2012 – 2016 im Mittel bei 892 h/a (Fraunhofer ISE 2017, S. 41).

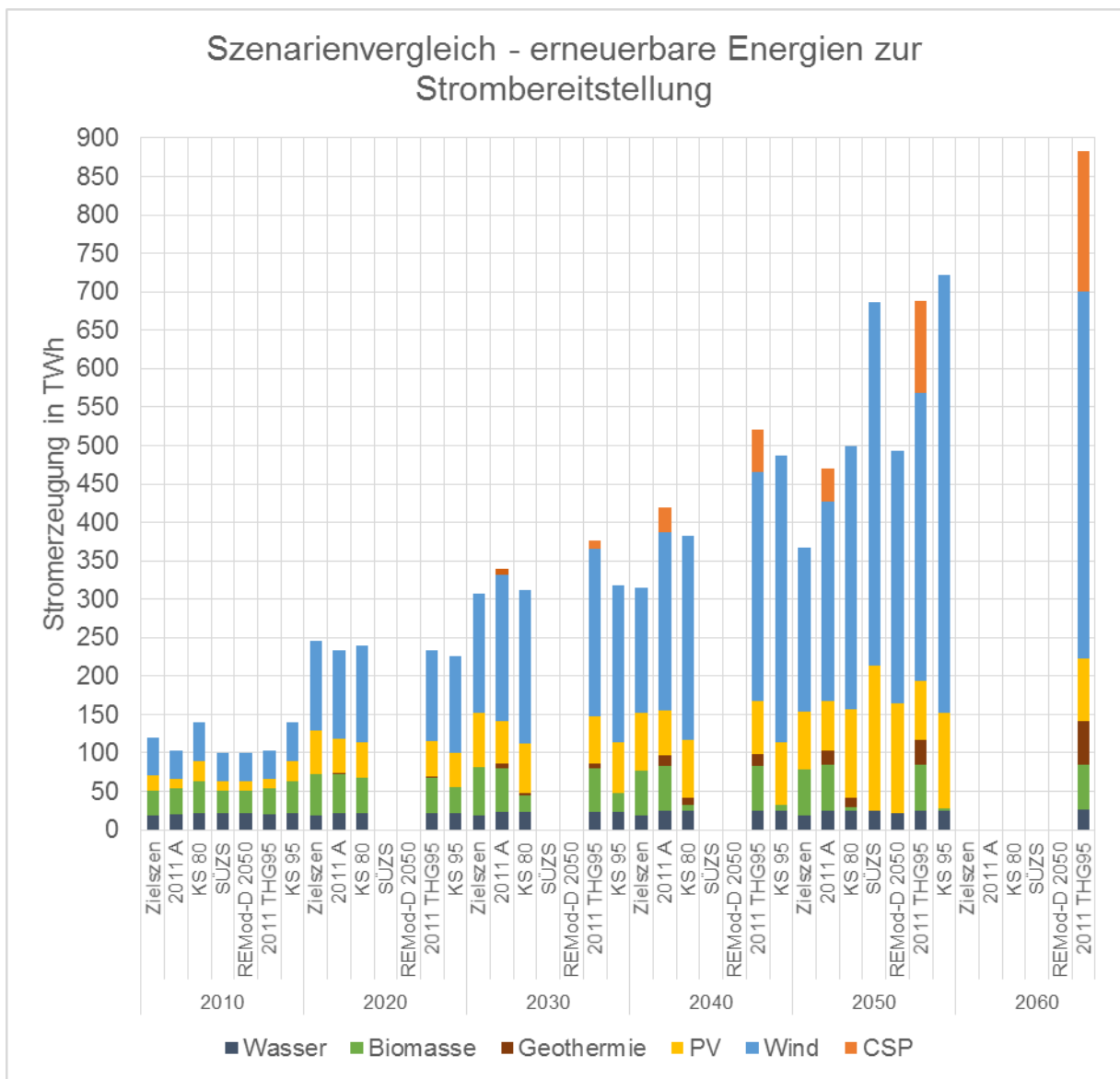


Abbildung 3-6 Strombereitstellung aus EE-Technologien in den betrachteten Szenarien

- Bei DLR et al. (2012) werden insbesondere kurzfristig deutlich höhere Stromgestehungskosten bei der PV unterstellt. Die starke Kostendegression, die im August 2012 zum Erlass der sogenannten „PV-Novelle“ des EEG führte (s. dazu Deutscher Bundestag 06.03.2012, S. 1), ist hier noch nicht eingeflossen. Für das Jahr 2050 wurden Stromgestehungskosten in Höhe von 90 €/2009/MWh angenommen, die somit die Kostenannahmen für Geothermie übertreffen. Dies dürfte mit ausschlaggebend für die moderate PV-Stromerzeugung zwischen 64 und 78 MWh in den Szenarien aus DLR et al. (2012) im Jahr 2050 sein.
- Durch die Annahme eines starken Stromverbrauchsrückgangs im Zielszenario aus Prognos et al. (2014) fallen sowohl die Stromerzeugungsmengen aus Windenergie mit ca. 214 TWh 2050 als auch die der PV mit ca. 75 TWh relativ moderat aus. Von 2010 bis 2050 wird zudem eine durchschnittliche Wirkungsgradsteigerung im System von 1,6 %/a für onshore-Windenergieanlagen (WEA) und 1,8 %/a für offshore-WEA unterstellt. (DLR et al. 2012, S. 310ff.)

- Der geringe Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung in den Szenarien KS 80 und KS 95 ist ein Resultat aus einem als begrenzt angenommenen Biomassepotenzial sowie einem steigenden Bedarf in anderen Sektoren, insbesondere in Industrieanwendungen sowie im Verkehrssektor (Öko-Institut et al. 2015, S. 314ff.; DLR et al. 2012, S. 88). Neben Biogas und Biomethan sehen u. a. DLR et al. (2012, S. 86, 88) künftig auch Holzvergasung mit Einspeisung in das Erdgasnetz als eine Option zur Flexibilisierung der Biomasse.
- Um einen steigenden Stromverbrauch zu kompensieren, wird in den Szenarien 2011 THG95 aus DLR et al. (2012) sowie KS 95 aus Öko-Institut et al. (2015) gegenüber den in den Studien enthaltenen Szenarien mit 80 % THG-Minderung deutlich mehr Strom aus Windenergie on- und offshore erzeugt. Der Anstieg bei der Windenergie onshore fällt höher aus als bei der Offshore-Windenergie. Dies dürfte auf die hinterlegten Kosten- und Potenzialannahmen zurückzuführen sein.

Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung

Der Verlauf der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien für die betrachteten Szenarien kann Abbildung 3-7 entnommen werden. Aus den betrachteten EE-Technologien werden im Jahr 2050 – Szenarien, denen keine Angaben für alle betrachteten EE-Wärmetechnologien entnommen konnten außen vor gelassen – in Summe zwischen 265 und 319 TWh_{th} bereitgestellt. Im Vergleich zur Strombereitstellung fällt damit die Streuung bei der erneuerbaren Wärmebereitstellung etwas geringer aus.¹⁰ Bei den Technologien zur erneuerbaren Wärmebereitstellung unterscheidet sich der Umfang, in dem die einzelnen Technologien zum Einsatz kommen:

- In den Szenarien aus DLR et al. (2012) kommt Umweltwärme mit 41 TWh_{th} 2050 in relativ geringem Umfang zum Einsatz, wogegen vorrangig Biomasse mit 175 TWh_{th} und in gesteigertem Umfang auch solarthermische Anlagen mit 95 TWh_{th} zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden.
- In den Szenarien aus Öko-Institut et al. (2015) ist der Umfang der Bioenergienutzung zur Wärmebereitstellung mit 125 TWh_{th} bzw. 98 TWh_{th} im Jahr 2050 geringer, was durch die Nutzungskonkurrenzen bei der Bioenergie sowie Effizienzsteigerungen im Szenario KS 95 zu erklären sein dürfte. Dagegen kommen solarthermische Anlagen und Umweltwärme mit ca. 80 bis 100 TWh_{th} in größerem Umfang zum Einsatz.
- Im Szenario REMod-D aus Fraunhofer ISE (2013) wurde unterstellt, dass mit 171 TWh_{th} ein relativ großer Anteil der Wärmebereitstellung über Umweltwärme in Form von Wärmepumpen abgedeckt wird.
- Die Nutzungsgrade von Luft-Wasserwärmepumpen werden für 2050 mit 380 % und die von Sole-Wasser mit 440 % angesetzt. (Fraunhofer IWES et al. 2015, S. 43)

¹⁰ Die Standardabweichung der EE-Wärmebereitstellung beläuft sich auf etwa 102 TWh_{th}, wenn das sektorübergreifende Zielszenario aus Fraunhofer IWES et al. (2015) unberücksichtigt bleibt, dem nicht für alle Technologien zur EE-Wärmebereitstellung Daten entnommen werden konnten. Für die EE-Stromerzeugung ergibt sich eine Streuung von ca. 126 TWh. Aufgrund unterschiedlicher Exergieniveaus thermischer und elektrischer Energie ist streng genommen keine direkte Vergleichsmöglichkeit gegeben.

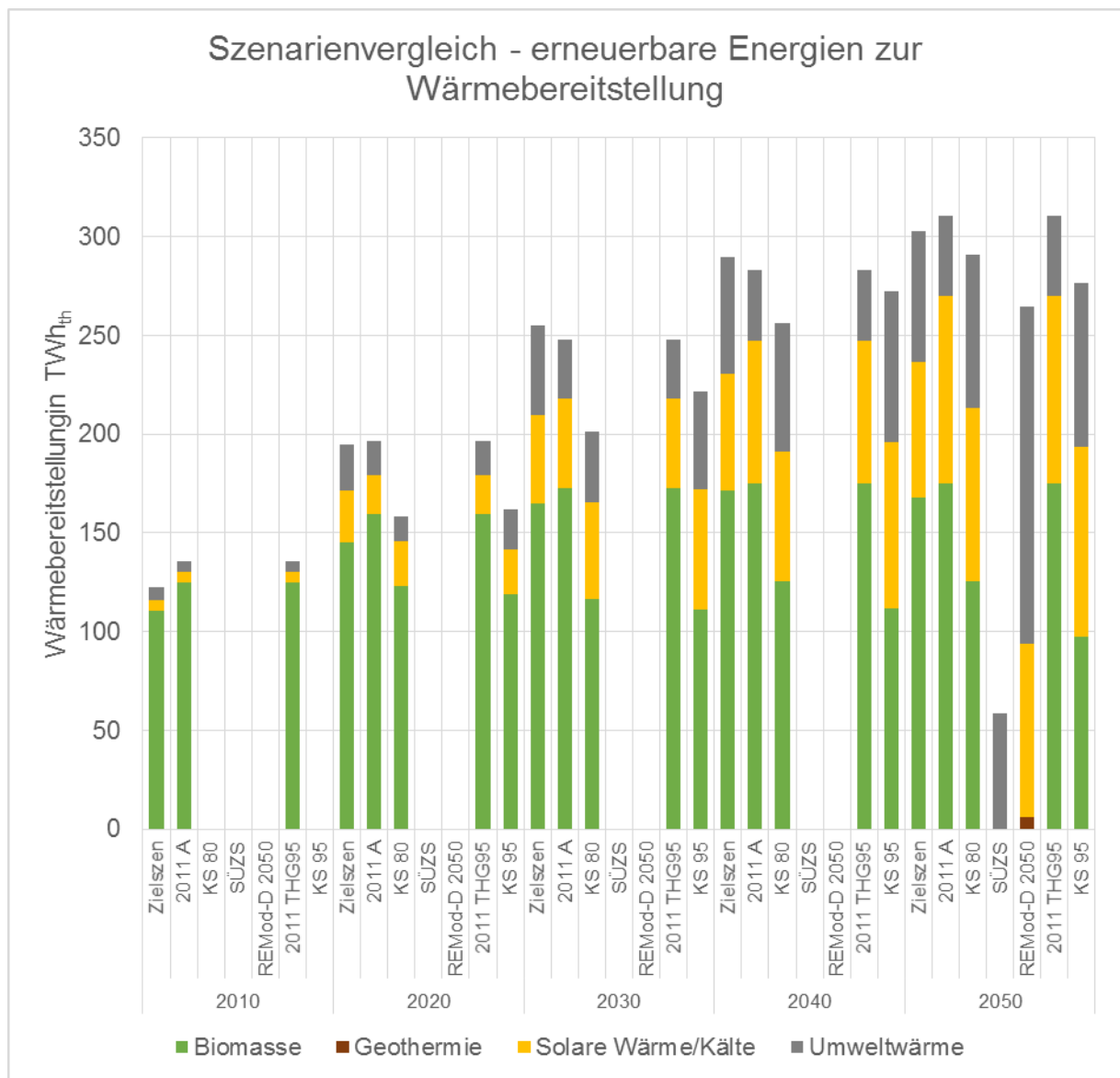


Abbildung 3-7 Wärmebereitstellung aus EE-Technologien in den betrachteten Szenarien

Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung

Allen Szenarien gemein ist zudem ein deutlicher Rückgang der fossilen Stromerzeugung sowohl für dezentrale als auch zentrale Stromerzeugungstechnologien. Die Stromerzeugung aus fossil basierten Kraftwerken ist in Abbildung 3-8 dargestellt. Sofern in der Studie zwischen zentralen und dezentralen Kraftwerken differenziert wurde, wurde diese Differenzierung übernommen. Die fossil erzeugten Strommengen für das Jahr 2050 betragen zwischen 7 und mehr als 100 TWh. Je nach zugelassenen Restemissionen ergeben sich hier Unterschiede:

- In den Szenarien mit ca. 80 % THG-Minderung verbleibt eine fossile Reststromerzeugung in Höhe von zwischen 64 TWh im Szenario 2011 C aus DLR et al. (2012) und 141 TWh im Szenario REMod-D 2050 aus Fraunhofer ISE (2013), wobei für dieses Szenario der Biomasseanteil zugerechnet wurde. Im sektorübergreifenden Zielszenario aus Fraunhofer IWES et al. (2015) sowie im Zielszenario aus

Prognos et al. (2014) werden 2050 jeweils 87 TWh aus fossilen Kraftwerken bereitgestellt.

- In den Szenarien mit 95%iger THG-Minderung findet entweder keine fossile Stromerzeugung mehr statt (UBA 2014) oder diese erreicht ein sehr geringes Niveau zwischen 7 und 22 TWh.
- Bei der Rückverstromung von Wasserstoff wird von DLR et al. (2012, S. 94) ein Wirkungsgrad für kurzfristige Leistungsbereitstellung von 65 % angesetzt und bei KWK ein Gesamtwirkungsgrad von 92 %, davon 52 % stromseitig.

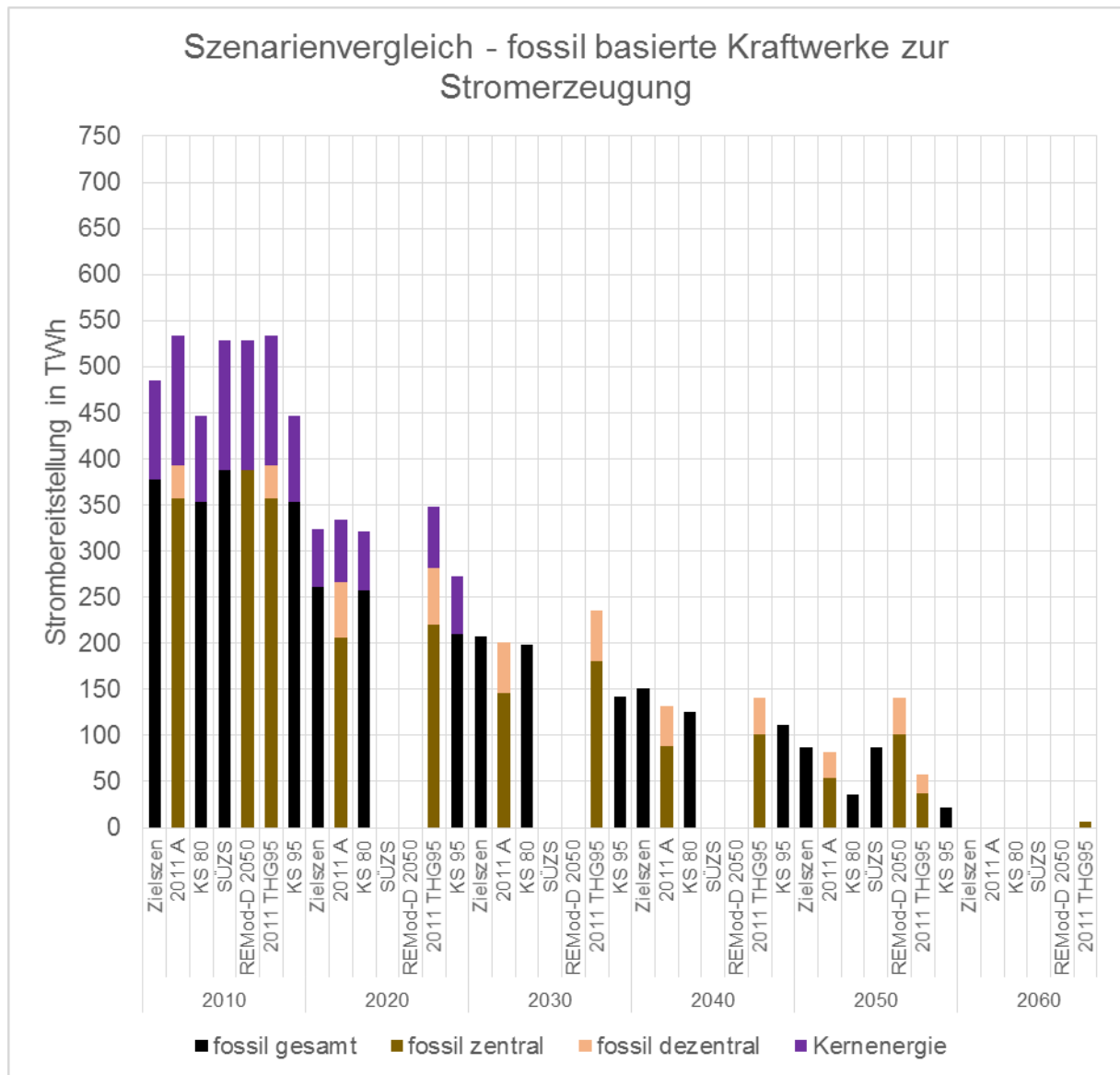


Abbildung 3-8 Strombereitstellung aus fossilen Kraftwerkstechnologien in den betrachteten Szenarien

Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie

Der Rückgang des Prozesswärmebedarfs in der Industrie wird in Teilen durch eine steigende Stromnachfrage kompensiert. In allen Szenarien lassen sich dennoch Rückgänge des Endenergiebedarfs für Raumwärme bzw. Prozesswärme und

Stromanwendungen in der Industrie feststellen. Bei den angenommenen Endenergieverbräuchen zeigt sich eine Spreizung, die in Abbildung 3-9 dargestellt ist:

- Der Bedarf für Raumwärme für das Jahr 2050 bewegt sich zwischen 1.047 PJ im Szenario KS 95 aus Öko-Institut et al. (2015) und 1.397 PJ im Szenario REMod-D aus Fraunhofer ISE (2013). Die Unterschiede lassen sich auf verschiedene starke Erfolge bei der Gebäudeenergieeffizienz zurückführen.
- Die Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromanwendungen in der Industrie beläuft sich im Jahr 2050 für die Szenarien mit ca. 80 % THG-Minderung gegenüber 1990 auf zwischen 1.525 PJ im Zielszenario aus Prognos et al. (2014) und 1.987 PJ im Szenario 2011 A' aus DLR et al. (2012).¹¹ Der Prozesswärmeanteil beträgt hier zwischen 63 % im Szenario KS 80 aus Öko-Institut et al. (2015) und 75 % im Zielszenario aus Prognos et al. (2014).
- In den Szenarien mit 95 %iger THG-Minderung gegenüber 1990 liegt die Summe aus Prozesswärmebedarf und Strombedarf der Industrie mit 1.440 PJ im Jahr 2050 im Szenario KS 95 aus Öko-Institut et al. (2015) bzw. 2.161 PJ für das Jahr 2060 im Szenario 2011 THG95 aus DLR et al. (2012) am höchsten. Dies lässt sich auf einen infolge stärkerer Sektorkopplung höheren Strombedarf zurückführen. Der Anteil des Prozesswärmebedarfs beläuft sich auf 53 % im Szenario 2011 THG95 und 56 % in KS 95. Im Szenario KS 95 erreicht der Prozesswärmebedarf in der Industrie verglichen mit den anderen Szenarien mit 801 PJ den niedrigsten Wert. Im Szenario 2011 THG95 wird mit 1.275 PJ im Jahr 2060 ein verglichen mit den übrigen Werten für 2050 leicht überdurchschnittlicher Wert erreicht, der allerdings geringer ausfällt als in den Hauptszenarien von DLR et al. (2012) mit jeweils 1.350 PJ für das Jahr 2050.
- Zu den energieintensiven Industrien gehört die Papierindustrie. Die Trockenpartie ist der größte Einzelverbraucher an Brennstoffen. Neue Ansätze wie Impulstrocknung, Dampf- und Luftpralltrocknung oder Kondensationsband-Trocknung haben die Marktreife noch nicht erreicht. (Prognos et al. 2014, S. 116)
- Auch die Stahlindustrie hat viel Einsparpotenzial durch Umstellung auf die beste verfügbare Technik sowie durch Prozessablaufoptimierungen, welche bspw. das erneute Aufheizen des Stahls vor dem Walzen vermeiden oder den Strangguss derart optimieren, dass der Walzbedarf geringer ausfällt. Künftig könnte Stahl auch im Direktreduktionsverfahren unter Verwendung von mit EE-Strom erzeugtem Wasserstoff oder elektrolytische Verfahren erzeugt werden. (UBA 2014, S. 132ff.)
- Kontinuierliche Abwärmeströme, wie sie beispielsweise in der Zementherstellung anfallen, könnten aufgrund des hohen Temperaturniveaus mittels ORC-Anlagen verstromt werden. (UBA 2014, S. 171)

Der Power-to-Gas-Einsatz fällt sehr heterogen aus. In Abbildung 3-9 sind die Strombedarfe für Power-to-Gas-Anwendungen für die Szenarien dargestellt. Hier wurde zwischen dem Strombedarf zur Erzeugung von synthetischem Wasserstoff bzw. synthetischem Methan differenziert. In den Szenarien werden im Jahr 2050 zwischen 0

¹¹ Das sektorübergreifende Zielszenario aus Fraunhofer IWES et al. (2015) ist hier unberücksichtigt, da der Strombedarf für dieses Szenario nicht nach Anwendungssektoren aufgeschlüsselt vorliegt und folglich keine Aussage zum Strombedarf der Industrie gemacht werden kann.

und 134 TWh Strom zur Erzeugung von synthetischem Wasserstoff bzw. Methan eingesetzt, wobei sich folgendes Bild ergibt:

- In den Szenarien mit 80 %iger THG-Reduktion kommt kaum Power-to-Gas zum Einsatz: Im Jahr 2050 werden unter Einsatz von Elektrolyseuren zwischen 0 und 103 TWh im Szenario REMod-D aus Fraunhofer ISE (2013) an Strom zur Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan eingesetzt.
- Szenario A von DLR et al. (2012, S. 138, 290) setzt 242 PJ an Wasserstoff (16 % der Endenergie) im Verkehr als Kraftstoff ein und verwendet als Antriebsstrang Wasserstoffbrennstoffzellen.
- Das einzige Szenario mit 80 % THG-Minderung, bei dem durch Power-to-Gas zur Methanherzeugung eingesetzt wird, ist das Szenario B aus DLR et al. (2012), wo 2050 90 TWh zur Erzeugung von synthetischem Methan zum Einsatz kommen.
- In den Szenarien, die gegenüber 1990 eine 95 %ige THG-Minderung erreichen, kommt Power-to-Gas in größerem Umfang zum Einsatz. Hintergrund sind größere Überschussstrommengen infolge einer höheren EE-Stromerzeugung (DLR et al. 2012) sowie ein Bedarf synthetischer Kraft- und Brennstoffe in anderen Sektoren zur Gewährleistung einer weitgehenden Dekarbonisierung dieser Sektoren (Öko-Institut et al. 2015; UBA 2014). Im Szenario 2011 THG95 aus DLR et al. (2012) werden im Jahr 2050 137 TWh zur Erzeugung von synthetischem Wasserstoff eingesetzt. Im Szenario KS 95 werden insgesamt 125 TWh zur Erzeugung synthetischer Kraft- und Brennstoffe eingesetzt. Hiervon wurden in einer vom Autor vorgenommenen Aufteilung (vgl. Kapitel 3.2.1) jeweils etwa 34 TWh der Erzeugung von synthetischem Wasserstoff bzw. der Erzeugung flüssiger Kraft- und Brennstoffe zugeordnet. Es wurde angenommen, dass 57 TWh auf die Erzeugung von synthetischem Methan entfallen. DLR et al. (2012, S. 94) unterstellen dabei Wirkungsgrade von 72 % in 2030 und 77 % in 2050 bei den Elektrolyseuren und bis zu 80 % für die gesamte Methanherzeugung (DLR et al. 2012, S. 96), sofern hohe CO₂-Konzentrationen vorliegen. Fraunhofer ISE (2013, S. 39) geht von einem Gesamtwirkungsgrad Strom zu Methan von 60 % aus, was in etwa den Annahmen von DLR entspricht.
- Als klimaneutrale CO₂-Quelle können die bei der Gasaufbereitung in Biogasanlagen anfallenden CO₂-Gase genutzt werden, insofern sie in der für die Methanisierung notwendigen Konzentration anfallen. Neben der chemischen Methanisierung mittels Katalysatoren kann diese auch biologisch mit Mikroorganismen erzielt werden. (DLR et al. 2012, S. 91; UBA 2014, S. 62) Die geschätzten Mengen reichen allerdings nur für Speichierzwecke von Überschussstrom aus. Längerfristig muss aufgrund des hohen Bedarfs im Verkehrssektor auch atmosphärisches CO₂ verwendet werden. (DLR et al. 2012, S. 96) Insofern die thermischen Prozesse in der Industrie nicht elektrifiziert werden oder werden können und diese mit Biomasse betrieben werden müssen, kann zudem aus den Verbrennungsabgasen das CO₂ herausgelöst werden. (UBA 2014, S. 62ff.)

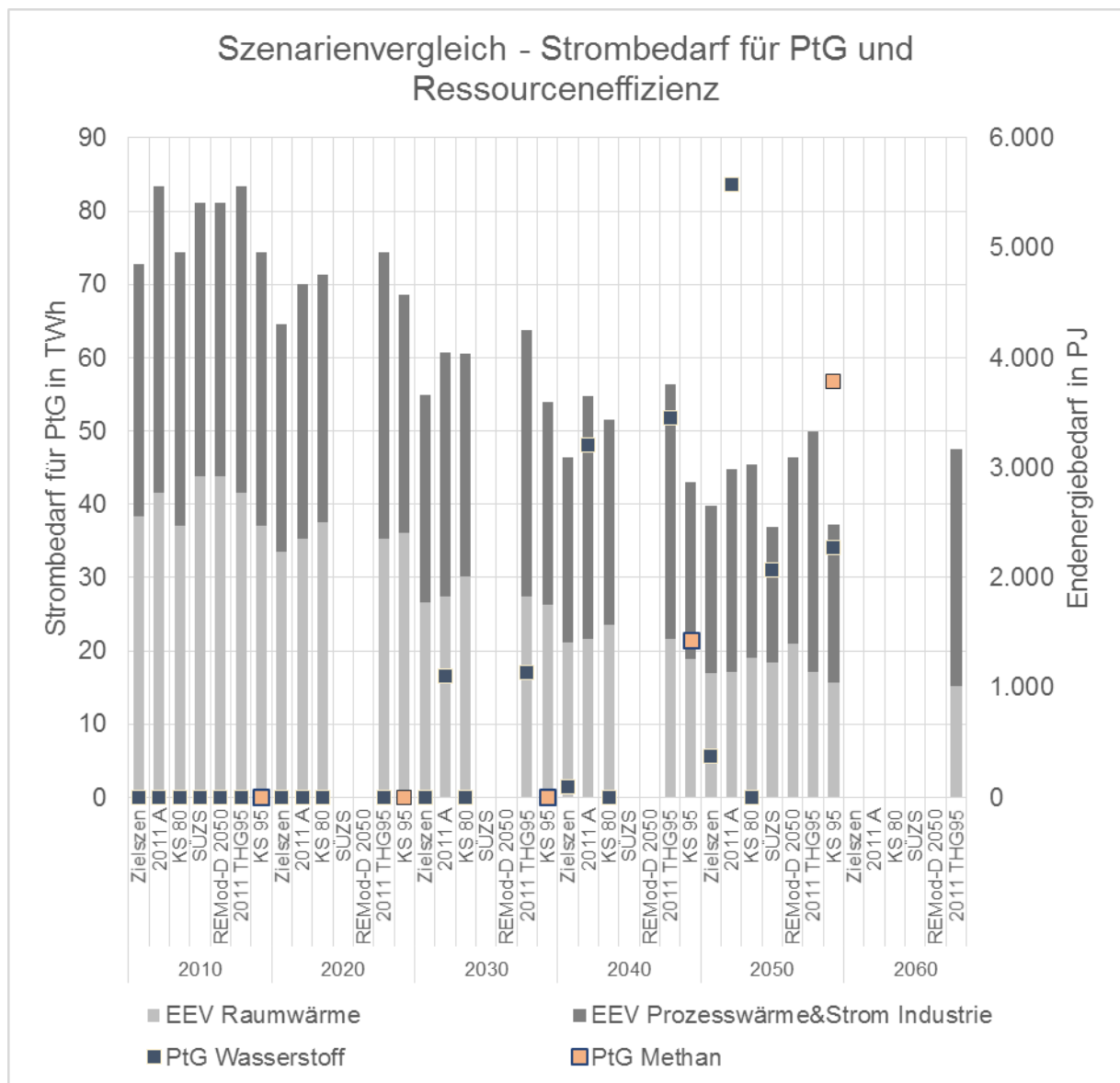


Abbildung 3-9 Strombedarf für Power-to-Gas und Endenergiebedarf für Raumwärme bzw. für Prozesswärme und Stromanwendungen in der Industrie

Technologiebereichsübergreifende Betrachtungen

Abbildung 3-10 stellt dar, in welchem Umfang die betrachteten Technologiefelder, für die Daten in den betrachteten Studien vorlagen, in den Studien mit ca. 80 % THG-Reduktion bis 2050 zum Einsatz kommen. Abgebildet sind die Spannweiten der Energiemengen, die von Technologien des jeweiligen Technologiefeldes erzeugt bzw. verbraucht werden. Im Diagramm sind sowohl Mengen an thermischer als auch an elektrischer Energie enthalten. Dargestellt sind die Spannbreiten für die Jahre 2030 (orangefarbene Balken) und 2050 (blaue Balken). Für einzelne Technologiefelder (z. B. Windenergie oder Umweltwärme) sind relativ große Spannbreiten feststellbar. Bei anderen Technologiefeldern liegen die Werte näher beieinander (z. B. Biomasse zur Stromerzeugung). Als Begründung für die Spreizungen lassen sich neben unterschiedlichen Annahmegerüsten und Modellierungsansätzen (vgl. Kapitel 3.1) abweichende Energiebedarfe (z. B. starke Stromverbrauchsreduktion im Zielsze-

nario aus Prognos et al. (2014)) sowie Substitutionsmöglichkeiten zwischen Technologien (z. B. zwischen Windenergie bzw. PV) anführen. Als Gründe für nahe beieinander liegenden Angaben lassen sich Potenzialrestriktionen (z. B. Biomasse und Wasserkraft) bzw. eine begrenzte Informationslage (z. B. dezentrale Kraftwerke) nennen.

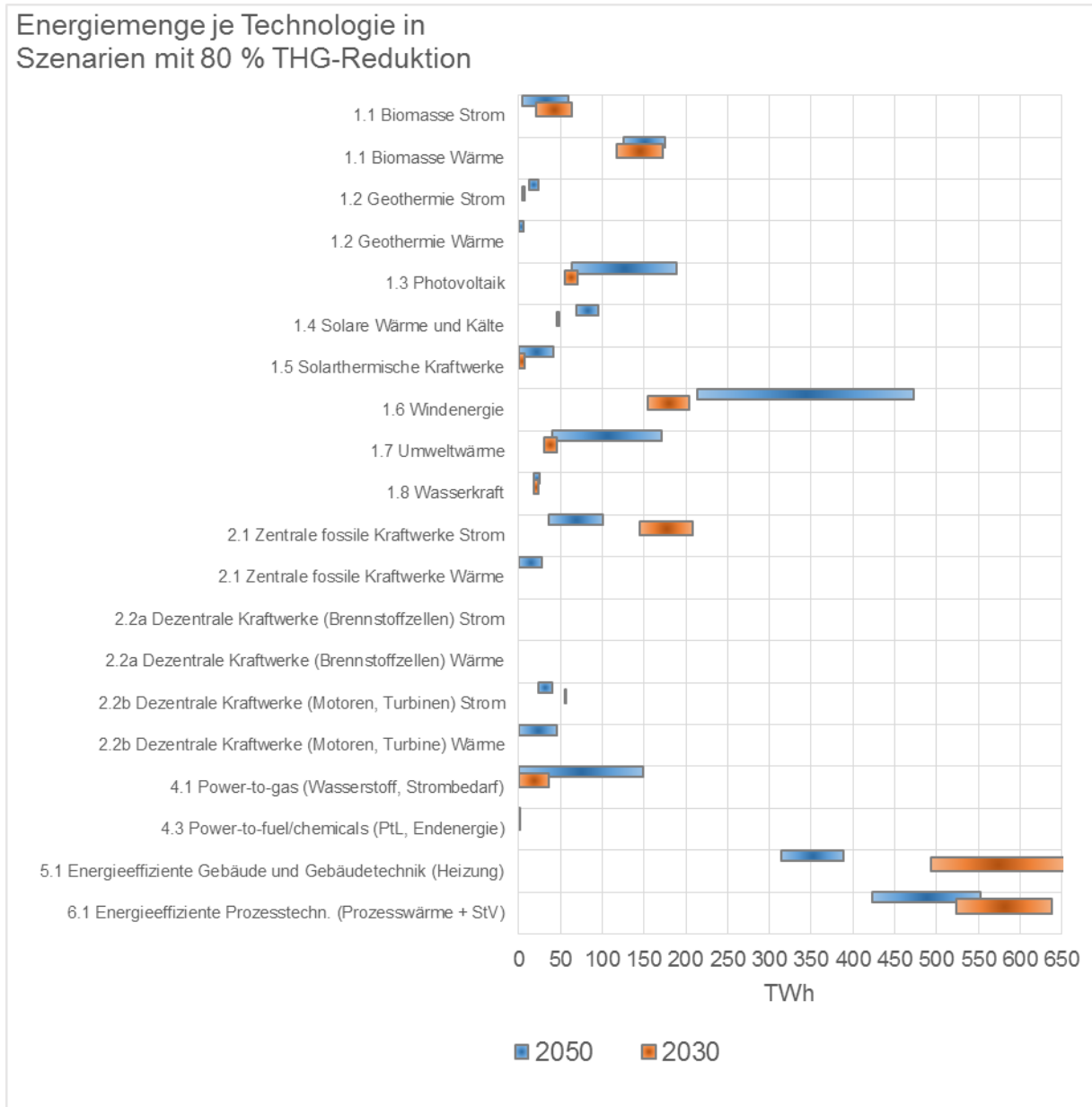


Abbildung 3-10 Spannweite der Energiemengen je Technologie in Szenarien mit 80 % THG-Reduktion

Abbildung 3-11 stellt in analoger Form dar, in welchem Umfang die betrachteten Technologiefelder, für die Daten vorlagen, in den betrachtetem Studien mit ca. 95 % THG-Minderung gegenüber 1990 bis zum Jahr 2050 zum Einsatz kommen. Abgebildet sind erneut die Spannweiten der thermischen bzw. elektrischen Energiemengen, die von Technologien des jeweiligen Technologiefeldes bereitgestellt oder verbraucht werden. Geringere Spreizungen gegenüber den Szenarien mit 80 %iger THG-

Minderung lassen sich durch die reduzierte Datenlage erklären. Lediglich für die beiden Szenarien 2011 THG95 aus DLR et al. (2012) sowie KS 95 aus Öko-Institut et al. (2015) lagen durchgängig Kennwerte für die Technologien vor. Dem Szenario THGND 2050 aus UBA (2014) konnten dagegen kaum technologiespezifische Informationen entnommen werden (vgl. Kapitel 3.2.1).

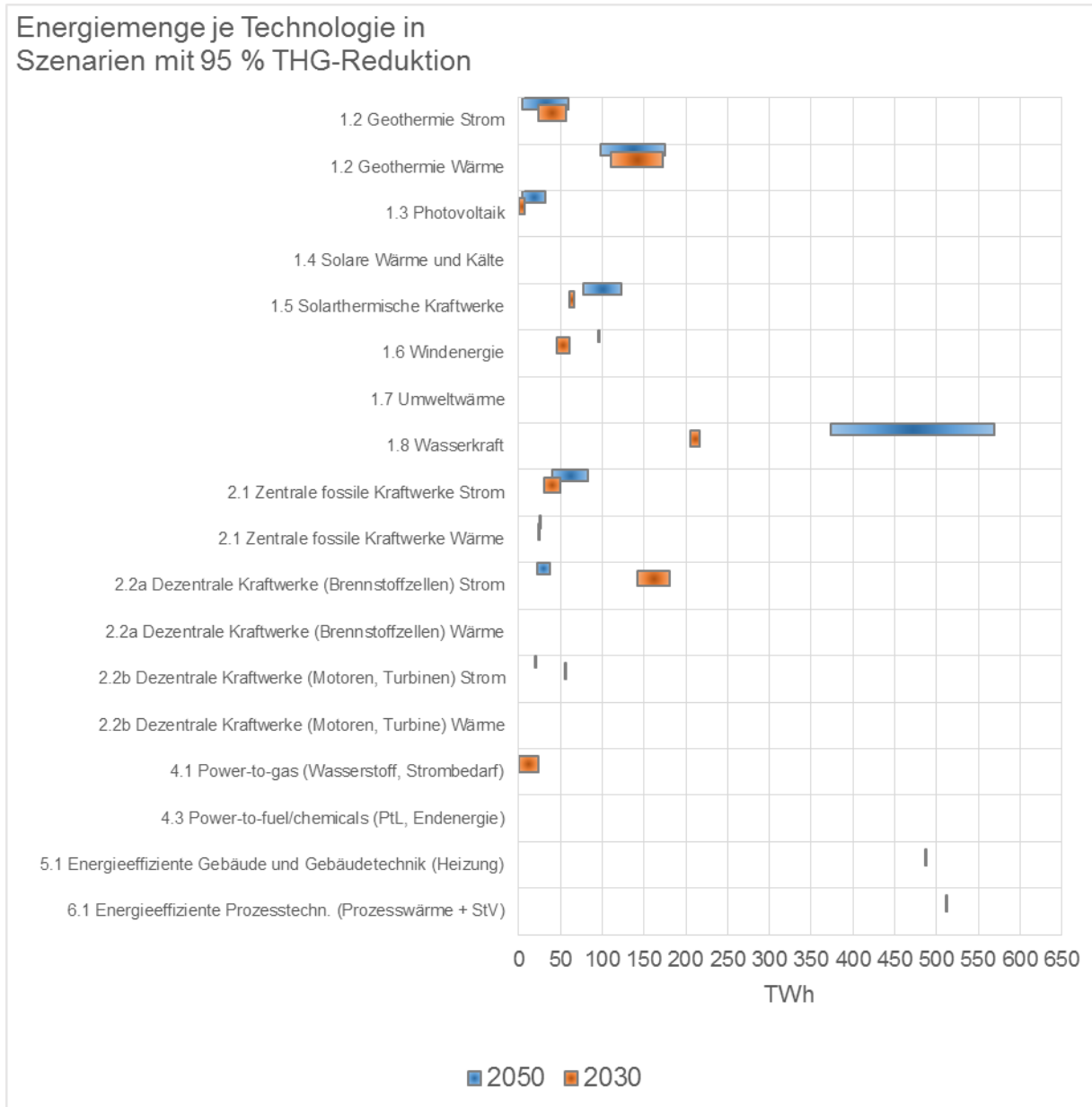


Abbildung 3-11 Spannweite der Energiemengen je Technologie in Szenarien mit 95 % THG Reduktion

In Bezug auf die einzelnen Technologiefelder lassen sich folgende Wechselwirkungen erkennen:

- Grundsätzlich stehen die unterschiedlichen Technologiefelder zur Stromerzeugung zueinander in einer Konkurrenzsituation, sind also substituierbar. Durch die hinterlegten Kostenannahmen sowie klimapolitische Zielsetzungen kommen

überwiegend (fluktuierende) erneuerbare Energien zum Einsatz und substituieren fossile Stromerzeugung bzw. Kernenergie.

- Es liegt eine Konkurrenzsituation zwischen den Flexibilitätsoptionen vor: Inländische fossil basierte Kraftwerke stehen in einer Substitutionsbeziehung zu Power-to-Gas bzw. Power-to-Liquid sowie CSP aus dem Ausland. Während in weniger ambitionierten Szenarien mit ca. 80 % THG-Minderung gegenüber 2050 überwiegend fossile Kraftwerke die benötigten Stromrestmengen bereitstellen und die gesicherte Leistung vorhalten, wird deren Erzeugung in Szenarien mit 95 % THG-Minderung durch PtG- bzw. PtL-Anwendungen oder durch Importe von CSP-Strom, wie sie nur bei DLR et al. (2012) als Flexibilitätsoption angenommen werden, substituiert.
- Hinsichtlich des zeitlichen Erzeugungsprofils liegt eine komplementäre Beziehung zwischen den betrachteten erneuerbaren Energieträgern vor, d. h. zwischen Wind, PV, Biomasse, Laufwasserkraft und Geothermie. Zudem sind die erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien sowie die für die jederzeitige Deckung des Energiebedarfs benötigten Backup-Kapazitäten fossiler Kraftwerke bzw. die Backup-Kapazitäten anderer Flexibilitätstechnologien, wie CSP (ggf. mit Speicher) oder Power-to-Gas, komplementär zueinander.
- Power-to-Gas und Power-to-Liquid kommen vor allem in denjenigen Szenarien mit 95 % THG-Minderung in signifikantem Umfang zum Einsatz und substituieren fossile Stromerzeugungsmengen. Vorrangig werden die generierten synthetischen Kraft- oder Brennstoffe zur Abdeckung der Nachfrage des Verkehrssektors bzw. in Industrieanwendungen eingesetzt. Im Szenario THGND 2050 aus UBA (2014) werden verglichen mit den anderen Szenarien zur Erzeugung synthetischer Kraft- und Brennstoffe die mit Abstand größten Energiemengen aufgewendet.
- Kurzzeitspeicher werden in allen Szenarien kaum eingesetzt bzw. sind nicht abgebildet. Zum Ausgleich der Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz, welche für die Modellierung in den Studien maßgeblich war,¹² spielen sie eine untergeordnete Rolle, können aber zur Kompensation von Netzengpässen von Relevanz sein (Elsner et al. 2015). Neben stofflichen Langzeitspeicheroptionen werden als verfügbare Speichertechnologien meist Pumpspeicherkraftwerke angenommen, die im Umfang von ca. 9 bis 15,7 GW zur Verfügung stehen. In einigen Studien erfolgt keine Aufschlüsselung der unterstellten Speicherkapazitäten nach Technologien. Die angenommenen Speicherkapazitäten sind – mit Ausnahme von PtG – in allen Studien nicht wesentlich höher als heute.
- CCS wird in den Studien betrachteten Szenarien nicht eingesetzt. Eine Ausnahme stellen Industrieanwendungen im Szenario KS 95 aus Öko-Institut et al. (2015) dar. Hier dient CCS zur Speicherung von ca. 40 Mt CO₂ im Jahr 2050, woraus ein Strombedarf von 9 TWh resultiert. Grundsätzlich könnte die Technologie in Szenarien mit 80 % THG-Minderung zur Substitution weniger emissionsintensiver Erzeugungstechnologien wie Gaskraftwerke zum Einsatz kommen. Aufgrund der Restemissionen (Elsner et al. 2015) sowie der benötigten hohen Auslastung von

¹² Betrachtungsgegenstand der Studien war – mit Ausnahme der Netzentwicklungspläne – durch welche Systemzusammensetzung sich der prognostizierte Energiebedarf bis zum Jahr 2050 bzw. im Jahr 2050 decken lässt. Die Entwicklung der Netzinfrastruktur stand dagegen – mit Ausnahme der Netzentwicklungspläne – nicht im Zentrum der Betrachtungen.

Kraftwerken mit CCS, kommt die großtechnische Anwendung bei hohen FEE-Anteilen nicht in Betracht.

- Bei den (erneuerbaren) Wärmetechnologien zeigt sich ein Trade-off zwischen dem Einsatz von Wärmepumpen zur Nutzung von Umweltwärme sowie solarthermischer Wärmeerzeugung. Grundsätzlich stehen Wärmeanwendungen in einer Substitutionsbeziehung zu zusätzlichen Effizienzsteigerungen bei der Gebäude- und Prozesswärmebereitstellung sowie einer strombasierten Wärmebereitstellung, wie sie im sektorübergreifenden Zielszenario aus Fraunhofer IWES et al. (2015) in relativ hohem Umfang zum Einsatz kommt.
- DLR et al. (2012, S. 268) mahnen an, beim Ausbau der EE auf Rohstoffeffizienz und Recyclingfähigkeit zu achten. Fraunhofer IWES et al. (2015, S. 91) fordert dies speziell bei Batteriezellen.

3.3 Kurzdarstellung internationaler Studien und Szenarien

Anhand der in Kapitel 2.2.2 benannten Kriterien wurden folgende Studien und zielorientierten Szenarien ausgewählt:

Tabelle 3-30 Auswahl der internationalen Studien und Szenarien

Studie	Szenarien
IEA - World Energy Outlook (2016)	New Policies, Current Policies (BAU), 450 Scenario (2 °C)
IEA - Energy Technology Perspectives (2016)	4DS, 6DS (BAU), 2DS (2 °C)
Greenpeace International (2015)	Reference Case (entspricht Current Policies aus WEO 2014), Basic E[R] (< 2 °C), Advanced E[R] (<< 2 °C)
World Energy Council (2016)	Modern Jazz (marktbasiert, >2 °C), Unfinished Symphony (koordinierte staatliche Politiken, ca. 2 °C), Hard Rock (keine / kaum internationale Koordination, > 2 °C)

Im nachfolgenden Kapitel sind die benannten Studien und Szenarien mit ihren zentralen sozioökonomischen und energiewirtschaftlichen Kennwerten sowie den wesentlichen Technologieannahmen kurz beschrieben.

3.3.1 IEA (2016b): World Energy Outlook 2016

Die Internationale Energieagentur (IEA) veröffentlicht seit 1998 jährlich ihren Weltenergie-Ausblick, welcher die aktuellen Energie- und Klimapolitiken unter Berücksichtigung von Rahmenbedingungen für Investitionsentscheidungen in die Zukunft projiziert. Jede Veröffentlichung wird durch führende internationale Experten aus Politik, Industrie, Wissenschaft und anderen Organisationen kritisch geprüft.

Der World Energy Outlook (WEO) basiert auf dem World Energy Model der IEA, einem umfangreichen Simulationswerkzeug, welches über einen Zeitraum von 20 Jahren entwickelt wurde. Es deckt das gesamte Energiesystem ab und ermöglicht eine Reihe von analytischen Perspektiven, von globalen Aggregaten bis zu Detailelementen, wie zum Beispiel die Aussichten für eine bestimmte Technologie oder die Aussichten für die Endverbraucherpreise in einem bestimmten Land oder einer be-

stimmten Region. Der WEO verfolgt einen szenarienbasierten Ansatz, um die wichtigsten Entscheidungen, Konsequenzen und Eventualitäten, zu beleuchten. Er will veranschaulichen, wie das Energiesystem durch die Energiepolitik einzelner Länder beeinflusst werden könnte.

Bis 2010 konzentrierte sich die Struktur auf ein Referenzszenario, in dem die politischen Annahmen bis zum heutigen Tag festgelegt wurden, ohne die angekündigten Absichten oder Ziele zu berücksichtigen. Dies wurde oft von einem alternativen Szenario begleitet, um die Auswirkungen verschiedener politischer Entscheidungen auf ein bestimmtes Energiesicherheits- oder Umweltproblem zu untersuchen.

Im Jahr 2010 verlagerte sich der Schwerpunkt auf das Szenario für neue Politikbereiche, in dem bestehende Energiepolitiken sowie eine Bewertung der Ergebnisse aus der Umsetzung der angekündigten politischen Absichten enthalten sind. Zur Begrenzung des Klimawandels auf unter 2 °C wurde in 2010 zudem das 450-Szenario entwickelt und damit Klima und Umwelt in den Mittelpunkt der Analyse gestellt. (IEA 2016b, S. 31)

Der WEO 2016 nimmt die Ergebnisse der Klimaverhandlungen in Paris auf und projiziert diese in seinem „New Policies“-Szenario entsprechend der jeweiligen nationalen Bestrebungen bis 2040. Im Fokus stehen dabei die erneuerbaren Energien und die Energieeffizienz. Ebenfalls untersucht werden die Auswirkungen auf die Energiebereitstellung durch fossile Energieträger, insbesondere die Marktbedingungen und Investitionsrisiken. (IEA 2016b, S. 21)

Der Bericht enthält drei Szenarien: Das Current Policies Szenario, welches aktuelle Maßnahmen abbildet und fortschreibt. Dagegen beinhaltet das New Policies Szenario zusätzlich zur bestehenden Energiepolitik mögliche Umsetzungen, die sich aus angekündigten Absichten, hier insbesondere die Klimaschutzzusagen der einzelnen Nationen im Rahmen von COP21, ergeben könnten. Das 450-Szenario zielt auf einen möglichen Weg ab, der eine langfristige Erderwärmung von 2 °C gegenüber dem Niveau vor Beginn der Industrialisierung nicht überschreiten würde. Darin wird auch untersucht, welche Rahmenbedingungen und Entwicklungen notwendig wären, um ambitioniertere Klimaziele, wie ein 1,5 °C-Ziel, zu erreichen. Folgende Tendenzen lassen sich erkennen:

- **Energieverbräuche und Effizienz:** Im Szenario Current Policies (CP) steigt der Primärenergieverbrauch weltweit um etwa 43 %, im Szenario New Policies (NP) um etwa 25 % und im Szenario 450 um 9 % gegenüber 2014 an. Der Endenergieverbrauch legt um 44 % im Current Policies, um 33 % im New Policies und um 14 % im 450-Szenario gegenüber 2014 zu.
- **Entwicklung des Stromendenergieverbrauchs:** Aufgrund verschiedener Entwicklungen wie bspw. Bevölkerungsentwicklung sowie Sektorkopplung steigt der Stromendenergieverbrauch global an. Im Szenario CP steigt der Verbrauch bis 2040 um 82 %. Als Gründe werden dafür das wirtschaftliche Wachstum, insbesondere in China, Indien und Süd-Ost-Asien, angeführt, die zu einer zunehmenden Industrialisierung, Verstädterung und einem zunehmenden Strombedarf bei der Gebäudeklimatisierung führen. (IEA 2016b, S. 245) Im Szenario NP erfolgt ebenfalls eine Erhöhung der Stromverbräuche um 68 %, ebenfalls aufgrund von Entwicklungen in den zuvor genannten Regionen. Auch im Szenario 450 steigt der

Strombedarf um 50 % gegenüber 2040 an. Im Vergleich zum NP-Szenario können hier durch technische Entwicklung in den Sektoren Industrie, Haushalte und Dienstleistungen enorme Einsparungen erreicht werden. Allerdings zehrt eine zunehmende Elektrifizierung des Verkehrssektors gut ein Drittel der Einsparungen wieder auf. (IEA 2016b, S. 247)

- Anteil erneuerbarer Energien: Der Anteil erneuerbarer Energien (EE) an der Bruttostromerzeugung beträgt im Jahr 2040 29 % im Szenario CP, 37 % im Szenario NP und 58 % im Szenario 450. (IEA 2016b, S. 249)
- Sektorkopplung: Insbesondere außerhalb der OECD-Staaten steigt der Stromverbrauch im Zuge des wirtschaftlichen Wachstums und der Bevölkerungszunahme im Gebäudesektor an. Grund ist die zunehmende Klimatisierung der Gebäude. (IEA 2016b, S. 255) Auch der Verkehrssektor verdreifacht den Strombedarf im Szenario NP bis 2040, was u. a. auf eine zunehmende Durchdringung von Elektrofahrzeugen auf bis zu 8 % zurückzuführen ist. (IEA 2016b, S. 256) Erst im Szenario 450 etabliert sich die individuelle Elektromobilität mit einem Anteil von etwa 40 % im Verkehrssektor weltweit. (IEA 2016b, S. 330) Strombasierte Gase und Kraftstoffe sind aber nicht Teil der Szenarien, was mit den hohen Erzeugungskosten gegenüber anderen Alternativen bspw. aus Biomasse begründet wird. (IEA 2016b, S. 551)

Das sozioökonomische Annahmegerüst sowie die unterstellten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise sind nachfolgender Tabelle 3-31 zu entnehmen. Die Szenarien unterstellen einen Bevölkerungszuwachs von rd. 1.900 Mio. Menschen bis 2040. Im Durchschnitt wird ein Wachstum des realen BIP um 3,4 % p. a. erreicht. (IEA 2016b, S. 42) Die in der Tabelle aufgeführten Preisangaben sind in Werten von 2015 angegeben. Für die CO₂-Preise sind drei separate Entwicklungspfade hinterlegt, die den angenommenen Preisverlauf für das jeweilige Szenario repräsentieren und mit höheren THG-Minderungszielen ansteigen. (IEA 2016b, S. 39)

Die unterschiedlichen klimapolitischen Ambitionsniveaus der drei Szenarien unterscheiden sich in Bezug auf die energiewirtschaftlichen Kennwerte. Insbesondere liegen Unterschiede im Bereich Energieeffizienz und Stromverbrauch bzw. Sektorkopplung vor, wie bereits eingangs angedeutet. Nachfolgend sind die Szenarien mit ihren zentralen Charakteristika und energiewirtschaftlichen Kennwerten kurz dargestellt.

Tabelle 3-31 Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte sowie Brennstoff-Preisannahmen im World Energy Outlook 2016

Kennwert	Einheit	Ausprägung			
		2014	2020	2030	2040
Sozioökonomische Kennwerte					
Bevölkerungszahl	Mio.	7.255			9.152
BIP-Entwicklung					
		2000-2014	2014-2020	2020-2030	2030-2040
Durchschnittliches reales BIP-Wachstum im angegebenen Zeitraum	% p. a.	+3,7	+3,5	+3,7	+3,1
Brennstoffpreisannahmen					
		2014	2020	2030	2040
Rohölpreis (CP)	US\$ ₂₀₁₅ /barrel	51	79	111	124
Rohölpreis (NP)	US\$ ₂₀₁₅ /barrel	51	82	127	146
Rohölpreis (450)	US\$ ₂₀₁₅ /barrel	51	73	85	78
CO₂-Preisannahmen					
		2014	2020	2030	2040
CO ₂ -Zertifikatspreis CP	US\$ ₂₀₁₅ /t CO ₂		18	30	40
CO ₂ -Zertifikatspreis NP	US\$ ₂₀₁₅ /t CO ₂		6-20	12-37	20-50
CO ₂ -Zertifikatspreis 450	US\$ ₂₀₁₅ /t CO ₂		10-20	75-100	125-40

Quelle: IEA (2016b)

Current Policies Szenario

Im CP-Szenario steigen die Emissionen von 2020 bis 2040 um rund 10.000 Mt auf 43.698 Mt an. (IEA 2016b, S. 553) Gründe hierfür sind u. a. die weiterhin dominierende fossile Stromerzeugung aus Kohle (36 %) und Gas (~24 %) in 2040. Der Anteil der Erneuerbaren liegt bei gerade mal 18 % global, inklusive Wasserkraft. (IEA 2016b, S. 551)

Der Transportsektor wird von Erdöl als Kraftstoff dominiert, dessen Anteil 2040 knapp 90 % beträgt. Elektromobilität macht dabei nur 1,5 % global aus. Die Wärmeversorgung wird vorrangig durch Strom (42 %), Gas (23 %) und Bioenergie (19 %) bereitgestellt.

Tabelle 3-32 **Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios Current Policies**

Kennwert	Einheit	Ausprägung			
		2014	2020	2030	2040
Primärenergieverbrauch	EJ/a	572,9	620,4	719,4	822,1
Endenergieverbrauch	EJ/a	394,0	432,6	500,4	568,0
Bruttostromerzeugung	TWh	23.809	27.243	34.766	42.511
Bruttostromerzeugung EE	TWh	5.383	7.079	9.652	12.305
EE-Anteil am BruttoStE	%	23	26	28	29
(gesamte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	32.175	33.722	38.594	43.698

Quelle: IEA (2016b)

New Policies Szenario

Gegenüber 1990 steigen die weltweiten CO₂-Emissionen um 77,5 % von 20.448 Mt auf 36.290 Mt CO₂ an. (IEA 2016b, S. 552) Trotz einer deutlichen Zunahme an der Energiebereitstellung durch erneuerbare Energien, erhöht sich deren Anteil am Gesamtenergiebedarf von 13 % in 2014 auf 20 % in 2040. (IEA 2016b, S. 550) Gegenüber Current Policies steigt der Strombedarf aufgrund dem Einsatz effizienter Technologien weniger.

Wie schon beim CP-Szenario dominiert im Transportsektor Erdöl als Kraftstoff, dessen Anteil 2040 85 % beträgt. Elektromobilität macht dabei nur 2 % global aus. Im Gebäudebereich dominieren Strom (41 %), Gas (22 %) und Bioenergie (20 %).

Tabelle 3-33 **Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 450**

Kennwert	Einheit	Ausprägung			
		2014	2020	2030	2040
Primärenergieverbrauch	EJ/a	572,9	610,3	677,6	714,1
Endenergieverbrauch	EJ/a	394,0	427,2	477,0	524,9
Bruttostromerzeugung	TWh	23.809	26.698	32.732	39.045
Bruttostromerzeugung EE	TWh	5.383	7.280	10.702	14.270
EE-Anteil am BruttoStE	%	23	27	33	37
(gesamte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	32.175	32.795	34.485	36.290

Quelle: IEA (2016b)

450-Szenario

Das ambitionierte Szenario erreicht eine Senkung der CO₂-Emissionen um 41 % im Zeitraum 2020 bis 2040, was durch einen deutlichen Rückgang des Kohleeinsatzes

insbesondere im Kraftwerkspark gelingt. Wasserkraft ist der dominierende Stromerzeuger in 2040, gefolgt von Wind, gleichauf mit Nuklearkraftwerken. Gaskraftwerke stellen rd. 16 % der Stromerzeugung zur Verfügung. In einigen Staaten spielen Kraftwerke mit Carbon Capture and Storage (CCS) dabei eine wichtige Rolle. (IEA 2016b, S. 528, 2016b, S. 507) Gegenüber New Policies steigt der Strombedarf aufgrund dem Einsatz effizienter Technologien deutlich weniger. (IEA 2016b, S. 553) Das Szenario sieht zudem einen starken Ausbau an Elektromobilität, den Einsatz von biogenen und alternativen Kraftstoffen (Ethanol insbesondere in den USA, China und Brasileine, Biodiesel ebenfalls in den USA und Europa (IEA 2016b, S. 436)) vor, dennoch sinken die Emissionen des globalen Verkehrssektors nur um 30%, da weiterhin Erdöl deutlich dominiert. Im Gebäudebereich steigt die Gesamtenergienachfrage nur leicht an, im Zeitraum 2012 bis 2040 um 7,5 %. Kohle und Öl gehören global auch heute nicht zu den Hauptenergieträger zur Wärmeerzeugung. Dies sind Biomasse und Gas. Im vorliegenden Szenario sinken die Anteile von Kohle von 4 % auf 1,6 % und Erdöl von 10 % auf 5 %. (IEA 2016b, S. 551)

Tabelle 3-34 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 450

Kennwert	Einheit	Ausprägung			
		2014	2020	2030	2040
Primärenergieverbrauch	EJ/a	572,9	594,7	605,7	622,9
Endenergieverbrauch	EJ/a	394,0	419,3	436,8	448,2
Bruttostromerzeugung	TWh	23.809	25.965	29.655	34.092
Bruttostromerzeugung EE	TWh	5.383	7.417	13.084	19.884
EE-Anteil am BruttoStE	%	23	29	44	58
(gesamte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	32.175	31.256	25.180	18.427

Quelle: IEA (2016b)

3.3.2 IEA (2016a): Energy Technology Perspectives 2016

Seit 2006 werden von der Internationale Energieagentur (IEA) auch jährlich Studien zu den Perspektiven technologischer Entwicklungen erarbeitet und wie diese zur Erreichung klimapolitischer Ziele beitragen können. Die Analysen streben an, einen umfassenden, langfristigen Überblick über Energiesystemtrends und Technologien, die für die Erreichung der Ziele einer bezahlbaren, sicheren und CO₂-armen Energieversorgung notwendig sind, zu geben. Als grundlegendes Analysewerkzeug dient das ETP-Modell, welches eine Zusammenführung von 4 Modellen, jeweils eines zur Energieumwandlung, zur Industrie, zum Verkehr und zu Gebäuden, darstellt. Das Modell zur Energieumwandlung, ETP-TIMES (The Integrated MARKAL EFOM System), nimmt im Hinblick auf die Klimaschutzziele die zentrale Rolle ein, da hier dem Energieverbrauch die Erzeugung gegenübergestellt wird und die Emissionen nach Sektoren ermittelt werden. (IEA 2016a, S. 376) Um die Entwicklungen in der Industrie zu bestimmen wird einerseits ein Modell zur linearen Optimierung herangezogen, welches auf TIMES basiert und im Wesentlichen drei energieintensive Industriebe-

reiche, nämlich Eisen und Stahl, Zement und Aluminium, betrachtet. Die beiden anderen energieintensiven Bereiche Chemie und Papier werden noch auf Basis eines Bilanzierungsmodells ermittelt. Künftig sollen auch diese beiden Industriezweige in TIMES simuliert werden. (IEA 2016a, S. 379f.) Der Verkehrs- bzw. Transportsektor wird mittels MoMo, dem Mobility Model, simuliert. MoMo ist ein technisch-ökonomisches Datenbank-Tabellenkalkulations- und Simulationsmodell, welches detaillierte Projektionen von Transportaktivitäten, Fahrzeugaktivitäten, Energiebedarf sowie Treibhausgas- und Schadstoffemissionen gemäß benutzerdefinierter Politikenszenarien bis 2050 ermöglicht. (IEA 2016a, S. 380f.) Der Gebäudesektor wird ebenfalls mit einem Bilanzierungsmodell global sowie aufgeteilt nach Weltregionen und 33 Ländern abgebildet. Dabei werden Gebäude in Wohngebäude und Dienstleistungen getrennt betrachtet. Der Wohnsektor umfasst alle energieverbrauchenden Aktivitäten in Wohnungen und Häusern, einschließlich Raumwärme und Warmwasser, Kühlung, Beleuchtung und die Verwendung von Geräten. Der Teilsektor Dienstleistungen umfasst Tätigkeiten in den Bereichen Handel, Finanzen, Immobilien, öffentliche Verwaltung, Gesundheit, Essen und Unterkunft, Bildung und andere kommerzielle Dienstleistungen. (IEA 2016a, S. 383f.)

Mit 3 Szenarien werden verschiedene mögliche Ausprägungen untersucht. Das Szenario 6DS (6°-Szenario) unterstellt nur begrenzte klimapolitische Entwicklungen auf Grundlage aktueller Ziele, wobei der technologische Fortschritt auf inkrementelle Verbesserungen beschränkt bleibt. Die Aufnahme aktueller Strategien und jüngste Aussagen zu Energieeffizienzzielen werden im Szenario 4DS (4°-Szenario) betrachtet. Das Szenario 2DS (2°-Ziel) steht für Emissionsminderungen und der Verbesserung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen. (IEA 2016a, S. 29) Da zunehmend mehr Menschen weltweit in Städten leben, betrachtet der vorliegende Bericht *Energy Technology Perspectives 2016 - Towards Sustainable Urban Energy Systems* neben den einzelnen Szenarien zudem vertieft die mögliche nachhaltige Entwicklung städtischer Energiesysteme. Ein solches Potenzial könnte nach Idee der IEA der Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende sein, vorausgesetzt, dass lokale und nationale Maßnahmen so ausgerichtet werden können, dass die Nachhaltigkeitsziele auf beiden Ebenen erreicht werden. (IEA 2016a, S. 6)

Folgende Entwicklungen in den Szenarien sind erkennbar:

- **Energieverbräuche und Effizienz:** Mit steigenden Ambitionen der Klimaziele in den jeweiligen Szenarien nehmen der spezifische Primär- und Endenergiebedarf der Bevölkerung in den Szenarien 6DS um 24 % und 4DS um rund 10 % bis 2050 zu. Lediglich in Szenario 2DS sinkt der Verbrauch bis 2050 um rd. 15 % gegenüber 2013. (IEA 2016a, S. 30f.)
- **Entwicklung des Stromenergieverbrauchs:** Alle Szenarien unterstellen einen Zuwachs des Stromverbrauchs, der u. a. auf Sektorkopplung und eine wachsende Bevölkerung zurückzuführen ist. Entsprechend der Rahmenbedingungen von Szenario 6DS wird sich die Bruttostromerzeugung mehr als verdoppeln, um insgesamt 220 %. Auch wenn die EE um das Dreifache anwachsen, so dominiert weiterhin der Einsatz von Kohle und Gas. Szenario 4DS geht in etwa von einer Verdopplung aus, von einer Bruttostromerzeugung von 23.290 TWh in 2013 auf 46.804 TWh in 2050. Fossile Stromerzeuger werden weniger stark als in 6DS ausgebaut, zugunsten von Kernenergie und EE. Szenario 2DS erreicht seine Ziele nur

durch den globalen Rückbau von mit fossilen Energieträgern befeuerten Kraftwerken sowie Effizienzmaßnahmen. Neben dem Ausbau von EE verdreifacht sich die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken bis 2050. (IEA 2016a, S. 35f.)

- Anteil erneuerbarer Energien: Der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung beträgt im Jahr 2050 31 % im Szenario 6DS, 41 % im Szenario 4DS und 67 % im Szenario 2DS. (IEA 2016a, S. 37f.)
- Sektorkopplung: Die Sektorkopplungsaktivitäten der Szenarien begrenzen sich auf strombetriebene Fahrzeuge. In Szenario 6DS kommt es zu einer Zunahme um rd. 250 %, in 4DS um rd. 375 % und in 2 DS um 1.100 % bis 2050. (IEA 2016a, S. 44f.) Strombasierte Kraftstoffe sind, mit Ausnahme von Wasserstoff in einigen Anwendungen, kein Thema. Ihr Anteil an der Kraftstoffversorgung machen in den Szenarien 6DS und 4DS unter 0,3 % aus, lediglich in 2DS wird ein Anteil von 1,5 % erreicht. Im Gebäudesektor wird Strom zunehmend zur Klimatisierung (Wärme und Kälte) eingesetzt und steigert seinen Anteil in allen Szenarien auf etwa 43 %.

Das sozioökonomische Annahmegerüst sowie die unterstellten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise sind nachfolgender Tabelle 3-35 zu entnehmen. Die Szenarien unterstellen einen Bevölkerungszuwachs von 2.366 Mio. Menschen von 2013 bis 2050. Im Durchschnitt wird ein Wachstum des realen BIP um 3,2 % p. a. erreicht. (IEA 2016a, S. 385) Die in der Tabelle aufgeführten Preisangaben sind in Werten von 2014 angegeben. (IEA 2016a, S. 386)

Die unterschiedlichen klimapolitischen Ambitionsniveaus der drei Szenarien unterscheiden sich in Bezug auf die energiewirtschaftlichen Kennwerte. Insbesondere liegen Unterschiede im Bereich Energieeffizienz und Stromverbrauch bzw. Sektorkopplung vor, wie bereits eingangs angedeutet. Nachfolgend sind die Szenarien mit ihren zentralen Charakteristika und energiewirtschaftlichen Kennwerten kurz dargestellt.

Tabelle 3-35 Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte sowie Brennstoff-Preisannahmen in den Energy Technology Perspectives 2016

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2013	2020	2030	2040	2050
Sozioökonomische Kennwerte		2013	2020	2030	2040	2050
Bevölkerungszahl	Mio.	7.102	7.652	8.354	8.962	9.468
BIP-Entwicklung		2013-2020		2020-2030	2030-2050	
Durchschnittliches reales BIP-Wachstum im angegebenen Zeitraum	% p. a.	+3,7		+3,8	+2,8	
Brennstoffpreisannahmen		2013	2020	2030	2040	2050
Rohölpreis (6DS)	US\$ ₂₀₁₄ /barrel	97	83	130	150	164
Rohölpreis (4DS)	US\$ ₂₀₁₄ /barrel	97	80	113	128	137
Rohölpreis (2DS)	US\$ ₂₀₁₄ /barrel	97	77	97	95	93
Kohle (6DS)	US\$ ₂₀₁₄ /t	78	99	115	123	131
Kohle (4DS)	US\$ ₂₀₁₄ /t	78	94	102	108	114
Kohle (2DS)	US\$ ₂₀₁₄ /t	78	80	79	77	75
Gaspreis (6DS)	US\$ ₂₀₁₄ /MBTU	4,4-16,2	4,7-11,4	6,3-14,9	8,9-16	8,7-17,5
Gaspreis (4DS)	US\$ ₂₀₁₄ /MBTU	4,4-16,2	4,7-11	6,2-13	7,5-14,1	8-15,1
Gaspreis (2DS)	US\$ ₂₀₁₄ /MBTU	4,4-16,2	4,5-10,7	5,7-11,8	5,9-11,1	5,8-10,9

Quelle: IEA (2016a)

6DS Szenario

Das Szenario kann weitestgehend als Fortführung des aktuellen Trends verstanden werden. Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen steigen bis 2050 gegenüber 2013 um rd. 60 % an und erzeugen global Gesamtemissionen von 1.700 Gt CO₂ in 2050. In Folge ergibt sich eine durchschnittliche Erhöhung des globalen Temperatur Niveaus um 5,5 °C bis 2050. (IEA 2016a, S. 29) Gründe hierfür sind u. a. die weiterhin dominierende fossile Stromerzeugung aus Kohle (38 %) und Gas (~22,5 %) in 2050. Der Anteil der Erneuerbaren liegt bei 31 % global, inklusive Wasserkraft. (IEA 2016a, S. 31). Der Transportsektor wird von Erdöl als Kraftstoff dominiert, dessen Anteil 2050 knapp 90 % beträgt. Elektromobilität macht dabei nur 0,1 % global aus. Die Wärmeversorgung wird vorrangig durch Strom (43 %), Gas (19 %) und Bioenergie einschließlich thermischer Abfallverwertung (22 %) bereitgestellt.

Tabelle 3-36 **Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios Current Policies**

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2013	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch	EJ/a	567	627	744	846	940
Endenergieverbrauch	EJ/a	401	458	536	604	667
Bruttostromerzeugung	TWh	23.290	28.105	36.218	44.067	51.542
Bruttostromerzeugung EE	TWh	5.085	7.279	9.627	12.513	15.800
EE-Anteil am BruttoStE	%	22	26	27	28	31
(gesamte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	33.861	38.562	45.070	50.390	54.691

Quelle: IEA (2016a)

4DS Szenario

Das Szenario berücksichtigt im Gegensatz zu 6DS aktuelle Zusagen von Staaten Emissionen zu begrenzen und Energieeffizienz zu fördern, die langfristig den Temperaturanstieg auf 4 °C begrenzen. Bereits dieses Szenario gilt nach Ansicht der IEA als ehrgeizig und erfordert von vielen Ländern erhebliche Änderungen in ihrer Klimapolitik. (IEA 2016a, S. 29)

Gegenüber 2013 steigen die weltweiten CO₂-Emissionen um 62 % von 33.861 Mt auf 54.691 Mt CO₂ an. Trotz einer deutlichen Zunahme an der Energiebereitstellung durch erneuerbare Energien, erhöht sich deren Anteil am Gesamtenergiebedarf von 22 % in 2013 auf 41 % in 2040. Gegenüber dem Szenario 6DS steigt der Strombedarf aufgrund dem Einsatz effizienter Technologien geringer.

Global bleibt Erdöl der wichtigste Rohstoff für Kraftstoffe, dessen Anteil 2050 87 % beträgt. Elektromobilität macht dabei nur 0,2 % aus. Im Gebäudebereich dominieren Strom (42 %), Gas (19 %) und Bioenergie einschließlich thermischer Abfallverwertung (23 %).

Tabelle 3-37 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 4DS

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2013	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch	EJ/a	567	613	695	767	833
Endenergieverbrauch	EJ/a	401	448	504	549	591
Bruttostromerzeugung	TWh	23.290	27.627	34.424	40.677	46.804
Bruttostromerzeugung EE	TWh	5.085	7.375	10.818	14.557	18.997
EE-Anteil am BruttoStE	%	22	27	31	36	41
(gesamte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	33.861	37.412	39.484	40.856	41.400

Quelle: IEA (2016a)

2DS-Szenario

Dieses Szenario bildet den Schwerpunkt von *Energy Technology Perspectives 2016 - Towards Sustainable Urban Energy Systems*. Es soll ein Weg beschrieben werden, der bei einer 50 %-igen Sicherheit die durchschnittliche globale Temperaturerhöhung auf 2 °C begrenzen kann. Hierfür sind die Emissionen bis 2050 um 60 % gegenüber 2013 zu senken. Dies bedarf Maßnahmen nicht nur in der Energieerzeugung sondern auch in anderen Sektoren. (IEA 2016a, S. 29)

Dem Szenario gelingt eine Absenkung der CO₂-Emissionen um 56 % im Zeitraum 2013 bis 2050, was durch eine Substitution von fossilen Brennstoffen durch EE und Kernkraft sowie durch Einsparungen im Energieverbrauch gelingt. Carbon Capture and Storage spielt in einigen Nationen dabei eine wichtige Rolle. (IEA 2016a, S. 9) Wasser- und Windkraft haben den höchsten Anteil an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2050 inne. Darauf folgen Kernenergie und Photovoltaik. Gemeinsam tragen sie zu 64 % der Bruttostromerzeugung bei. Durch die Fokussierung auf die Städte werden hier die Möglichkeiten der Sektorkopplung ausgenutzt, indem bspw. Abwärme zur Wärmeversorgung von Quartieren genutzt wird und ein ausgebauter öffentlicher Verkehr zu einer Minderung von Individualverkehr führt. (IEA 2016a, S. 14f.)

Tabelle 3-38 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios 2DS

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2013	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch	EJ/a	567	589	614	633	663
Endenergieverbrauch	EJ/a	401	428	445	453	455
Bruttostromerzeugung	TWh	23.290	26.871	31.683	36.415	41.558
Bruttostromerzeugung EE	TWh	5.085	7.690	13.497	20.552	27.808
EE-Anteil am BruttoStE	%	22	29	43	56	67
(gesamte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	33.861	35.178	28.623	20.405	14.886

Quelle: IEA (2016a)

3.3.3 Greenpeace International et al. (2015): Energy [R]evolution

Die Studie Global Energy [R]evolution zeigt mögliche Pfade für eine nachhaltig gestaltete Welt. Es handelt sich um die fünfte Auflage, die angesichts der damals bevorstehenden COP21-Verhandlungen in Paris veröffentlicht wurde.

Als Model diente Mesap/PkaNET des DLR, welches bereits bei den vorhergehenden Simulationen angewandt wurde. Dabei handelt es sich nicht um ein (ökonomisches) Optimierungsmodell sondern vielmehr um ein technisch orientiertes Energiebilanzierungsmodell. Hierbei werden verfügbare technische und strukturelle Optionen (und Hemmnisse u. Obergrenzen) exogen zu konsistenten Entwicklungspfaden zusammengeführt und in das Model eingegeben. Das Modell berechnet dann die Energiebilanz(en) für alle Sektoren. Zusätzlich werden die erforderlichen Investitionen und Kosten im Stromsektor ermittelt. (Greenpeace et al. 2015, S. 61)

Insgesamt werden 3 Szenarien betrachtet. Das Referenzszenario (REF), welche auf den Angaben des Current Policies Szenario des World Energy Outlook 2014 der IEA basiert. Das Szenario berücksichtigt die damals aktuelle internationale Energie- und Umweltpolitik. Das Energy [R]evolution Szenario (E[R]) verfolgt eine CO₂-Minderung beim Einsatz fossiler Energieträger mit dem Ziel, das 2°-Ziel bis 2050 einzuhalten. Zugleich wird – im Gegensatz zum WEO – ein vollständiger Rückbau der Atomenergie angestrebt. Als drittes Szenario verfolgt das neue Advanced Energy [R]evolution-Szenario eine Absenkung der durchschnittlichen globalen Temperaturerhöhung von deutlich unter 2 °C.

Die Szenarien basieren auf einer Reihe von Studien, die bereits für vorhergehende Energy [R]evolution-Versionen entwickelt wurden. Strukturen und Parameter des Energiesystems – hier die Energiebilanzen der OECD- und nicht-OECD-Länder – sind dem IEA World Energy Outlook 2014 entnommen. Das Referenzszenario und zugehörige spezifische Daten wie Effizienz, Auslastungsfaktoren und Nachfrageintensitäten basieren auf dem Current Policies Szenario des World Energy Outlook 2014. (Greenpeace et al. 2015, S. 61)

Folgende Tendenzen lassen sich erkennen:

- **Energieverbräuche und Effizienz:** Im Referenzszenario wurde unterstellt, dass die Energieintensität im Durchschnitt um 1,85 % pro Jahr sinkt, was zu einer Verringerung des Endenergiebedarfs pro BIP-Einheit um 51 % zwischen 2012 und 2050 führt. (Greenpeace et al. 2015, S. 83, 2015, S. 316) Dennoch erhöht sich der Endenergiebedarf aufgrund der Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklungen insgesamt um 65 % von derzeit 326,9 EJ/a auf 539 EJ/a im Jahr 2050. Im Szenario Energie [R]evolution sinkt der Endenergiebedarf um 12 % im Vergleich zum derzeitigen Verbrauch und wird voraussichtlich bis 2050 289 EJ/a erreichen. (Greenpeace et al. 2015, S. 83, 2015, S. 317) Das Advanced Energy [R]evolution-Szenario unterstellt eine Veränderung des Nachfragetrends, so dass bereits in 2020 die Nachfragespitze im Betrachtungszeitraum bis 2050 erreicht ist, sich etwa eine Dekade dort hält und dann bis 2050 auf 279 EJ/a zu sinken beginnt. (Greenpeace et al. 2015, S. 83, 2015, S. 318)
- **Entwicklung des Stromenergieverbrauchs:** Aufgrund des wirtschaftlichen Wachstums und der Bevölkerungsentwicklung steigt auch im Szenario REF der Stromverbrauch um über 120 % an. (Greenpeace et al. 2015, S. 316) Die Sektorkopplung hat daran nur einen sehr geringen Beitrag. (Greenpeace et al. 2015, S. 89, 2015, S. 91) Dies gilt nicht für die beiden [R]evolution-Szenarien. Das E[R]-Szenario weist mit 120 % einen ähnlichen Strombedarf wie das Referenzszenario im Jahr 2050 aus. (Greenpeace et al. 2015, S. 317) Das Advanced E[R] bedarf u. a. aufgrund der Elektrifizierung des Wärme- sowie des Transportsektors einem Anstieg des Strombedarfs um rd. 220 %. (Greenpeace et al. 2015, S. 318, 2015, S. 85)
- **Anteil erneuerbarer Energien:** Der Anteil der EE an der Bruttostromerzeugung beträgt im Jahr 2050 26 % im Szenario REF, 92 % im Szenario E[R] und 95 % im Szenario AE[R]. (Greenpeace et al. 2015, S. 316ff.)
- **Sektorkopplung:** Synthetische Kraftstoffe und Wasserstoff spielen im REF-Szenario keine Rolle. Allerdings verdreifacht sich der Stromeinsatz im Transportsektor von 1,1 EJ/a in 2012 auf 3,3 EJ/a in 2050, was einem Anteil von 2,2 % am gesamten Energieverbrauch des Sektors entspricht. Auch der Stromeinsatz für die Wärmebereitstellung nimmt insgesamt zu, sinkt anteilig am gesamten Energieeinsatz um etwa 0,5 % ab. (Greenpeace et al. 2015, S. 316) Der Stromeinsatz im Wärmesektor im E[R]-Szenario steigt von 7,2 % in 2012 auf 29,5 % in 2050. KWK-Anlagen stellen dabei etwas mehr als 20 % der Wärme bereit. Neben der direkten Nutzung von Strom in Direktheizungen und Wärmepumpen wird zunehmend auch Wasserstoff eingesetzt. Dies gilt auch für den Transportsektor, wo Wasserstoff in 2050 fast 20 % beiträgt. Der höchste Verbrauch ist mit fast 39 % im elektrischen Antrieb zu finden. (Greenpeace et al. 2015, S. 317) Erst zur Erreichung der Ziele von Paris ist der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen notwendig. Das AE[R]-Szenario geht von einem Anteil an strombasierten Kraftstoffen (Synfuels (Greenpeace et al. 2015, S. 287)) von knapp 10 % bis 2050 aus, die für den Flug- und Schiffsverkehr Einsatz finden. (Greenpeace et al. 2015, S. 299) Der Wärmebedarf wird zu über 42 % aus Strom bzw. strombasierten Energieträgern im AE[R] in 2050 gedeckt. KWK-Anlagen stellen dabei etwas mehr als 20 % der Wärme bereit. (Greenpeace et al. 2015, S. 318)

Das sozioökonomische Annahmegerüst sowie die unterstellten Brennstoffpreise sind Tabelle 3-39 zu entnehmen. Es wird von einem Bevölkerungszuwachs von rd. 2.470

Mio. Menschen bis 2050 ausgegangen. Im Durchschnitt wird ein Wachstum des realen BIP um 3,1 % p. a. erreicht. (Greenpeace et al. 2015, S. 65) Die in der Tabelle aufgeführten Preisangaben sind in Werten von 2013 angegeben.

Tabelle 3-39 Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte sowie Brennstoff-Preisannahmen von Energy [R]evolution

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Sozioökonomische Kennwerte		2012	2020	2030	2040	2050
Bevölkerungszahl	Mio.	7.080	7.717	8.425	9.039	9.551
BIP-Entwicklung			2012-2025	2025-2040		2040-2050
Durchschnittliches reales BIP-Wachstum im angegebenen Zeitraum	% p. a.		+3,4	+3,4		+2,2
Brennstoffpreisannahmen		2012	2020	2030	2040	2050
Rohölpreis (REF)	US\$ ₂₀₁₃ /barrel	106	116	139	155	155
Rohölpreis (A/E[R])	US\$ ₂₀₁₃ /barrel	106	105	102	100	98
Kohle (REF)	US\$ ₂₀₁₃ /GJ	3,7	4,6	5,1	5,4	5,7
Kohle (A/E[R])	US\$ ₂₀₁₃ /GJ	3,7	3,8	3,4	3,3	3,3
Gaspreis (REF)	US\$ ₂₀₁₃ /GJ	3,9-17,1	5,8-15,8	7,2-17,2	9-18,3	10,8-19,3
Gaspreis (A/E[R])	US\$ ₂₀₁₃ /GJ	3,9-17,1	5,4-14,3	6,2-13,3	6,4-12,7	6,6-12

Quelle: Greenpeace et al. (2015, S. 66)

Die drei Szenarien unterscheiden sich im Bereich Energieeffizienz und Stromverbrauch bzw. Sektorkopplung. Nachfolgend sind die Szenarien mit ihren zentralen Charakteristika und energiewirtschaftlichen Kennwerten kurz dargestellt.

REF Szenario

Das Referenzszenario basiert auf dem Current Policies Szenario des WEO 2014 und berücksichtigt nur die zu damaligen Zeitpunkt bestehenden internationalen Energie- und Umweltpolitiken. Hierunter fallen u. a. die Reformen bei den Strom- und Gasmärkten, die Liberalisierung des grenzüberschreitenden Energiehandels und die Maßnahmen zur Bekämpfung der Umweltverschmutzung. Zusätzliche politische Ausrichtungen, welche eine Minderung der klimaschädlichen Emissionen anstreben, sind nicht berücksichtigt. Da die Projektion der IEA nur bis 2040 verläuft, wird das REF-Szenario mittels Hochrechnung bis 2050 erweitert. (Greenpeace et al. 2015, S. 59)

Der Primärenergieverbrauch steigt um 60 %, von 535 EJ in 2012 auf 860 EJ in 2050, an. Die CO₂-Emissionen steigen im gleichen Zeitraum um 56 %. Kohle und Gas sind die wichtigsten Brennstoffe bei der Stromerzeugung und decken zusammen 65 % der Bruttostromerzeugung in 2050 ab.

Tabelle 3-40 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios REF

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch	EJ/a	535	620	715	803	860
Endenergieverbrauch	EJ/a	327	380	442	495	539
Bruttostromerzeugung	TWh	22.604	28.492	36.256	44.007	50.110
Bruttostromerzeugung EE	TWh	4.745	7.009	9.124	k.A.	13.110
EE-Anteil am BruttoStE	%	21	25	25	k.A.	26
(gesamte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	30.469	34.247	39.362	44.332	47.532

Quelle: Greenpeace et al. (2015, S. 316)

E[R] - Szenario

Das Szenario hat zum Ziel, die weltweiten CO₂-Emissionen, die sich aus dem Energieverbrauch ergeben, auf ein Niveau von 4 Gt/a im Jahr 2050 zu begrenzen und damit einen Anstieg der globalen Temperatur um nicht mehr als 2 °C sicherzustellen. Ein weiteres Ziel ist der weltweite Ausstieg aus der Kernenergie. Im Vergleich zu den Vorjahren werden mögliche Ausbaupfade der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz überarbeitet, um den Technologietrends und neuen Schätzungen der weltweiten Potenziale und Investitionskosten Rechnung zu tragen, die zu teilweise unterschiedlichen Technologiemischungen führen. In zunehmendem Umfang werden diverse EE-Quellen zur Strom- und Wärmeversorgung eingebunden sowie alternative Kraftstoffe wie Biokraftstoffe, Wasserstoff und elektrische Antriebe berücksichtigt. (Greenpeace et al. 2015, S. 59)

Tabelle 3-41 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios E[R]

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch	EJ/a	535	572	532	485	433
Endenergieverbrauch	EJ/a	327	356	347	319	289
Bruttostromerzeugung	TWh	22.604	27.292	33.631	42.837	49.852
Bruttostromerzeugung EE	TWh	4.745	8.478	19.418	k.A.	45.734
EE-Anteil am BruttoStE	%	21	31	58	k.A.	92
(gesamte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	30.469	30.758	22.110	12.014	4.358

Quelle: Greenpeace et al. (2015, S. 317)

AE[R]-Szenario

Um die Ziele des AE[R] zu erreichen, sind deutlich weitergehende Anstrengungen, als im E[R] vonnöten, um eine weltweite Versorgung aus 100 % erneuerbaren Energien zu erreichen. Die Entwicklungspfade des Energieverbrauchs bleiben gegenüber E[R] unverändert, jedoch werden die neuen Technologien sukzessive erhöht, bis in 2050 eine vollständige Dekarbonisierung erreicht ist. Insbesondere der Transportsektor wird auf Strom, Wasserstoff und strombasierte Kraftstoffe umgestellt. Nur ein kleiner Teil, etwa 14 %, wird noch durch Biokraftstoffe angetrieben. Jedoch nur mit effizienteren Fahrzeugen und einem hohen Modalsplit können die Emissionen des Verkehrs weiter verringert werden. Dieses Szenario erfordert grundlegendere Änderungen der Mobilitätsmuster, um die hohen Energieverluste auszugleichen, die mit der Produktion synthetischer Kraftstoffe verbunden sind. Auch im Wärmesektor spielen Strom und Wasserstoff als Ersatz für fossile Brennstoffe eine größere Rolle. Im Stromsektor wird Erdgas auch durch Wasserstoff ersetzt. Daher nimmt die Stromerzeugung in diesem Szenario stark zu. (Greenpeace et al. 2015, S. 59)

Tabelle 3-42 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios AE[R]

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch	EJ/a	535	568	523	482	453
Endenergieverbrauch	EJ/a	327	355	342	310	279
Bruttostromerzeugung	TWh	22.604	27.586	36.867	51.939	67.535
Bruttostromerzeugung EE	TWh	4.745	8.949	23.482	k.A.	64.037
EE-Anteil am BruttoStE	%	21	32	64	k.A.	95
(gesamte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	30.469	30.416	20.046	8.086	0

Quelle: Greenpeace et al. (2015, S. 318)

3.3.4 World Energy Council (2016): World Energy Scenarios 2016

Das World Energy Council bezeichnet sich selbst als das wichtigste unparteiische Netzwerk von Führungskräften und Praktikern, die ein kostengünstiges, stabiles und umweltfreundliches Energiesystem fördern. Der 1923 gegründete Rat ist das von der UN anerkannte Energiegremium, welches das gesamte Energiespektrum mit mehr als 3.000 Mitgliedern in 90 Ländern vertritt und von Regierungen, privaten und staatlichen Unternehmen, Hochschulen, Nichtregierungsorganisationen und energiebezogenen Interessensgruppen getragen wird. (WEC 2016, S. 2)

Der Bericht enthält drei Szenarien: Modern Jazz, welches eine digital orientierte, innovative und marktorientierte Welt repräsentiert. Unfinished Symphony verfolgt eine kohlenstoffarme Zukunft, die auf intelligenten und nachhaltig ausgerichteten Wirtschaftswachstumsmodellen beruht. Das Szenario Hard Rock zeigt die möglichen Folgen eines schwächeren und nicht nachhaltig ausgerichteten Wirtschaftswachstums mit nach innen gerichteter Politik. Bei der Erstellung der Energieszenarien bis

2060 arbeitet der Rat mit Accenture Strategy und dem Paul Scherrer Institut zusammen. (WEC 2016, S. 4)

Über einen Zeitraum von drei Jahren wurden die Szenarien von einem Netzwerk von mehr als 70 Mitgliedern aus über 25 Ländern erstellt und mit einem globalen multi-regionalen Energiesystemmodell quantifiziert. Die Ergebnisse wurden in den Energiedialoggesprächen des Rates und in 14 Workshops auf der ganzen Welt mit Führungskräften aus Industrie, Politik, Wirtschaft, Umwelt, Technologie und Wissenschaft gespiegelt und deren Rückkopplung mit einbezogen. (WEC 2016, S. 2)

Folgende Tendenzen lassen sich erkennen: Der Endenergieverbrauch bis 2060 steigt in Unfinished Symphony um 22 %, in Modern Jazz um 38 % und in Hard Rock um 46 %. Der Primärenergiebedarf bis 2060 wächst nur 10 % in Unfinished Symphony, 25 % in Modern Jazz und 34 % in Hard Rock.

- **Energieverbräuche und Effizienz:** Im Gegensatz zu den historischen Entwicklungen sorgen die neuen Technologien aufgrund ihrer Energieeffizienz für eine geringer ansteigende Energienachfrage in der Zukunft. Die Digitalisierung wird dabei das bisherige Energiesystem von Grund auf verändern. Im Szenario Unfinished Symphony wächst der Primärenergiebedarf lediglich um 10 %, im Szenario Modern Jazz um 25 % und bei Hard Rock um 34 % bis 2060. Der Primärenergiebedarf pro Kopf erreicht seinen Höchststand vor 2030, wobei der jährliche Energiebedarf pro Kopf maximal 1,9 Tonnen Rohöleinheiten beträgt. Die Energieintensität sinkt in Modern Jazz und Unfinished Symphony dreimal schneller. Durch den Einsatz von Stromerzeugungskapazitäten für Sonnen- und Windenergie werden erhebliche Effizienzgewinne erzielt. (WEC 2016, S. 9)
- **Entwicklung des Stromenergieverbrauchs:** Der moderne technologieorientierte Lebensstil, eine wachsende Mittelklasse, steigende Einkommen und zunehmend mehr elektrische Anwendungen bedürfen künftig mehr elektrischer Energie. In allen drei Szenarien kommt es gegenüber 2014 zu nahezu einer Verdopplung bis 2060. Bezogen auf den gesamten Energieverbrauch hat Elektrizität im Szenario Unfinished Symphony einen Anteil von 29 %, im Szenario Modern Jazz von 28 % und bei Hard Rock von 25 % im Jahr 2060 inne. (WEC 2016, S. 9)
- **Anteil erneuerbarer Energien:** Solar- und Windenergie machen 2014 nur 4 % der Stromerzeugung aus, 2060 werden es 20 % bis 39 % der Stromerzeugung sein. In Unfinished Symphony werden die fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien 39 % der Stromerzeugung erreichen. Modern Jazz sieht vor, dass intermittierende Erzeuger 30 % der Gesamterzeugung erreichen. Solar- und Windenergieanlagen verzeichnen die größten Zuwächse in China, Indien, Europa und Nordamerika. Aufgrund der Rahmenbedingungen im Szenario Hard Rock haben Solar und Wind nur einen Anteil von 20 % an der Stromerzeugung inne. (WEC 2016, S. 10)
- **Sektorkopplung:** Modern Jazz und Unfinished Symphony sehen weltweit eine rasante Verbreitung von Elektro- und Hybrid-Plug-in-Fahrzeugen vor, die im Jahr 2060 26 % bis 32 % der Nutzfahrzeugflotte ausmachen. Hybridfahrzeuge tragen weitere 24 % bis 31 % der Flotte. (WEC 2016, S. 11) Spezifische Angaben zur elektrischen Wärmeversorgung werden nicht gemacht. Durchaus finden sich aber Angaben dazu, dass Elektrizität eine zunehmende Rolle bei Modern Jazz und Unfinished Symphony spielt. (WEC 2016, S. 45, 2016, S. 65)

Das sozioökonomische Annahmegerüst sowie die unterstellten Brennstoffpreise sind Tabelle 3-43 zu entnehmen. Es wird von einem Bevölkerungszuwachs von rd. 2.460 Mio. Menschen bis 2050 ausgegangen. Im Durchschnitt wird ein Wachstum des realen BIP um 1,7 - 3,4 % p. a. erreicht. Preisangaben zu Rohstoffen wurden innerhalb der Studie nicht gemacht.

Tabelle 3-43 Entwicklung sozioökonomischer Kennwerte der World Energy Scenarios 2016

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
Sozioökonomische Kennwerte		2014	2020	2030	2040	2050
Bevölkerungszahl	Mio.	7.266	7.758	8.501	9.157	9.725
BIP-Entwicklung		2014	2020	2030	2040	2050
BIP Modern Jazz			+3,7	+3,4	+3,4	+3,2
BIP Unfinished Symphonie	% p. a.		+3,1	+3,1	+2,9	+2,7
BIP Hard Rock			+1,6	+1,9	+1,7	+1,6

Quelle: WEC (2016)

Im Vergleich zu anderen Studien enthalten die Szenarien auch Entwicklungen von Innen- und Außenpolitik von Staaten, was sich insbesondere in der Darstellung des Hard Rock-Szenarios äußert. Nachfolgend werden die drei Szenarien eingehender beschrieben und ihre energiewirtschaftlichen Kennwerte kurz dargestellt.

Hard Rock-Szenario

Das Szenario stellt eine Welt da, in der die geopolitischen Spannungen in Ostasien, Europa, den USA und den Nahen Osten die internationalen Regierungssysteme schwächen. Die von den Staaten verfolgten Politiken fokussieren Sicherheit, soziale Wohlfahrt und Umweltbelange lediglich auf Grundlage des lokalen Kontextes, aber ohne Berücksichtigung globaler Auswirkungen. Dies führt im Laufe der Zeit dazu, dass sich die Staaten sehr unterschiedlich entwickeln, einige gehen den Weg von Modern Jazz oder Unfinished Synphonie, andere fallen zurück. Die zunehmend nationalistische Politik schwächt die internationalen Handelsabkommen und führt zu einem stagnierenden globalen Bruttoinlandsprodukt. Obwohl in vielen Regionen der Welt Umweltbelange auf den nationalen Agenden weiterhin eine hohe Priorität genießen, sind sie vergleichsweise schwach. Das geringe Wirtschaftswachstum schränkt die Finanzierungsspielräume ein. Hinzu kommen in einigen Regionen strenge Regulierungen und bürokratische Hürden, die private Investitionen verhindern. In Asien und auch in den OECD-Staaten kommt es zu einer Renaissance der Kernenergie. Die geringe internationale Zusammenarbeit macht es schwieriger die globalen Probleme in Angriff zu nehmen und gemeinsam zu lösen, so dass letztendlich die fossilen Energiequellen weiterhin dominieren. (WEC 2016, S. 73)

Tabelle 3-44 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios Hard Rock

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2014	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch	EJ/a	572	622	676	712	739
Endenergieverbrauch	EJ/a	393	441	487	522	551
Bruttostromerzeugung	TWh	23.816	26.728	30.605	35.559	40.191
Bruttostromerzeugung EE	TWh	5.395	6.889	8.586	10.861	13.816
EE-Anteil am BruttoStE	%	23	26	28	31	34
(gesamte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	32.380	34.400	36.200	37.200	35.700

Quelle: WEC (2016)

Modern Jazz

Modern Jazz ist eine wettbewerbsfähige Welt, die von Marktmechanismen und einer hochkomplexen und schnelllebigen Wirtschafts- und Energielandschaft geprägt ist, die sich aufgrund schneller technologischer Innovationen ständig verändert und weiterentwickelt. Die verstärkte Globalisierung und die fortschreitende Verbreitung digitaler Technologien führen branchenübergreifend zu neuen Märkten, die zu starken Produktivitätssteigerungen und einem starken Wirtschaftswachstum führen.

Lebensstile sind städtisch, mobil und stark von Technologie geprägt. Menschen in jeder Region sind mehr miteinander verbunden und mit ihren Häusern und Büros als je zuvor. Offene Volkswirtschaften ermöglichen es talentierten Arbeitnehmern, leicht von einem Innovationszentrum zum anderen zu reisen.

Neue Technologien sind für Energiesysteme außergewöhnlich störend und führen zu einer erheblichen Diversifizierung der Primärenergie. Im Transportsektor führen Erdgas- und elektrische Antriebe zu einem vielfältigen Brennstoffmix. Solar-, Wind- und Speicher-Energielösungen erhöhen die Durchdringung von dezentralen Systemen. Technologietransfer und Innovation bedeuten, dass Afrika und Indien auf kohlenstoffintensive Entwicklungsphasen verzichten können. Die Versorgungsunternehmen sind gezwungen, sich an sich ändernde Nachfragemuster anzupassen und neue Geschäftsmodelle zu entwickeln.

Die politischen Entscheidungsträger, die von den Werten der Zivilgesellschaft unterstützt werden, unterstützen eine Energiewende durch eine Politik der leichten Berührung. In Ermangelung eines internationalen Klimarahmens wachsen CO₂-Preisgestaltungs- und Steuerregelungen langsamer von unten nach oben, basierend auf regionalen, nationalen und lokalen Initiativen. Dennoch verbessern technologische Innovationen die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien und Speichertechnologien. Dies führt weltweit zu drastischen Veränderungen der Energie- und Kohlenstoffintensität ohne wesentliche wirtschaftliche Störungen.

Das Ergebnis im Jahr 2060 ist der Übergang zu einem widerstandsfähigeren Energiesystem mit geringerem CO₂-Ausstoß. Obwohl die Kohlenstoffemissionen auf 23

Gt CO₂ p. a. bis 2060 fallen, schafft die Weltgemeinschaft es nicht, das 2 °C-Ziel zu erreichen, und ist aufgrund der Auswirkungen des Klimawandels mit potenziellen wirtschaftlichen Verlusten konfrontiert. (WEC 2016, S. 34)

Tabelle 3-45 Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios Modern Jazz

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2014	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch	EJ/a	572	619	673	697	712
Endenergieverbrauch	EJ/a	393	442	490	517	533
Bruttostromerzeugung	TWh	23.816	27.124	32.171	37.724	43.090
Bruttostromerzeugung EE	TWh	5.395	6.990	10.012	14.094	19.025
EE-Anteil am BruttoStE	%	23	26	31	37	44
(gesamte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	32.380	34.500	35.800	34.100	29.700

Quelle: WEC (2016)

Unfinished Symphony

Die Vision von Unfinished Symphony ist eine Vereinigung der nationalen Regierungen, die gemeinsam effektive politische Maßnahmen zum Klimawandel, unterstützt durch die Werte der Zivilgesellschaft und einem effektivem System internationaler Regierungsführung, initiieren. Das Wirtschaftswachstum wird moderiert, aber auch umweltfreundlicher und sozial nachhaltiger und gleichmäßiger verteilt, wobei hohe Investitionen in die Infrastruktur getätigt werden. Die Entwicklung der Energie- und Wirtschaftssysteme ist "intelligenter", widerstandsfähiger und effizienter, da technologische Innovationen zu integrierten Lösungen führen.

Die Zeit beginnt damit, dass Europa angesichts der größten Flüchtlingskrise der Welt seit dem Zweiten Weltkrieg ins Wanken gerät. Systemische Risiken wie Terrorismus und Krankheiten breiten sich bereits jetzt von Region zu Region aus. Die Zivilgesellschaft fordert von lokalen und nationalen Regierungen wirksamere Maßnahmen. Dies schafft einen Anstoß für frühzeitige Maßnahmen zur Eindämmung einer breiten Palette von Problemen, angefangen mit dem Klimawandel.

Drastische politische Veränderungen auf globaler und nationaler Ebene bringen politische Institutionen und Geschäftsmodelle an ihre Grenzen, da neue, strengere regulatorische Anforderungen auferlegt werden. Viele große Versorgungsunternehmen stehen vor dem Zusammenbruch. Überlebende Unternehmen finden neue Betriebsmodelle mit nachhaltigeren ökologischen Ergebnissen.

Klima-Benchmarks sind zunehmend auf neue wirtschaftliche Chancen und Beschäftigungszuwächse ausgerichtet. Kooperationsrahmen erstrecken sich über den Klimawandel hinaus auf das allgemeine Wirtschaftssystem. Regionale und globale Kooperation sind die treibende Kraft für die Beschleunigung des Wissenstransfers und der Standardisierung, die einen effizienteren Technologietransfer zwischen den Regionen ermöglichen. Es entsteht ein ausgedehntes Netzwerk steuerlicher Anreize wie

grüne Subventionen und CO₂-Preise, zunächst regional, dann global. Dies ermöglicht ein einheitliches Vorgehen gegen den Klimawandel und ebnet das Feld für die Entwicklungsländer. Das Ergebnis ist ein steiler Übergang weg von fossilen Energiequellen sowie die schnelle Elektrifizierung des globalen Energiesystems. (WEC 2016, S. 53)

Tabelle 3-46 **Ausgewählte energiewirtschaftliche Kennwerte des Szenarios Unfinished Symphonie**

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2014	2020	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch	EJ/a	572	607	640	635	632
Endenergieverbrauch	EJ/a	393	434	467	482	485
Bruttostromerzeugung	TWh	23.816	26.126	30.854	35.453	39.843
Bruttostromerzeugung EE	TWh	5.395	7.113	11.175	16.548	22.730
EE-Anteil am BruttoStE	%	23	27	36	47	57
(gesamte) CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	32.380	32.600	31.100	25.800	18.100

Quelle: WEC (2016)

3.4 Ergebnisse zu den Technologien aus internationalen Studien und Szenarien

Um Rückschlüsse auf die Relevanz gewisser Technologien führen zu können, wird gleichfalls wie in Kapitel 3.2 „Ergebnisse zu den Technologien aus nationalen Studien und Szenarien“ zunächst die Technologiekennwerte der Studien und Szenarien betrachtet und anschließend vergleichend gegenübergestellt. Während die nationalen Szenarien bei einzelnen Technologiefeldern teilweise durchaus konkretere Angaben zu Einzeltechnologien und deren erwartete zukünftige Entwicklungen machen, so sind die internationalen Szenarien vergleichsweise unscharf bei diesen Angaben.

3.4.1 Technologiekennwerte in den Studien und Szenarien

Wie bereits in Kapitel 3.2 beschrieben, liegen nicht zu allen Szenarien ausreichend Informationen zum künftigen Bedarf an installierter Leistung, Erzeugungs- bzw. Verbrauchsmengen oder überhaupt quantitative Aussagen vor. Die bestehenden Informationen werden daher in den späteren Kapiteln 4 und 5 weitergehend ergänzt. Im Folgenden sollen zunächst diejenigen Technologien betrachtet werden, für die Kennwerte vorlagen.

IEA (2016b): World Energy Outlook 2016

Der WEO 2016 besteht aus drei Szenarien und umfasst ein Trend-, ein Entwicklungs- und ein klimapolitisches Zielszenario.

Das Trend-Szenario „**Current Policies**“ setzt insbesondere auf den Ausbau von Kohle und Erdgas und baut auch die Kernenergie weiter aus. Im Betrachtungshorizont bis 2040 werden 60 % der Bruttostromerzeugung (BruttoStE) aus mit fossilen Energieträgern befeuerten Anlagen bereitgestellt. Kernenergie deckt etwa 10 % der

Bereitstellung. Bei den EE dominiert mit 14 % an der BruttoStE die Wasserkraft in Form von Lauf- und Speicherkraftwerken¹³ (ohne Pumpspeicher oder Meeresenergie (IEA 2016b, S. 643)), gefolgt von Windkraft mit einem Anteil von 7 %. PtX-Technologien spielen keine Rolle.

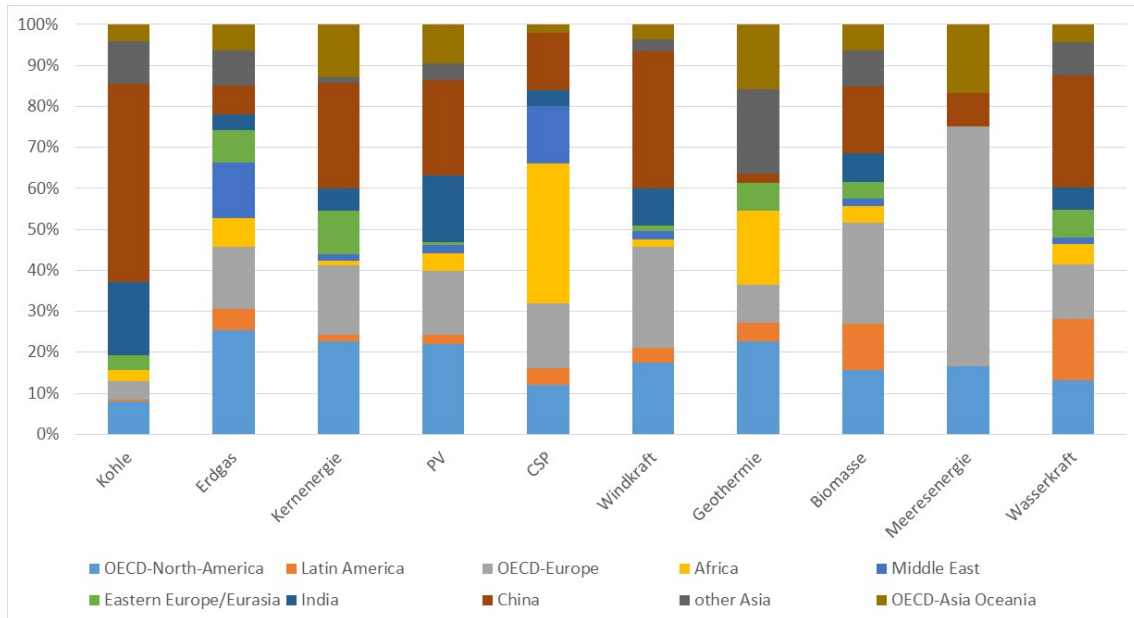


Abbildung 3-12 Installierte Kraftwerksleistung nach Weltregionen im Szenario Current Policies im Jahr 2040

OECD-North America (regionale Abgrenzung in Greenpeace-Szenarien und WEO-Szenarien unterscheiden sich: Chile ist bei Greenpeace unter "Latin america", bei WEO unter "OECD-North America")

Latin America (regionale Abgrenzung in Greenpeace-Szenarien und WEO-Szenarien unterscheiden sich: Chile ist bei Greenpeace unter "Latin america", bei WEO unter "OECD-North America")

Quelle: Eigene Darstellung IZES

Photovoltaik spielt dabei insbesondere in China und OECD-Nord-Amerika eine tragende Rolle. Die beiden Regionen vereinen etwa 45 % der gesamten installierten Leistung an PV im Jahr 2040 auf sich und sind damit die wichtigsten künftigen Absatzgebiete. Mit jeweils 16 % folgen OECD-Europa und Indien. Gut 34 % der weltweiten Stromerzeugung aus CSP erfolgen in Afrika, trägt dort aber nur zu 3 % der Bruttostromerzeugung bei. Auf dem zweiten Rang folgt OECD-Europa mit 16% und Rang 3 teilen sich China und mittlerer Osten mit jeweils 14%. Geothermie wird vorrangig in Asien (36 %), OECD-Nord-Amerika (23 %) und Afrika (18 %) Einsatz finden. Biomasse wird mit 25 % an der installierten Leistung in OECD-Europa eingesetzt, gefolgt von China und OECD-Nord-Amerika mit jeweils 16 %. Fast 60 % der installierten Meeresenergieanlagen werden in Europa installiert werden. 27 % der Wasserkraftanlagen (Fließ- und Staugewässer) werden sich in China befinden, 15 % in Latein-Amerika und jeweils 13 % in den westlichen Industrieregionen in Europa und Nord-Amerika.

¹³ Gemeint sind hier Staugewässer mit Talsperren.

Stromspeicher im Versorgungssystem, abseits vom Verkehrssektor und kleinen dezentralen Einheiten, werden fast ausschließlich durch Pumpspeicherkraftwerke und thermische Speicher der CSP gestellt. (IEA 2016b, S. 55) Für kurzfristigeren Speicherbedarf und kurzzeitige Lade- und Entladezyklen, beispielsweise innerhalb von Smart Grids, werden Batteriespeicher erwarten. (IEA 2016b, S. 68) Angaben zur installierten Leistung werden nicht gemacht.

Über Effizienzgewinne finden sich im Szenario kaum Angaben. Zur besseren Veranschaulichung wird daher die durchschnittliche jährliche Energieverbrauchssteigerung der durchschnittlichen Veränderung des Bruttoinlandsprodukts gegenübergestellt. Bei Werten unter 1 nimmt die Energieintensität je Einheit Wirtschaftsleistung ab. (vgl. IEA (2016b, S. 297)) Der Gebäudesektor steigert dabei global den Energiebedarf, während dazu im Vergleich die Industrie Effizienzverbesserungen insbesondere im Zeitraum 2020 bis 2030 vorweisen kann.

Die Anteile von erneuerbare Energien in der Industrie, im Transportsektor und bei der Wärmeversorgung von Gebäuden steigen nur marginal. Hat die Biomasse in 2014 noch einen Anteil an den EE von 99 %, so können die übrigen EE bis 2040 ihren Anteil an den EE auf 9 % ausbauen. Der steigende Anteil der übrigen EE wird in allen Regionen vollzogen, insbesondere aber in China (27 %) und im Mittleren Osten (87 %). OECD-Europa setzt zu 87% auf Biomasse bei der EE-Wärmeversorgung. (IEA 2016b, S. 551ff.)

Tabelle 3-47 Technologiekennwerte im Szenario Current Policies

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2014	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Photovoltaik	TWh	190	533	996	1.539	
CSP	TWh	9	27	77	170	
Windkraft	TWh	717	1.411	2.276	3.132	
Geothermie	TWh	77	108	185	299	
Biomasse	TWh	495	635	878	1.151	
Meeresenergie	TWh	1	2	8	30	
Wasserkraft	TWh	3.894	4.363	5.232	5.984	
Photovoltaik	GW	176	424	708	991	
CSP	GW	5	9	24	50	
Windkraft	GW	351	621	940	1.214	
Geothermie	GW	12	17	28	44	
Biomasse	GW	113	139	180	223	
Meeresenergie	GW	1	1	3	12	
Wasserkraft	GW	1.177	1.338	1.571	1.770	

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2014	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}	9.246	14.072	14.828	15.526	
Andere EE	TWh _{th}	47	628	1.000	1.500	
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral & dezentral)	TWh	14.855	16.289	20.863	25.666	
Kernenergie	TWh	2.535	3.041	3.590	3.960	
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	3.445	4.075	5.060	6.065	
Kernenergie	GW	398	437	488	529	
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	0	0	0	
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	
Energieeffiziente Gebäude und Gebäude- technik: Veränderung Raumwärmebedarf zu BIP-Entwicklung/a	%		33	35	36	
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie zu BIP- Entwicklung/a	%		51	44	42	

Quelle: IEA (2016b, S. 551ff.)

Das **New Policies-Szenario** greift ebenfalls bis 2040 noch auf einen hohen Anteil fossiler Energieträger zurück, setzt aber im Vergleich zu Current Policies mehr auf Kernenergie und erneuerbare Energien. So schmilzt der Anteil von Kohle und Gas auf 50 % ab. Die Kernenergie macht etwa 12 % an der BruttoStE aus. Wasserkraft, ohne Meeresenergie, steigert die globale Stromerzeugung von 3.894 TWh/a in 2014 auf 6.230 TWh in 2040. Anteilig können insbesondere Meeresenergie und CSP im Betrachtungszeitraum deutlich zulegen.

Bezogen auf die weltweit installierte Leistung in 2040 sind die Hauptabsatzgebiete China (34 %), OECD-Nord-Amerika (17 %), Indien (14 %) und OEC-Europa (13 %). CSP wird zu fast einem Viertel in China aufgebaut, etwas mehr als ein Fünftel im Mittleren Osten. Afrika belegt mit 18 % der Gesamtkapazität Rang 3. Auch bei der Windkraft ist China in diesem Szenario mit 36 % der global installierten Leistung Hauptabsatzgebiet, gefolgt von OECD-Europa mit 16% und OECD-Nord-Amerika mit 13 %. Geothermie wird hauptsächlich in Nord-Amerika und Europa nur Stromerzeugung aufgebaut. Auch in Asien, ohne China und Indien, entsteht etwa ein Fünftel der 2040 installierten globalen Leistung. Biomasse findet insbesondere in Europa und China Anwendung. Meeresenergie wird zu über 60 % in Europa installiert und

zu 24 % in Ozeanien. Auch bei Wasserkraft ist China wieder die Hauptabsatzregion, gefolgt von Lateinamerika, Europa und Nordamerika.

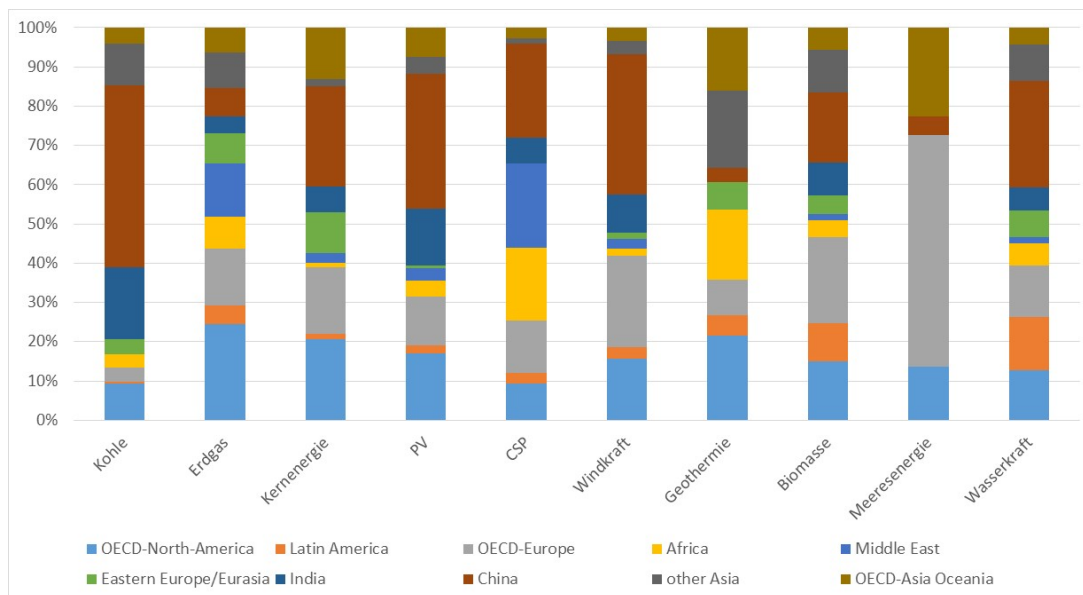


Abbildung 3-13 Installierte Kraftwerksleistung nach Weltregionen im Szenario New Policies im Jahr 2040

Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie greifen und der Energieeinsatz pro Wirtschaftseinheit sinkt. Dennoch wächst der Gesamtenergieverbrauch aufgrund des Bevölkerungswachstums weiter an, zumal der Energieverbrauch bezogen auf das BIP im Gebäudesektor zunimmt.

Im Jahr 2040 werden 26 % des Wärmebedarfs in Gebäuden durch EE gedeckt. Davon 17 % durch direkte EE wie Biomasse, Solarthermie und Geothermie und etwa 9 % durch mit EE-Strom betriebene Stromdirektheizungen oder Wärmepumpen sowie mit EE betriebene Nahwärmenetze. Haupteinsatzgebiet für indirekte Wärmeversorgung ist Lateinamerika, die gut 40 % der Wärmeversorgung darüber abdeckt. Industrieregionen wie Europa, Nordamerika und China werden gemäß dem Szenario bei den EE eher auf direkte Versorgungslösungen setzen und Wärmepumpen / Stromdirektheizungen und Nahwärmenetze vergleichsweise wenig einsetzen. (IEA 2016b, S. 422, 425)

Tabelle 3-48 Technologiekennwerte im Szenario New Policies

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2014	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Photovoltaik	TWh	190	599	1.329	2.137	
CSP	TWh	9	30	109	254	
Windkraft	TWh	717	1.508	2.706	3.881	

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2014	2020	2030	2040	2050
Geothermie	TWh	77	111	207	361	
Biomasse	TWh	495	642	954	1.353	
Meeresenergie	TWh	1	3	15	54	
Wasserkraft	TWh	3.894	4.387	5.382	6.230	
Photovoltaik	GW	176	481	949	1.405	
CSP	GW	5	10	34	76	
Windkraft	GW	351	670	1.119	1.504	
Geothermie	GW	12	17	31	55	
Biomasse	GW	113	140	195	259	
Meeresenergie	GW	1	1	6	21	
Wasserkraft	GW	1.177	1.345	1.622	1.848	
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}	9.246	14.119	14.991	15.654	
Andere EE	TWh _{th}	47	675	1.210	1.965	
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral & dezentral)	TWh	14.855	15.545	17.550	19.695	
Kernenergie	TWh	2.535	3.053	3.847	4.532	
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	3.445	4.003	4.580	5.140	
Kernenergie	GW	398	438	520	606	
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	0	0	0	
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Veränderung Raumwärmebedarf zu BIP-Entwicklung/a	%		25	25	29	
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie zu BIP-Entwicklung/a	%		45	36	34	

Quelle: IEA (2016b, S. 552)

Das Szenario 450 setzt sehr konsequent auf Sektorkopplung und reizt zugleich Effizienzpotenziale möglichst umfassend aus. Erst durch diese Maßnahmen kommt es zu einer Minderung der CO₂-Emissionen. Die Wasserkraft ist mit rd. 6.890 TWh in 2040 der größte EE-Stromerzeuger mit einem Anteil an den EE von 35 % und an der Gesamtbruttostromerzeugung von 20 %. Darauf folgen dicht auf die Windenergie mit 18 % und die Photovoltaik mit fast 9,5 % an der BruttoStE.

China dominiert bei der PV weiterhin den Absatzmarkt, allerdings haben Indien mit einem Anteil der installierten Leistung von 15 % und Nord-Amerika mit 18 % etwas aufgeholt. Bei CSP sind auch weiterhin China und der Mittlere Osten die Hauptabsatzgebiete. Im Vergleich zu New Policies folgen nun aber Nord-Amerika und Indien, statt Afrika. Windkraftanlagen werden hauptsächlich in China installiert, gefolgt von Nord-Amerika und OECD-Europa. Gemeinsam haben sie einen Anteil der globalen Leistung von 67 % in 2040. Im übrigen Asien findet geothermische Stromerzeugung eine hohe Nachfrage, so dass 2040 etwa 30 % der globalen Leistung dort installiert werden. Weitere 19 % in Nord-Amerika und 15 % in Afrika. Biomassekraftwerke finden in Europa und Nord-Amerika, aber auch China Gefallen und vereinen in den drei Regionen bereits 50 % der installierten Leistung. Europa und Ozeanien bleiben die Hauptabsatzmärkte für Meeresenergie in den 2040er Jahren. Auch bei Wasserkraft verändern sich die Positionen der Absatzregionen kaum.

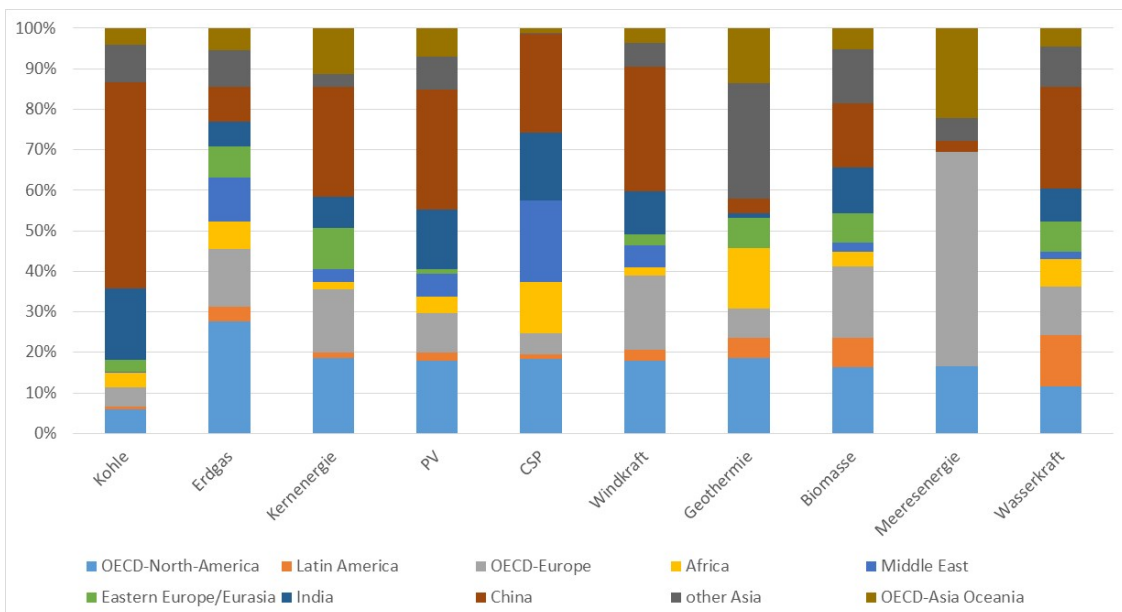


Abbildung 3-14 Installierte Kraftwerksleistung nach Weltregionen im Szenario 450 im Jahr 2040

Das Szenario verzeichnet einen hohen Grad an Energieeinsparung in der Industrie und sinkt von 38 % Energiezuwachs je BIP-Einheit in 2020 auf 9 % in 2040 ab. Auch im Gebäudebereich ist erstmals ein Absinken zu erkennen, von 15 % auf 11 %.

Auch im Szenario 450 wird EE-Wärme noch zu 86 % aus Biomasse direkt, d.h. ohne Wärmenetze, bereitgestellt. Lediglich China (28 %), Ozeanien (39 %) und der Mittlere Osten (85 %) setzen vergleichsweise stark auf andere EE-Wärmequellen.

Zum Erreichen der Klimaziele ist ein Kohlendioxidzug aus Abgasen und dessen Speicherung (Carbon Capture an Storage, CCS) absolut notwendig. Nicht nur bei den verbliebenen mit fossilen Energieträgern betriebenen Kraftwerken ist der Einsatz von CCS notwendig, sondern nur in Verbindung mit dem Anbau von Biomasse, deren energetische Nutzung und Speicherung des CO₂ sind die notwendigen negativen Emissionen erreichbar. Hierfür müssten etwa 500 GW an Biomasse(heiz-)kraftwerken mit CCS ausgerüstet werden (BECCS = bioenergy with carbon capture and storage). (IEA 2016a, S. 345)

Tabelle 3-49 Technologiekennwerte im Szenario 450

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2014	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Photovoltaik	TWh	190	638	1.794	3.209	
CSP	TWh	9	39	325	1.118	
Windkraft	TWh	717	1.585	3.846	6.127	
Geothermie	TWh	77	114	292	548	
Biomasse	TWh	495	646	1.153	1.899	
Meeresenergie	TWh	1	3	19	92	
Wasserkraft	TWh	3.894	4.392	5.655	6.891	
Photovoltaik	GW	176	517	1.278	2.108	
CSP	GW	5	14	101	337	
Windkraft	GW	351	710	1.572	2.312	
Geothermie	GW	12	18	44	80	
Biomasse	GW	113	141	233	362	
Meeresenergie	GW	1	1	8	36	
Wasserkraft	GW	1.177	1.348	1.718	2.057	
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}	9.246	14.200	16.782	18.945	
Andere EE	TWh _{th}	47	744	1.686	3.105	
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral & dezentral)	TWh	14.855	14.600	11.441	7.907	
Kernenergie	TWh	2.535	3.128	4.734	6.101	

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2014	2020	2030	2040	2050
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	3.445	3.883	3.697	3.445	
Kernenergie	GW	398	449	642	820	
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	0	0	0	
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Veränderung Raumwärmebedarf zu BIP-Entwicklung/a	%		15	10	11	
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie zu BIP-Entwicklung/a	%		38	13	9	

Quelle: IEA (2016b, S. 553)

IEA (2016a): Energy Technology Perspectives 2016

Auch der ETP 2016 besteht aus drei Szenarien, die basierend auf verschiedenen Entwicklungspfaden von 2013 an zu einem Anstieg der globalen Durchschnittstemperaturen um maximal 6 °C, 4 °C und 2 °C führen.

Das Szenario 6DS geht im Zusammenhang mit der wirtschaftlichen Entwicklung und dem Bevölkerungszuwachs von fast einer Verdopplung der mit fossilen Energieträgern befeuerten Kohle- und Gaskraftwerke aus. So haben diese auch 2050 noch einen Anteil von 60 % an der Bruttostromerzeugung. Kernenergie sinkt, mit Blick auf das Current Policies Szenario (IEA 2016b) von 2040 bis 2050 um 2 % auf 8 % ab. Der Anteil der EE beträgt in 2050 somit 32 % an der BruttoStE und wird von Wasserkraft (12 %), Wind (8 %), PV (4 %) und Biomasse (4 %) in 2050 dominiert. (siehe Begleittabellen zu IEA (2016b)) Im Gegensatz zu IEA (2016b) findet CCS bereits im 6DS-Szenario bei Kohlekraftwerken ab Mitte der 2020er Jahre Einsatz. Bis in die 2040er wird CCS nur in Europa bei etwa 8 % der Kohlekraftwerksleistung (im Jahr 2050) eingesetzt.

China und Indien benötigen als aufstrebende Industrienationen zunehmend mehr elektrische Energie. Der im Szenario vorgesehene Ausbau an Wasserkraft (ohne Pumpspeicher und Meeresenergie) erfolgt größtenteils in diesen beiden Ländern. Meeresenergie findet sich dagegen mit etwa 23 GW zu etwa Zweidrittel in Europa wieder. Die Absatzmärkte für PV werden in erster Linie in Indien, China, den USA und Europa gesehen. CSP wird zu 70 % in NON-OECD-Staaten errichtet. Der Zubau an Wind-onshore-Anlagen rührt zu 67 % aus dem Zubau in China (32 %), Indien (13 %), Europa (13 %) und den USA (9 %) her. Rund 100 GW Off-shore-Anlagen werden insbesondere in Europa (33 % des Zubaus) sowie in NON-OECD-Regionen (50 %), dabei allein 33 % in China, zugebaut.

Der spezifische Energieverbrauch der Wohngebäude, einschließlich dem Energieverbrauch innerhalb der Dienstleistungen, entwickelt sich nicht parallel zum BIP, was darauf schließen lässt, dass der globale Energieverbrauch in diesen beiden Sektoren spezifisch ansteigt und keine Effizienzmaßnahmen in ausreichendem Umfang greifen. Erst zwischen 2040 und 2050 werden Energieeinsparungen sichtbar. Demgegenüber verzeichnet das Szenario 6DS bereits in den 2020er Jahren erhebliche Einsparungen in der Industrie. Auch in den beiden folgenden Dekaden werden bezogen auf die Entwicklung des BIP Einsparungen gemacht, aber nicht mehr in gleicher Intensität.

Die Anteile von erneuerbaren Energien in der Industrie, im Transportsektor und bei der Wärmeversorgung von Gebäuden sinken bis 2050 von 13 % auf 10 % ab. Dabei hat Biomasse mit weitem Abstand den größten Anteil. Elektrizität wird in 6DS derart dominant, dass unterstellt werden kann, dass diese neben dem Betrieb von Geräten und Beleuchtung immer mehr zum Heizen und Kühlen eingesetzt wird. (IEA 2016a, S. 112) Der Transportsektor sieht bereits ab 2020 Wasserstoff als Kraftstoff vor, wenn auch nur zu vergleichsweise geringen Anteilen bis maximal 0,1 % in 2050. Auch strombetriebene Fahrzeuge machen gerade mal 1 % an der Kraftstoffnachfrage aus.

Tabelle 3-50 Technologiekennwerte im Szenario 6DS

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2013	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Photovoltaik	TWh	139	534	865	1.503	2.187
CSP	TWh	5	24	71	220	530
Windkraft	TWh	605	1.410	2.275	3.214	4.226
Geothermie	TWh	72	112	195	309	464
Biomasse	TWh	462	763	1.132	1.542	2.061
Meeresenergie	TWh	12	2	10	39	104
Wasserkraft	TWh	3.790	4.434	5.078	5.685	6.228
Photovoltaik	GW	136	424	643	1.025	1.464
CSP	GW	4	8	22	67	134
Windkraft	GW	303	636	973	1.294	1.628
Geothermie	GW	12	18	28	44	65
Biomasse	GW	110	182	226	275	350
Meeresenergie	GW	1	1	3	13	34
Wasserkraft	GW	1.006	1.235	1.360	1.512	1.656

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2013	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}	12.694	13.167	14.377	14.967	14.955
Andere EE	TWh _{th}	395	449	721	1.055	1.441
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral & dezentral)	TWh	14.688	16.941	22.379	27.173	31.135
Kernenergie	TWh	2.478	3.052	3.544	3.793	4.145
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	3.382	4.139	4.911	6.010	7.061
Kernenergie	GW	399	452	496	521	562
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	7,9	15,3	23,1	30,2
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	0
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Veränderung Raumwärmebedarf zu BIP-Entwicklung/a	%		23	35	37	29
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie zu BIP-Entwicklung/a	%		66	39	34	29

Quelle: Begleitdatentabellen von IEA (2016a)

Mit fast 5.000 TWh/a weniger BruttoStE in 2050 kommt das **4DS-Szenario** aus. Im Vergleich zu 6DS erzeugen Kohle rd. 6.500 TWh/a und Gas rd. 2.000 TWh/a weniger an Strom. Die erneuerbaren Energien und Kernenergie erhöhen zugleich ihre Anteile. Der EE-Anteil steigt von 22 % in 2013 auf 41 % in 2050. Bezogen auf den Zubaubedarf an Kraftwerksleistung besteht dieser insbesondere bei Windkraft (+1.780 GW), PV (+1.700 GW) und Wasserkraft (+780 GW). Wind on- und off-shore sowie PV sind die EE-Technologien mit dem stärksten Zubau in Europa. Global gesehen sind es aber China (+563 GW), die USA (+215 GW) und Indien (+169 GW), welche als Länder für diese Technologien den künftigen Hauptabsatzmarkt bilden. Bei PV tauschen die USA und Indien die Plätze. Auch bei Wasserkraft stellen China und Indien gemeinsam gut 37 % des Absatzmarktes bis 2050. Das Hauptabsatzgebiet für Meeresenergie sind in 4DS die OECD-Staaten (94 %), wobei in Europa mit insgesamt 70 % der globalen Leistung der größte Anteil verbaut werden wird. Biomasse wird hauptsächlich in den NON-OECD-Staaten zugebaut (+234 GW), davon 82 GW in China und 30 GW in Indien. Von den insgesamt 301 GW an Biomasse-Kraftwerkszubau sind knapp 3 % mit CCS ausgestattet. Neben Kohle- und Biomasse (Heiz-)Kraftwerken ist im Szenario 4DS auch 1 % der Gaskraftwerke mit CCS vorgesehen.

Wie bereits in 6DS greifen Effizienzmaßnahmen in der Industrie bereits in den 2020er Jahren. Im Bereich Wohngebäude und Dienstleistungen dagegen werden Effizienzgewinne erst in den 2040ern realisiert.

Die Anteile von erneuerbare Energien in der Industrie, im Transportsektor und bei der Wärmeversorgung von Gebäuden sinken um 1 % bis 2050 ab. Auch in diesem Szenario hat Biomasse den weitaus größten Anteil. Gegenüber 6DS verdoppeln sich jeweils die Anteile an Elektromobilität (2 %) und mit Wasserstoff betriebenen Fahrzeugen (0,2 %) im Verkehrssektor bis 2050.

Tabelle 3-51 Technologiekennwerte im Szenario 4DS

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2013	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Photovoltaik	TWh	9.622	10.730	11.736	12.506	13.023
CSP	TWh	5.066	5.590	7.307	8.537	9.511
Windkraft	TWh	2.478	3.083	3.927	4.563	4.834
Geothermie	TWh	139	535	1.193	1.847	2.703
Biomasse	TWh	5	27	154	459	915
Meeresenergie	TWh	605	1.469	2.684	3.968	5.392
Wasserkraft	TWh	72	113	246	430	710
Photovoltaik	GW	1.861	2.132	2.187	2.202	2.225
CSP	GW	1.521	1.905	2.260	2.714	3.279
Windkraft	GW	399	457	548	624	654
Geothermie	GW	136	426	881	1.290	1.836
Biomasse	GW	4	9	44	127	233
Meeresenergie	GW	303	653	1.122	1.592	2.084
Wasserkraft	GW	12	19	35	60	99
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}	12.694	12.831	13.863	14.807	15.145
Andere EE	TWh _{th}	395	527	982	1.541	2.177
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral & dezentral)	TWh	14.688	16.321	19.043	21.043	22.534
Kernenergie	TWh	2.478	3.083	3.927	4.563	4.834

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2013	2020	2030	2040	2050
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	3.382	4.037	4.447	4.917	5.504
Kernenergie	GW	399	457	548	624	654
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	5,1	10,9	20,7	34,2
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	0
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Veränderung Raumwärmebedarf zu BIP-Entwicklung/a	%		13	22	24	17
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie zu BIP-Entwicklung/a	%		59	28	25	24

Quelle: Begleitdatentabellen von IEA (2016a)

Im **Szenario 2DS** spielen mit fossilen Energieträgern befeuerte Kraftwerke nur noch eine Nebenrolle. Bis 2050 sinkt der Anteil der Kohlekraft in Bezug auf die erzeugte Strommenge auf 8 %, ebenso Erdgas. Bei etwa 27 % der Kraftwerksleistung aus Kohle, Erdgas und Biomasse wird CCS eingesetzt. Kernenergie kann seinen Anteil dagegen auf 16 % ausbauen. Die EE haben somit einen Anteil von 68 % an der BruttoStE, davon erzeugen Wasser- und Windkraft gemeinsam etwas mehr als die Hälfte. Windkraft (inkl. off-shore) wird zu großen Teilen in China (+825 GW), Indien (+329 GW), Europa (+321 GW) und den USA (+295 GW) zugebaut. Dabei spielt off-shore in China und Europa eine wichtige Rolle. Bei Wasserkraft (+1.017 GW bis 2050) haben die NON-OECD-Staaten mit 86 % den größten Zubaubedarf. Allein in China und Indien werden 390 GW im Betrachtungszeitraum zugebaut. Auch bei PV und CSP wird der größte Teil an neuer Kraftwerksleistung in NON-OECD-Staaten aufgebaut. Von den insgesamt rd. 3.330 GW an PV-Zubau und fast 700 GW bei CSP, werden knapp 45 % jeweils in China und Indien installiert. Beim Ausbau von Meeresenergie kommen weitere Märkte hinzu, so dass Europe von den rund 190 GW an Zubau lediglich ein Viertel zugeschrieben wird. Neu im Szenario 2DS entdecken die USA Meeresenergie für sich und haben 2050 18 % der Gesamtleistung installiert. China hält 16 %. Bei Biomasse steigt der Anteil von CCS auf 5 %. Etwa 47 % des Zubaus bis 2050 erfolgt in China und Indien.

Das Szenario unterstellt der Industrie, die Effizienzpotenziale weitestgehend in den 2020er Jahren auszuschöpfen. Gegenüber den beiden vorherigen Szenarien steigt der Gesamtenergieverbrauch von Haushalten und Dienstleistungen nur gering über den Betrachtungszeitraum, was in Bezug auf die BIP- und Bevölkerungsentwicklung erhebliche Energieeinsparungen bedeutet.

Erneuerbare Energien haben bei Industrie, im Transportsektor und bei der Wärmeversorgung von Gebäuden bis 2050 einen Anteil von 21 % (ohne Elektrizität aus EE).

Auch in diesem Szenario hat Biomasse den weitaus größten Anteil. Erdöl dominiert als Kraftstoff mit fast 60 % weiterhin den Verkehrssektor, Biomasse und Strom können aber gemeinsam fast 35 % auf sich vereinen.

Neben Pump- und Batteriespeichern wird ein großes Potenzial auch in den Redox-Flow-Batterien gesehen, jedoch nicht in den Szenarien beziffert. (IEA 2016a, S. 112)

Tabelle 3-52 Technologiekennwerte im Szenario 2DS

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2013	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Photovoltaik	TWh	9.622	10.134	6.990	3.702	3.340
CSP	TWh	5.066	5.183	5.921	5.740	3.507
Windkraft	TWh	2.478	3.110	4.831	6.172	6.761
Geothermie	TWh	139	535	1.532	3.252	5.103
Biomasse	TWh	5	31	458	1.450	2.798
Meeresenergie	TWh	605	1.616	3.838	5.756	7.309
Wasserkraft	TWh	72	113	345	637	1.091
Photovoltaik	GW	1.861	2.063	1.793	1.107	791
CSP	GW	1.521	1.901	1.913	1.986	1.879
Windkraft	GW	399	460	667	839	914
Geothermie	GW	136	426	1.112	2.237	3.466
Biomasse	GW	4	11	137	378	701
Meeresenergie	GW	303	717	1.594	2.306	2.807
Wasserkraft	GW	12	19	49	91	155
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}	12.694	12.764	13.945	16.215	18.970
Andere EE	TWh _{th}	395	695	1.511	2.464	3.599
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral & dezentral)	TWh	14.688	15.317	12.911	9.443	6.846
Kernenergie	TWh	2.478	3.110	4.831	6.172	6.761
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	3.382	3.963	3.705	3.092	2.670
Kernenergie	GW	399	460	667	839	914

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2013	2020	2030	2040	2050
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	6,3	17,4	44,8	90,8
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	0
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Veränderung Raumwärmebedarf zu BIP-Entwicklung/a	%		-3	3	7	0
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie zu BIP-Entwicklung/a	%		45	10	2	-1

Quelle: Begleitdatentabellen von IEA (2016a)

Greenpeace et al. (2015): Energy [R]evolution

Die Szenarien der Studie Energy [R]evolution lauten: Reference Szenario, Energy [R]Evolution Szenario und advanced Energy [R]Evolution Szenario.

Das **Referenzszenario** führt zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen um 56 %. Bis Anfang der 2050er Jahre haben mit fossilen Energieträgern betriebene Kraftwerke an der Bruttostromerzeugung noch einen Anteil von 65 %. CCS spielt weder in diesem noch den anderen beiden Szenarien eine Rolle und wird von Greenpeace et al. (2015) grundsätzlich ausgeschlossen. (Greenpeace et al. 2015, S. 67) Etwa 13 % der BStE wird durch Wasserkraft und weitere 6 % durch Windenergie bereitgestellt. Die Biomasse hält weitere 3 % und PV 2 % an der BStE.

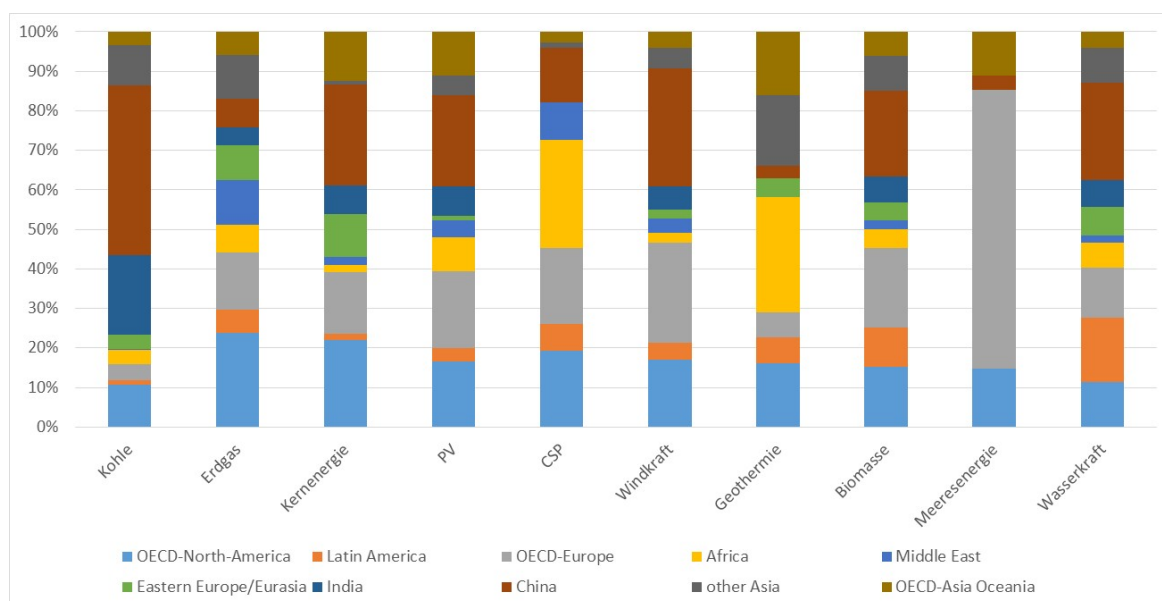


Abbildung 3-15 Installierte Kraftwerksleistung nach Weltregionen im Referenzszenario im Jahr 2050

China besitzt den größten Anteil (43 %) der installierten Kohlekapazitäten, verfügt aber auch über 25 % der gesamten globalen PV-, 30 % der Windkraft-, 22 % der Biomasse und 25 % der Wasserkraftleistung. OECD-Europa und OECD-Nord-Amerika verfügen ebenfalls über hohe Anteile an der globalen EE-Stromerzeugungsleistung. Europa tut sich insbesondere mit Meeresenergie hervor und besitzt knapp 70 % der installierten Leistung. Aber auch bei PV (19 % der global installierten Leistung), CSP (19 %), Windkraft (25 %) und Biomasse (20 %) nimmt Europa Platz 2 ein. Nord-Amerika folgt jeweils auf Platz 2 mit jeweils nur wenigen Prozentabschlägen.

Die Szenarien wollen den Anteil an Speichern möglichst klein halten. Wo aber nötig, sollen sie entsprechend dem Einsatzzweck eingesetzt werden. Im Stromsystem sind es daher zunächst Pumpspeicherkraftwerke sowie die thermischen Speicher der CSP. Batteriespeicher werden erst ab Anteilen von EE von über 30-35 % für die Frequenzregulierung eingesetzt (Greenpeace et al. 2015, S. 267, 2015, S. 36).

Elektrofahrzeuge sind bereits im Referenzszenario ein Thema, allerdings macht ihr Anteil bis 2050 am Energieverbrauch für Straßenfahrzeuge gerade mal 1 % aus. Wasserstoff oder synthetische Kraftstoffe kommen nicht zum Einsatz. Der Anteil von E im Verkehr verdoppelt sich von 3 % in 2012 auf 6 % bis 2050 (Greenpeace et al. 2015, S. 316).

In der Industrie werden bereits in den 2020er Jahren erhebliche Effizienzeinsparungen erreicht. Aufgrund der wirtschaftlichen Entwicklung und des Bevölkerungswachstums wirken weitere Effizienzmaßnahmen bis Anfang der 2040er Jahre weniger deutlich. In den 2040ern kommt es im Vergleich zur BIP-Entwicklung zu weiteren Effizienzgewinnen. In den übrigen Sektoren vollzieht sich eine etwa gleiche Entwicklung, wenn auch weniger steil.

Der Anteil erneuerbarer Energien bei der Wärmebereitstellung bleibt bis 2050 nahezu konstant. Der Anteil von Biomasse an den EE beträgt 2012 noch 70 % und sinkt bis 2050 auf 67 % ab. Neben fossilen Brennstoffen (75 % in 2050) und Biomasse (17 %) sind es insbesondere elektrische Direktheizungen (6 %), die zur Wärmebereitstellung dienen. Wärmepumpen machen weniger als 1 % aus und werden zu etwa einem Drittel in OECD-Europa und zwei Drittel in China verbaut. Geothermische Wärme wird lediglich in Europa verwendet. (Greenpeace et al. 2015, S. 316ff.)

Tabelle 3-53 Technologiekennwerte im Referenzszenario von Greenpeace

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Photovoltaik	TWh	97	408	630	832	1.096
CSP	TWh	5	34	85	173	303
Windkraft	TWh	521	1.254	1.962	2.552	3.202
Geothermie	TWh	70	113	188	287	425
Biomasse	TWh	379	740	1.039	1.299	1.577

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Meeresenergie	TWh	1	2	13	41	76
Wasserkraft	TWh	3.672	4.458	5.207	5.862	6.431
Photovoltaik	GW	97	332	494	635	803
CSP	GW	3	11	26	49	74
Windkraft	GW	277	554	807	998	1.217
Geothermie	GW	11	17	28	42	62
Biomasse	GW	87	150	199	243	293
Meeresenergie	GW	0	1	4	15	28
Wasserkraft	GW	1.099	1.331	1.544	1.715	1.878
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}	319.662	346.783	377.591	413.912	453.407
Andere EE	TWh _{th}	133.873	151.190	173.927	199.396	226.529
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral & dezentral)	TWh	14.285	17.398	22.808	28.544	32.453
Kernenergie	TWh	2.450	3.215	3.670	3.856	4.054
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	3.279	4.125	5.234	6.271	6.916
Kernenergie	GW	393	447	496	517	544
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	0	0	0	0
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	0
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Veränderung Raumwärmebedarf zu BIP-Entwicklung/a	%		46	35	40	30
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie zu BIP-Entwicklung/a	%		78	41	43	32

Quelle: Greenpeace et al. (2015, S. 316)

Das **Szenario Energy [R]evolution** senkt den Anteil der mit fossilen Energieträgern befeuerten Kraftwerke auf etwas über 40 % ab. Von den EE haben PV (14 %) und Wind (11 %) den höchsten Anteil an der BruttoStE.

Auch in diesem Szenario befindet sich der höchste Anteil der installierten Leistung an EE in China. Auch wenn dieses Land bis 2050 neben Indien noch auf Kohle setzt, baut es die EE doch rasch aus. Alle übrigen Regionen haben sich bis 2050 von der Kohleverstromung getrennt bzw. sind auf Erdgas, mit sinkenden Anteilen an der Erzeugung, gewechselt. Kernenergie ist generell in diesem Szenario bis Mitte des Jahrhunderts aus dem globalen Kraftwerkspark verschwunden. Während PV in allen Regionen ausgebaut wird, fällt bei CSP insbesondere OECD-Nord-Amerika ins Auge, welches bis 2050 13 % der installierten Leistung aufbaut. Bei Windkraft sind China mit 21 % und Indien mit 17 % wieder führend, gefolgt von OECD-Nord-Amerika mit 14 %. Geothermische Stromerzeugung, die in vielen anderen Szenarien gerade in Afrika ausgebaut wurde, findet sich ebenfalls zu großen Teilen in China und dem übrigen Asien (ohne Indien) mit jeweils 17 % und Nord-Amerika mit 16 % wieder. Ebenfalls entgegen der vorhergehenden Szenarien führt OECD-Nord-Amerika beim Ausbau der Meeresenergie das Ranking mit 27 % an, gefolgt vom übrigen Asien (ohne China und Indien) mit 20 %. OECD-Europa kann nur 8% der Kapazitäten auf sich vereinen. Grund dafür ist, dass in [R]E mit 552 GW fast das 10-fache der bisher in den Szenarien maximalen Leistung zugebaut wird. Greenpeace et al. (2015, S. 71) erwartet, dass Meeresenergie auf lange Sicht eine der günstigsten Erzeugungsformen für Strom sein wird. Wasserstoff wird nun auch ab 2020er Jahren als Speicher für EE-Überschuss verwendet. Aus EE-Wasserstoff werden in 2050 etwa 604 TWh Strom erzeugt.

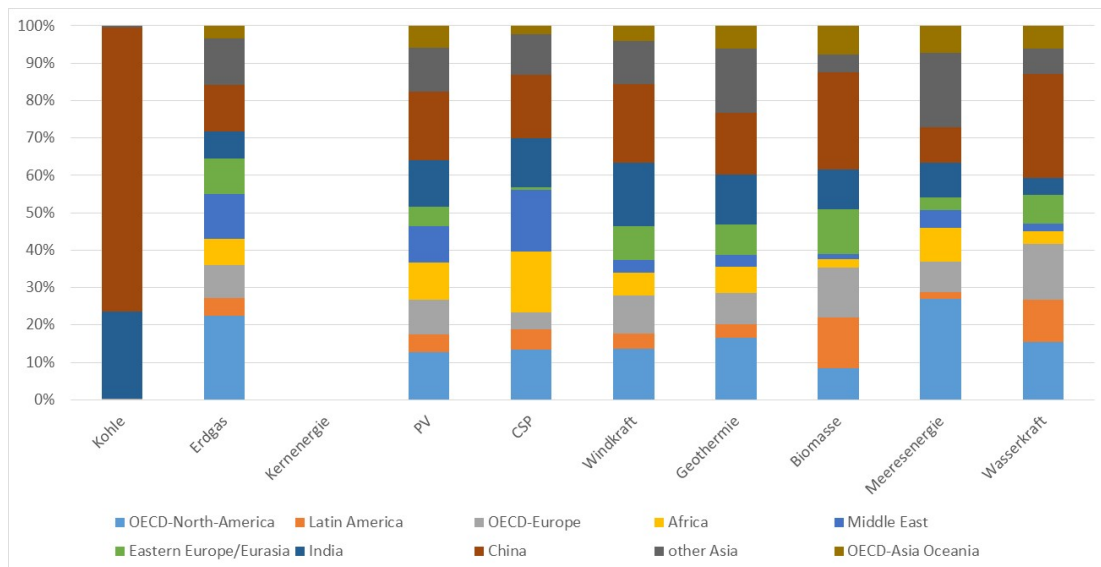


Abbildung 3-16 Installierte Kraftwerksleistung nach Weltregionen im [R]E-Szenario im Jahr 2050

Elektrofahrzeuge treiben 40 % des Straßenverkehrs in 2050 an. Weitere 24 % nutzen Wasserstoff. Synthetische Kraftstoffe haben sich aufgrund der Gestehungskosten noch nicht etabliert. Biokraftstoffe werden im Flug- und Schiffverkehr bereits zu über 40 % eingesetzt. (Greenpeace et al. 2015, S. 317)

Im Vergleich zur Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts sinkt der spezifische Energieeinsatz in allen Sektoren derart deutlich ab, dass sogar der jährliche Primärenergiebedarf über die Jahre abfällt.

Der Anteil erneuerbarer Energien bei der Wärmebereitstellung zieht bereits in den 2020ern stark an und erreicht bis 2050 einen Anteil von 86 %, was nur einhergehend mit erheblichen Energieeinsparungen u. a. im Gebäudesektor möglich ist. Der Anteil von Biomasse an den EE beträgt 2050 noch 28 % ab. Mit insgesamt aber 25 % an der Wärmebereitstellung ist Biomasse der bedeutendste Energieträger für die Wärmeerzeugung. Darauf folgen solarthermische Anlagen (20 %) und elektrische Direktheizungen (17 %). Wärmepumpen haben global einen Anteil von 12 %. In kleinen Mengen wird auch Wasserstoff zur direkten örtlichen Wärmeerzeugung verwendet. (Greenpeace et al. 2015, S. 317)

Tabelle 3-54 Technologiekennwerte im Szenario Energy [R]evolution

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Photovoltaik	TWh	97	942	3.844	7.054	9.914
CSP	TWh	5	97	1.601	4.844	8.138
Windkraft	TWh	521	1.932	6.278	11.291	14.938
Geothermie	TWh	70	190	916	2.198	3.286
Biomasse	TWh	379	937	1.915	2.649	3.039
Meeresenergie	TWh	1	31	251	831	1.482
Wasserkraft	TWh	3.672	4.349	4.613	4.773	4.937
Photovoltaik	GW	97	732	2.839	4.988	6.745
CSP	GW	3	31	405	984	1.473
Windkraft	GW	277	820	2.510	4.316	5.575
Geothermie	GW	11	28	137	325	485
Biomasse	GW	87	194	392	558	746
Meeresenergie	GW	0	11	95	318	552
Wasserkraft	GW	1.099	1.316	1.397	1.445	1.503
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}		365.252	425.879	447.802	448.476
Andere EE	TWh _{th}		196.710	464.991	856.805	1.143.194
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral & dezentral)	TWh	14.285	16.192	13.394	8.754	3.453
Kernenergie	TWh	2.450	1.872	559	182	0

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	3.279	3.767	3.538	3.049	2.125
Kernenergie	GW	393	260	76	25	0
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	5	596	2.526	4.638
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	0
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Veränderung Raumwärmebedarf zu BIP-Entwicklung/a	%		21	-6	-17	-23
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie zu BIP-Entwicklung/a	%		55	-3	-30	-43

Quelle: Greenpeace et al. (2015, S. 317)

Das **Szenario Advanced Energy [R]evolution** entlässt sowohl die mit fossilen Energieträgern befeuerten wie auch Kernkraftwerke bis 2050 aus dem globalen Kraftwerkspark.

Während die OECD-Nord-Amerika-Staaten auf Meeresenergie (26 % der 2050 installierten Leistung), Geothermie (19 %) und Wasserkraft (17 %) setzen, nutzt China PV (17 %), CSP (27 %), Windkraft (20 %), Biomasse (27 %) und Wasserkraft (28 %). OECD-Europa wird Absatzmarkt für 14 % der installierten Biomassekapazitäten, 15 % der Wasserkraft sowie jeweils 10 % der PV und Windkraft sein. Insgesamt sind Wind und PV die dominierenden Stromerzeugungstechnologien und bedürfen eines entsprechenden Ausgleichs über flexible Optionen. Als Speicher stehen Pumpspeicherkraftwerke und die thermischen Speicher zur Verfügung. Als weitere Mittel- bis Langfristspeicher wird zudem auf Power-to-Gas gesetzt und Wasserstoff erzeugt. In 2050 werden etwas mehr als 5 % der Stromerzeugung durch EE-Wasserstoff bereitgestellt.

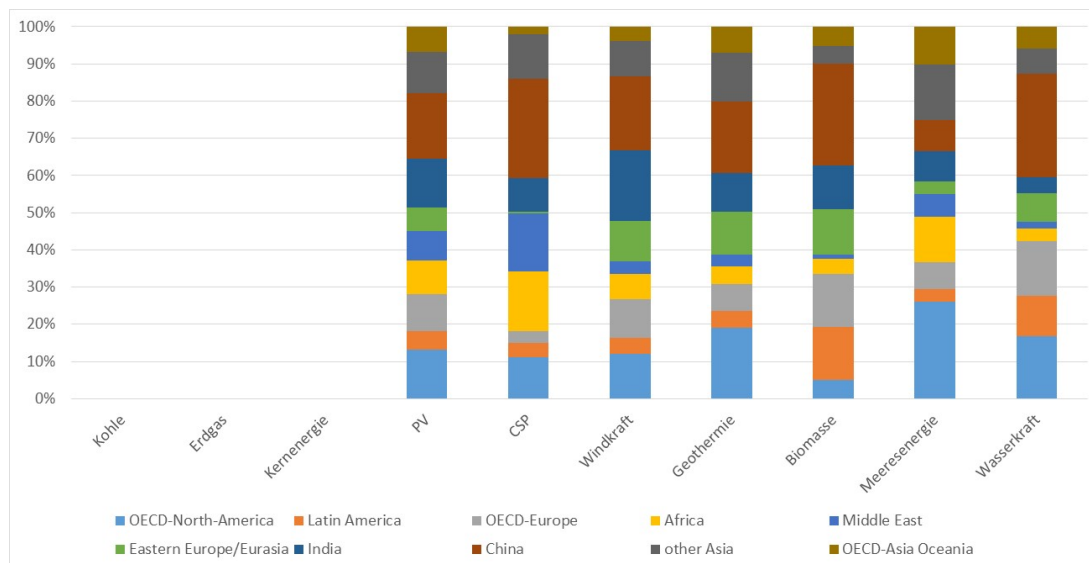


Abbildung 3-17 Installierte Kraftwerksleistung nach Weltregionen im A[R]E-Szenario im Jahr 2050

Elektrofahrzeuge treiben 53 % des Straßenverkehrs in 2050 an. Weitere 36 % nutzen Wasserstoff. Synthetische Kraftstoffe konnten in diesem Szenario bereits ab den 2020er Jahren einen Absatzweg finden und machen 2050 7 % des Kraftstoffeinsatzes auf den Straßen aus. Bio- und Synfuel-Kraftstoffe werden im Flug- und Schiffverkehr eingesetzt und versorgen diesen zu 100 %. (Greenpeace et al. 2015, S. 318)

Im Vergleich zur Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts sinkt der spezifische Energieeinsatz in allen Sektoren derart deutlich ab, dass sogar der jährliche Primärenergiebedarf über die Jahre abfällt.

Der Anteil erneuerbarer Energien bei der Wärmebereitstellung zieht bereits in den 2020ern stark an und erreicht bis 2050 100 %. Der Anteil von Biomasse an den EE beträgt 2050 nur 25 %. Direktstromheizungen (19 %) und Wärmepumpen (12 %) sichern den größten Teil des Wärmebedarfs ab. Zählt man mit EE erzeugten Wasserstoff hinzu, so werden 43 % der Wärmeversorgung (indirekt) elektrisch betrieben. Voraussetzung dafür sind hocheffiziente Gebäude, die kaum einer zusätzlichen Wärme bedürfen. (Greenpeace et al. 2015, S. 318)

Tabelle 3-55 Technologiekennwerte im Szenario Advanced Energy [R]evolution

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Photovoltaik	TWh	97	1.090	5.067	9.442	13.613
CSP	TWh	5	131	2.552	7.988	14.035
Windkraft	TWh	521	2.158	7.737	15.480	21.673
Geothermie	TWh	70	210	1.149	2.923	4.547

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2012	2020	2030	2040	2050
Biomasse	TWh	379	979	1.993	2.734	3.193
Meeresenergie	TWh	1	32	363	1.141	2.010
Wasserkraft	TWh	3.672	4.349	4.621	4.779	4.966
Photovoltaik	GW	97	844	3.725	6.678	9.295
CSP	GW	3	42	635	1.616	2.555
Windkraft	GW	277	904	3.064	5.892	8.040
Geothermie	GW	11	31	171	452	708
Biomasse	GW	87	200	405	579	742
Meeresenergie	GW	0	11	131	432	738
Wasserkraft	GW	1.099	1.316	1.402	1.457	1.536
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}	319.662	365.229	425.925	448.069	458.059
Andere EE	TWh _{th}	133.873	196.710	475.365	921.282	1.362.769
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral & dezentral)	TWh	14.285	16.003	12.487	6.394	0
Kernenergie	TWh	2.450	1.872	559	182	0
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW	3.279	3.698	3.378	2.452	0
Kernenergie	GW	393	260	76	25	0
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	47	1.247	4.237	6.868
Power-to-Liquid	TWh	0	19	130	753	1.496
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Veränderung Raumwärmebedarf zu BIP-Entwicklung/a	%		21	-4	-13	-20
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie zu BIP-Entwicklung/a	%		55	-2	-29	-44

Quelle: Greenpeace et al. (2015, S. 318)

WEC (2016): World Energy Szenarios 2016

Die World Energy Szenarien präsentieren sich weniger differenziert nach Technologien oder Einsatzregionen, so dass Aussagen zu Absatzgebieten entfallen. Ebenfalls mit 3 Szenarien betrachtet WEC (2016) Modern Jazz, Unfinished Symphony und Hard Rock.

Das Szenario **Modern Jazz** führt im Zusammenhang mit der wirtschaftlichen Entwicklung und dem Bevölkerungswachstum zu einer Erhöhung des Primärenergiebedarfs um 25 %. Die erneuerbaren Energien wachsen in Bezug auf ihren Anteil an der Bruttostromerzeugung von 23 % in 2014 auf 44 % in 2050 an. Wind- (34 % an EE) und Wasserkraft (32 % an EE) sind dabei die dominierenden Technologien. Photovoltaik und CSP werden nicht separat ausgewiesen sondern die Angaben beziehen sich auf beide Technologien, was eine detailliertere Auswertung zu technologischen Entwicklungen erschwert. Da zudem nur Angaben zu Stromerzeugungsmengen, nicht aber zur installierten Leistung gemacht wird, vergrößert das Problem genauerer Aussagen. CCS wird ab Ende der 2020er Jahre erst eingesetzt. Zunächst bei Kohle, ab den 2040ern auch bei Gas und Biomasse. Bis 2050 steigt der Anteil von CCS bei den Verbrennungstechnologien auf 5 % (WEC 2016, S. 119).

Bei der Nutzung von Biomasse ist Lateinamerika führend, sowohl bei der Verwertung als Kraftstoff, wie auch zur Stromerzeugung. Europa und Sub-Sahara-Afrika nutzen Biokraftstoffe zunehmend im Verkehr. Nach 2030 werden Biomassetechnologien der zweiten Generation kommerziell rentabel, angeführt von brasilianischen und chinesischen Technologieinnovationen. Dies führt zu einem raschen Anstieg des weltweiten Biomasseverbrauchs bis 2060. Das Nachfragewachstum begünstigt Lieferregionen in Asien, Lateinamerika und Afrika, wo neue Technologien und Infrastrukturen den Export von nach Europa und die USA finanzierbar machen. (WEC 2016, S. 51) Der Zubau von Wasserkraftanlagen erfolgt in Bezug auf die Kapazität insbesondere in China, Indien und Sub-Sahara. China ist auch hier der größte Absatzmarkt für Solar- und Windanlagen. Kleine Batteriespeicher finden zunehmend bei der Selbstversorgung in Verbindung mit PV sowie in Smart-Grids Anwendung. (WEC 2016, S. 52)

In Bezug auf die Technologie wirken sich steigende Anteile von (verflüssigtem) Erdgas, hier für Schwertransporte und Schifffahrt, von elektrischen Antrieben und Biokraftstoffen im Verkehrssektor aus. Langfristig bis 2060 wird auch Wasserstoff einen Anteil von 2 % innehaben. (WEC 2016, S. 44, 2016, S. 41) Die Elektrifizierung von Prozessen und Prozesswärme in der Industrie und auch dort der Wechsel von Kohle und Öl zu Gas sowie die Nutzung von Solarenergie führt zu einer Senkung der Emissionen. Wohnen, Handel und Dienstleistungen setzen auf dezentrale Versorgung. Durch gut gedämmte Gebäude und energieeffiziente elektrische Geräte sinkt der spezifische Verbrauch. (WEC 2016, S. 41)

Tabelle 3-56 Technologiekenwerte im Szenario Modern Jazz

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2014	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Photovoltaik	TWh	198	482	1.369	2.746	4.068
CSP	TWh					
Windkraft	TWh	717	1.316	2.540	4.257	6.433
Geothermie	TWh	77	129	210	323	481
Biomasse	TWh	493	692	1.069	1.350	1.913
Meeresenergie / andere	TWh	15	0	8	36	127
Wasserkraft	TWh	3.895	4.371	4.816	5.382	6.003
Photovoltaik	GW					
CSP	GW					
Windkraft	GW					
Geothermie	GW			k.A.		
Biomasse	GW					
Meeresenergie	GW					
Wasserkraft	GW					
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}			k.A.		
Andere EE	TWh _{th}			k.A.		
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral & dezentral)	TWh	14.852	16.199	18.272	19.507	19.493
Kernenergie	TWh	2.535	3.170	3.327	3.681	4.219
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW			k.A.		
Kernenergie	GW			k.A.		
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie (WEC 2016, S. 118)						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	0	47	174	465
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	0
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Veränderung Raumwärmebedarf zu BIP-Entwicklung/a	%			k.A.		
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie zu BIP-Entwicklung/a	%			k.A.		

Quelle: WEC (2016)

Mit dem Szenario **Unfinished Symphony** nimmt der Anteil der Kohleverstromung zugunsten von Erdgas und Kernenergie ab. Die EE haben bis 2050 ihren Anteil an der BruttoStE auf 57 % ausgebaut, wobei auch hier Wind-(33 % an EE) und Wasserkraft (28 %) die meiste Stromerzeugung beitragen. PV und CSP kommen gemeinsam auf fast 26 %. Der Anteil von CCS an den thermischen Stromerzeugungsanlagen steigt auf 43 % an. Post 2060 sind nahezu alle thermischen Kraftwerke mit CCS ausgestattet und trennen Anfang 2050 bereits 3,2 Gt CO₂ aus den Abgasen. (WEC 2016, S. 123f.)

Angetrieben von zahlreichen, kostengünstigen Rohstoffen nutzt Lateinamerika zur Deckung des Primärenergiebedarfs vorrangig Biomasse und ist damit weltweit führend. Bis 2060 wird China ein Fünftel der weltweit installierten Wasserkraftkapazitäten von 2.000 GW im eigenen Land aufbauen. Auch Lateinamerika, Zentralasien und Sub-Sahara-Nationen werden in Wasserkraft investieren. Für Solarenergie und Windkraft sind die größten Absatzmärkte China und Indien, gefolgt von Europa und Nord-Amerika. (WEC 2016, S. 71f.)

Eine zunehmende Vernetzung aller Strukturen sorgt dafür, dass Energie nicht unnötig vergeudet wird, Effizienzpotenziale gehoben und Ausgleichseffekte genutzt werden. (WEC 2016, S. 57, 2016, S. 65)

Biomasse (auf 21 %) und elektrische Energie (10 %) erhöhen ihre Anteile am Kraftstoffverbrauch bis 2050 deutlich. Dennoch sinkt auch der gesamte Energiebedarf im Verkehr, was u. a. auf die Nutzung von autonomen Fahrzeugen und dem Ausbau an ÖPNV zurückzuführen ist. Im Massenverkehr wird Wasserstoff die wichtigste Antriebsenergie. (WEC 2016, S. 64f.)

Tabelle 3-57 Technologiekennwerte im Szenario Unfinished Symphony

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2014	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Photovoltaik	TWh	198	501	1.694	3.760	5.802
CSP	TWh					
Windkraft	TWh	717	1.320	2.918	4.928	7.431
Geothermie	TWh	77	142	262	448	735
Biomasse	TWh	493	710	1.187	1.693	2.222
Meeresenergie / andere	TWh	15	0	5	24	93
Wasserkraft	TWh	3.895	4.440	5.109	5.695	6.447
Photovoltaik	GW					
CSP	GW					
Windkraft	GW					
Geothermie	GW			k.A.		
Biomasse	GW					

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2014	2020	2030	2040	2050
Meeresenergie	GW					
Wasserkraft	GW					
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}			k.A.		
Andere EE	TWh _{th}			k.A.		
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral & dezentral)	TWh	14.852	15.153	14.932	13.167	10.429
Kernenergie	TWh	2.535	3.299	4.367	5.496	6.546
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW			k.A.		
Kernenergie	GW			k.A.		
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie (WEC 2016, S. 123)						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	12	81	244	616
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	0
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Veränderung Raumwärmebedarf zu BIP-Entwicklung/a	%			k.A.		
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie zu BIP-Entwicklung/a	%			k.A.		

Quelle: WEC (2016)

Die Auswirkungen im Szenario **Hard Rock** äußern sich derart, als dass durch die nationalen Alleingänge der Energieverbrauch ansteigt und aus Gründen der Energieversorgungssicherheit im gesamten Betrachtungszeitraum weiterhin stark auf steuerbare, insbesondere aber auch fossile Energieträger gesetzt wird.

Die Erneuerbaren schaffen bis 2050 ihren Anteil an der BruttoStE auf 34 % anzuheben. Wasser- und Windkraft sind auch hier die wichtigsten Technologien. Photovoltaik wird im Vergleich zu den beiden vorangegangenen Szenarien deutlich weniger ausgebaut, so bspw. nur etwa die Hälfte der im Szenario Modern Jazz unterstellten globalen Leistung. Biomasse spielt in diesem Szenario in mehreren Regionen eine wichtige Rolle. Die höchsten Zubauten erfolgen in der Sub-Sahara-Region. (WEC 2016, S. 88) Bis 2030 wird bei Wasserkraft die meiste Leistung in China zugebaut. Danach zudem auch in Indien, Latein-Amerika und Sub-Sahara. Solarenergie findet in China ebenfalls großen Anklang, ebenso wie Windkraft. China bleibt auch in diesem Szenario der größte Absatzmarkt, gefolgt von Indien, Europa und Nord-Amerika. (WEC 2016, S. 89) Der Verkehr wird bis 2050 global nur zu 4 % mit Strom angetrieben. Wasserstoff hat lediglich einen Anteil von 1 %. (WEC 2016, S. 127)

Tabelle 3-58 Technologiekennelemente im Szenario Hard Rock

Kennwert	Einheit	Ausprägung				
		2014	2020	2030	2040	2050
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung						
Photovoltaik	TWh	198	472	793	1.262	2.037
CSP	TWh					
Windkraft	TWh	717	1.264	1.983	2.946	4.063
Geothermie	TWh	77	91	133	194	301
Biomasse	TWh	493	667	844	1.066	1.389
Meeresenergie / andere	TWh	15	0	8	32	68
Wasserkraft	TWh	3.895	4.395	4.825	5.361	5.958
Photovoltaik	GW					
CSP	GW					
Windkraft	GW					
Geothermie	GW			k.A.		
Biomasse	GW					
Meeresenergie	GW					
Wasserkraft	GW					
Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung						
Biomasse	TWh _{th}			k.A.		
Andere EE	TWh _{th}			k.A.		
Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung						
fossile Kraftwerke (zentral & dezentral)	TWh	14.852	15.597	17.424	19.602	20.475
Kernenergie	TWh	2.535	3.267	3.864	4.510	5.411
fossile Kraftwerke (zentral und dezentral)	GW			k.A.		
Kernenergie	GW			k.A.		
Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie (WEC 2016, S. 127)						
Power-to-Gas Wasserstoff	TWh	0	12	47	151	256
Power-to-Gas Methan	TWh	0	0	0	0	0
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik: Veränderung Raumwärmebedarf zu BIP-Entwicklung/a	%			k.A.		
Energieeffiziente Prozesstechnologien: Summe aus Prozesswärmebedarf und Stromnachfrage Industrie zu BIP-Entwicklung/a	%			k.A.		

Quelle: WEC (2016)

3.4.2 Vergleich von Technologiekenwerten und –annahmen der Studien und Szenarien

Die wesentlichen Technologiekenwerte der einzelnen Szenarien werden nachfolgend miteinander verglichen, um Aussagen zu abweichenden Annahmen bzw. Ergebnissen zu einzelnen Technologiefeldern machen zu können. Abschließend werden Aussagen zur Beziehung zwischen Technologiefeldern zusammengefasst. Da das Szenario Advanced Energie [R]evolution das einzige Ziel-Szenario zur Begrenzung des durchschnittlichen globalen Temperaturanstiegs auf deutlich unter 2 °C darstellt, wird nachfolgend nicht mehr zwischen 2 °C-Ziel und besser differenziert.

Aufgrund der in den globalen Szenarien geringen Informationen zu Einzeltechnologien stehen hier potenzielle zukünftige Absatzmärkte im Fokus.

Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Strombereitstellung

Während die Referenz-Szenarien nur einen mäßigen Ausbau der erneuerbaren Energien unterstellen, dominieren die EE in den jeweiligen Klima-Szenarien bis 2040/50. Die größten Anteile global in Bezug auf die installierte Leistung haben PV, Wind- und Wasserkraft. Die Spanne bei PV reicht bis etwa Mitte des Jahrhunderts von 803 GW (Greenpeace et al. 2015) bis 1.836 GW (IEA 2016a) in den Referenz-Szenarien und von 2.108 (IEA 2016b) bis 9.295 GW (Greenpeace et al. 2015) in den Ziel-Szenarien. Der hohe Ausbau bei Greenpeace leitet sich zum einen aus den Szenario-Zielen ab (keine fossilen Brennstoffe, keine Kernenergie) und zum anderen aus den unterstellten Technologieentwicklungen, die – ausgehend aus der Entwicklung der vergangenen Jahre – eine Kostenreduktion von 20 % bei einer Verdopplung der Kapazität unterstellen (Greenpeace et al. 2015, S. 68). Die Investitionskosten für Großanlagen fallen auf 680 US/kWp bis 2050, Preisbasis 2012, bei unterstellten Betriebs- und Wartungskosten von 7 US\$/kW a. Dies entspricht einer durchschnittlichen Preissenkung von 3,2 %/a. IEA (2016b) geht von einer Preissenkung auf 1.000 US\$/kWp, Preise 2015, bis 2040 aus (IEA 2016b, S. 455), bei Betriebs- und Wartungskosten von 25 US\$/kW a (IEA 2016b, S. 453). Dies entspricht einer durchschnittlichen Preissenkung von 2,4 %/a. Bei den Szenarien, wo Informationen zu Regionen vorliegen, erfolgt der PV-Ausbau großteils in China, Europa und Nord-Amerika in den Referenz- wie auch in den ambitionierten Szenarien. Um das Potenzial voll auszuschöpfen wären auch Gebäudefassaden zunehmend mit PV-Fläche zu belegen (IEA 2016a, S. 16, 2016b, S. 455). Um den geometrischen Formen der Architektur zu entsprechen, bedarf es einer flexiblen und biegsamen PV-Fläche. (Greenpeace et al. 2015, S. 232)

Bei Wind beträgt die Bandbreite 1.214 GW (IEA 2016b) bis 1.628 GW (IEA 2016a) in der Referenz und 2.312 GW (IEA 2016b) bis 5.575 GW (Greenpeace et al. 2015) in den ambitioniertesten Szenarien. Über 55 % der Leistung wird in China und Europa bis zur Mitte des Jahrhunderts aufgebaut werden. Bei den ambitionierten Szenarien belegt China Rang 1 und Nord-Amerika Rang 2, jedoch folgen ihnen mal eher Indien oder Europa. Greenpeace et al. (2015) und IEA (2016b) unterstellen beide eine jährliche Preissenkung von 0,3 % bei onshore-Anlagen und 1,7 % bei off-shore (Greenpeace et al. 2015, S. 69; IEA 2016b, S. 456). Um das volle Potenzial des Offshore-Windes auszuschöpfen, müssen künftig auch Bereiche mit einer Wassertiefe von mehr als 50 Metern für diese Technik geöffnet werden. Große Städte bspw. in Asien oder Lateinamerika liegen oft in der Nähe des Meeres, so könnten offshore-

Windparks zukünftig Megastädte mit Elektrizität und synthetischen Kraftstoffen versorgen. Forschungsbedarf ergibt sich somit für schwimmende Windkraftanlagen (Greenpeace et al. 2015, S. 240). Auch das Rotordesign besitzt noch Effizienzpotenziale (IEA 2016b, S. 505).

Wasserkraft hat in den Referenzszenarien teils höhere Angaben zu den installierten Kapazitäten, als die Zielszenarien. Die gesamte Spanne von Fließ- und Staugewässer-Anlagen umfasst 1.503 GW (Greenpeace et al. 2015) bis 2.053 GW (IEA 2016b). Auch hier ist China - jeweils mit großem Abstand - führend bei der gesamten installierten Leistung. Der Volksrepublik folgen Amerika (Nord- und Süd) sowie Europa. In diesen Regionen werden in den kommenden Dekaden mehr als 60 % der globalen Leistung aufgebaut. Um die Leistung derart auszubauen wird in den Szenarien auch Ersatz der Erzeugungseinheiten durch effizientere Technologien unterstellt. (Greenpeace et al. 2015, S. 249)

CSP findet sich künftig in China, dem Mittleren Osten, Afrika und Nord-Amerika installiert. Diese 3 Regionen umfassen mind. 57 % der installierten Leistung von 50 GW bis 134 GW in der Referenz. In den Klima-Szenarien haben diese Regionen, angeführt von China, ein Ausbaupotenzial von bis zu 2.555 GW (Greenpeace et al. 2015). Die Szenarien unterstellen jährliche Kostensenkungen von 1 – 1,4 % (Greenpeace et al. 2015, S. 69; IEA 2016b, S. 454). Einige Szenarien nutzen gerade die thermischen Speicher der CSP, um den Bedarf an Stromspeichern im System zu senken. (IEA 2016b, S. 55; Greenpeace et al. 2015, S. 267). Höhere Temperaturen ermöglichen eine erhöhte Energiedichte innerhalb des thermischen Speichers und senken somit die spezifischen Investitionskosten für das System. So ergibt sich Forschungsbedarf für die Speichermedien wie bspw. die Zusammensetzung von Flüssigsalzen, Latentspeichern oder thermochemischen Speichern. (Greenpeace et al. 2015, S. 237; IEA 2016b, S. 511f.)

Geothermie wird in den Referenzszenarien in einem Umfang von 44 GW bis 65 GW (IEA 2016a) ausgebaut. Hauptabsatzmärkte sind Afrika und Asien sowie Nord-Amerika. Die Ziel-Szenarien gehen von einem Spektrum von 80 GW (IEA 2016b) bis 708 GW (IEA 2016a) aus. Greenpeace et al. (2015, S. 70) unterstellt eine durchschnittliche Preissenkung von 2,8 %/a.

Auch bei Biomasse ist China perspektivisch sowohl in den Referenz-, wie auch in den Ziel-Szenarien eines der potentiellen Hauptabsatzländer. Auf dem 2. Platz folgt Europa. In der Referenz umfassen die Szenarien eine global installierte Leistung von 223 GW bis 350 GW gegen Mitte des Jahrhunderts. In den Zielszenarien können es bis zu 742 GW werden. Die Preise sinken mit 0,4 %/a (Greenpeace et al. 2015, S. 70). Eine höhere Effizienz und eine bessere Verbrennung könnte mittels Vergasung erreicht werden (Greenpeace et al. 2015, S. 241; IEA 2016a, S. 272).

In den Referenz-Szenarien ist Europa mit mehr als 58 % der global existierenden Meeresenergieanlagen auf dem 1. Rang. Die Gesamtleistung umfasst 12 bis 34 GW. Abhängig von den ambitionierten Szenarien behält Europa auch weiterhin seine Position oder wird von Nord-Amerika und dem übrigen Asien überholt. Das Spektrum umfasst hierbei 36 GW (IEA 2016b) bis 738 GW (Greenpeace et al. 2015). In Kombination mit Offshore-Windparks könnten Meeresenergie-Kraftwerke dazu beitragen, größere Anteile an on-shore-Wind- und Photovoltaik-Strom zu integrieren. Viele

Wellenenergietechnologien befinden sich in einer frühen Phase der konzeptionellen Entwicklung und Erprobung. Kraftwerkskonstruktionen variieren mit unterschiedlichen Wellenbewegungen (Hoch-, Tief- und Hochwasser), Wassertiefen (tief, mittel, flach) und der Entfernung vom Ufer (Küstenlinie, nahe Küste, Offshore). (Greenpeace et al. 2015, S. 249)

Technologiebereich: Erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung

Die Informationen zur Wärmebereitstellungen sind in den internationalen Szenarien dürftig angegeben. Vorwiegend bewirken in den Szenarien steigende Preise für fossile Energieträger (oftmals aufgrund von politischen Eingriffen über CO₂-Preise, Steuern, Emissionsbegrenzungen und viele mehr) den Ausbau der erneuerbaren Energien (IEA 2016b, S. 470, 2016a, S. 94). Es kann jedoch gesagt werden, dass Biomasse, mit Ausnahme in den ambitionierten Szenarien von Greenpeace et al. (2015), global einen Anteil von über 67 % hat, tendenziell eher über 80 %. Auffällig ist aber in allen Szenarien, dass wohl aufgrund der begrenzten Potenziale der Anteil von Biomasse im Laufe der Jahre sinkt.

Von allen Studien macht nur Greenpeace et al. (2015) detailliertere Angaben zu anderen EE. Gegenüber Biomasse (17 %) haben Wärmepumpen (<1 %) und Solarthermie (<2 %) nur einen geringen Anteil im Referenz-Szenario, während sie im Advanced Energy [R]evolution-Szenario – welches nur EE vorsieht - Anteile von 12 % für Wärmepumpen und 21 % für Solarthermie unterstellen. Direktheizungen finden mit 20 % weiterhin hohen Einsatz.

Neben der direkten Nutzung von Biomasse bietet sich auch hier die Vergärung an, um über Biogas mittels KWK-Anlagen Strom und Wärme zu erzeugen. Eine Alternative bietet die Vergasung, die nicht auf biologische Prozess und ein optimiertes Milieu für die Bakterien angewiesen ist, sondern ein Produktgas erzeugt, das auch gut speicherbar ist. Mittels Pyrolyse können zudem neben Gas noch ein Festbrennstoff und brennbare Öle erzeugt werden, was die Flexibilität des Biomasseeinsatzes je nach Anwendungsfall verbessert (Greenpeace et al. 2015, S. 266; IEA 2016a, S. 272).

Für den industriellen Einsatz bedarf es zumeist hoher Temperaturen. Mit derzeitigen Kältemitteln für Wärmepumpen sind nur Temperaturen zwischen 80 °C und 90 °C erreichbar, womit nur ein kleiner Anwendungsbereich in industriellen Prozessen adressiert werden kann. (Greenpeace et al. 2015, S. 264) Hier bedarf es weiterer Entwicklungen.

Neben der Wärmebereitstellung könnte die solarthermische Kühlung für viele Regionen eine interessante Option zu einer Kombination aus PV und Klimaanlage sein. Kleinanlagen sind bereits im Markt. Großanlagen haben sich noch nicht etabliert. (Greenpeace et al. 2015, S. 261)

Technologiebereich: Fossil basierte Kraftwerke zur Strombereitstellung

Allen Szenarien gemein ist zudem ein deutlicher Rückgang der fossilen Stromerzeugung sowohl für dezentrale als auch zentrale Stromerzeugungstechnologien. Bei gasbetriebenen Kraftwerken geht der Trend zu Kraft-Wärme-Kopplung, aber auch nur periodisch sinkenden Vollbenutzungsstunden. Neben Erdgas wird Wasserstoff ein zunehmend wichtiger Brennstoff, so dass Gaskraftwerke neben schnellen Lastwechseln auf einen Brennstoffmix auszuliegen sind (Greenpeace et al. 2015, S. 317f.).

Mit dem Ausbau an fEE und sinkenden Vollbenutzungsstunden ist zu unterstellen, dass auch Kohlekraftwerke zunehmend flexibler werden müssen. (IEA 2016a, S. 38, 2016a, S. 90; Greenpeace et al. 2015, S. 267) Mit steigenden Anforderungen klima- und gesundheitsschädliche Schadstoffe aus der Verbrennung zu senken, bedarf es auch Weiterentwicklungen für Filtertechnologien, insbesondere Quecksilber (IEA 2016b, S. 230).

Thermische Stromerzeugungsanlagen werden in den Szenarien mit ambitionierteren Klimazielen künftig mit CO₂-Abtrennvorrichtungen ausgestattet, sei es teils um das CO₂ in Erdschichten einzulagern oder aber als Kohlenstoffquelle zur Herstellung von chemischen Grundstoffen sowie Kraft- und Brennstoffen zu nutzen. (IEA 2016a, S. 9; WEC 2016, S. 93) Außer bei Kraftwerken werden CO₂-Abtrennverfahren auch in der Industrie und Kraftstofferzeugung eingesetzt. (IEA 2016b, S. 64, 2016a, S. 33)

Technologiebereiche: Infrastruktur, Systemintegration, Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude und Energie- und Ressourceneffizienz Industrie

Die Studien gehen von unterschiedlichen Voraussetzungen und Rahmenbedingungen aus, so dass ein unmittelbarer Vergleich von Energieeinsparungen nur bedingt aussagekräftig ist. Als Vergleichsmaßstab wird daher die Entwicklung der Bruttoinlandsprodukts (BIP) herangezogen.

Bezüglich dem **Energieeinsatz in Gebäuden** (Haushalte, Handel und Dienstleistungen) gehen die Referenzszenarien der beiden IEA-Studien (6DS, 4DS, Referenz) zunächst von einem zunehmenden Energieeinsatz pro BIP-Einheit aus, der einerseits durch den Bevölkerungswachstum initiiert wird, der aber dennoch bestehende Gebäuderichtlinien und anstehende Sanierungen berücksichtigt. Unter Berücksichtigung der damaligen Klimaschutzzusagen einzelner Nationen sowie der unterstellten BIP-Entwicklung im Szenario „New Policies“ von IEA (2016b) würde sich der Energiebedarf / BIP auf gleichem Niveau bis in die 2030er halten und erst dann ansteigen. Die Szenarien 2DS von IEA (2016a) und 450 von IEA (2016b) führen aufgrund von erheblichen Energieeinsparmaßnahmen bei der Gebäudehülle und elektrischen Verbrauchern sowie durch den Einsatz effizienter Wärme- und Kälteerzeugern zu umfassenden Energieeinspareffekten bezogen auf die BIP-Entwicklung.

Greenpeace et al. (2015) unterstellt in allen 3 Szenarien einen sinkenden Energiebedarf pro BIP-Einheit im Betrachtungszeitraum. Zum Einsatz kommen effiziente Gebäudehüllen, die den Wärme- und Kältebedarf im Schnitt um 50 % senken. Zudem findet passive Erwärmung und Kühlung durch Gebäudedesign sowie Raumlüftung mit Wärmerückgewinnung Anwendung (Greenpeace et al. 2015, S. 280). Auch bei Warmwasser wird bei Neubau und Sanierungen auf eine umfangreiche Isolierung gesetzt. Wärmetauscher in der Abwasserführung gewinnen zudem ein Teil der im Warmwasser enthaltenden Energie wieder zurück und führen es dem Brauchwasser zu. Elektrische Direktheizungen und Klimaanlage werden durch Wärmepumpen ersetzt und Glühbirnen durch LED in Verbindung mit effizienten Lichtkonzepten. (Greenpeace et al. 2015, S. 281f.) Auf die gleichen Technologien setzen auch IEA (2016b, S. 295), IEA (2016a, S. 62f.) und WEC (2016, S. 65).

Zusätzlich setzt WEC (2016) auf sogenannte smarte Systeme, was in diesem Fall eine zentral gesteuerte Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch von der Makro- bis zur

Mikro-Ebene von Strom über Wärme bis zur Kraftstoffversorgung umfasst, um die Energieversorgung und den –austausch weitergehend zu optimieren. (WEC 2016, S. 58) Prinzipiell handelt es sich dabei um **Smart-Grid**-Technologie. Nach Greenpeace et al. (2015, S. 254) und IEA (2016b, S. 515ff.) wird sie insbesondere durch die Integration von Lastmanagement in den Netzbetrieb eine bedeutende Rolle spielen. Die künftige Energieversorgung wird nicht aus wenigen zentralen Kraftwerken bestehen, sondern aus zahlreichen kleineren Erzeugungseinheiten wie Solarkollektoren, Windturbinen und anderen erneuerbaren Einheiten, zum Teil im Verteilnetz und zum Teil in großen Kraftwerken. Smart-Grid-Lösungen werden helfen, diese Vielfalt beim Betrieb des Stromversorgungssystems zu überwachen und zu integrieren und gleichzeitig die Zusammenschaltung zu vereinfachen.

Dem gegenüber bedarf es aber auch eines Ausbaus sogenannter **Super-Netze** oder Hoch-Volt-Netze zw. 600 und 800 kV, die regionenübergreifend große Leistungen von bis zu 6.400 MW austauschen können und den Strom von Regionen mit Stromüberschuss in Nachfragerregionen transportieren. (Greenpeace et al. 2015, S. 255ff.)

Im Gegensatz zu den Wohn- und Geschäftsgebäuden weist die **Industrie** in allen Szenarien bereits von Beginn an die Umsetzung von Einsparpotenzialen in einem Umfang auf, die einen deutlich sinkenden Energiebedarf über die Dekaden, bezogen auf die BIP-Einheit, widerspiegelt. Mit höheren Klimaschutzzielen bedarf es einerseits einer kurzfristigeren Hebung von Effizienzpotenzialen in industriellen Prozessen, d.h. bereits heute bis Anfang der 2020er Jahre. Andererseits sind auch in den Folgedekaden jeweils nochmals erhebliche Einsparungen umzusetzen. In den Szenarien von Greenpeace et al. (2015, S. 279) wird trotz hoher Energieeinsparungen pro BIP-Einheit nur auf die heute beste verfügbare Technik gesetzt.

Dazu gehören verbesserte Stahlherstellungsprozesse auf der Basis von Schmelzreduktion oder direkt reduziertem Eisen, inerte Anodentechnologie im Aluminiumsektor und auf Biomasse basierende Prozessrouten für die Chemikalienproduktion sowie CCS-Anwendungen wie partielle Sauerstoffverbrennung mit Kohlenstoffabscheidung in Zementöfen. Viele der innovativen Prozesstechnologien erfordern die Integration von Kohlenstoffabscheidung in den Prozess und erleichtern die Abscheidung von CO₂ durch die Erzeugung konzentrierter CO₂-Ströme als inhärente Nebenprodukte. (IEA 2016a, S. 56) IEA (2016b, S. 297ff.) vertieft zudem das Thema elektrische Motoren, die etwa 30 % der globalen Stromerzeugung verbrauchen, und sieht bei diesen selbst kaum noch Effizienzpotenziale in der technischen Entwicklung, dafür aber in den Folgesystemen bis hin zum Nutzer.

Der Einsatz von **Power-to-Gas** oder **Power-to-Fuel** fällt sehr heterogen aus. Während Greenpeace et al. (2015, S. 287, 299) durchaus in Wasserstoff einen Langzeitspeicher für EE-Überschüsse und als Kraftstoff im Verkehr sieht sowie im Advanced Energy [R]evolution-Szenario strombasierte Kraftstoffe insbesondere für den Einsatz im Flug- und Schiffsverkehr ab 2035 einsetzt, spielen strombasierte Kraft- und Brennstoffe in IEA (2016b) und WEC (2016) (noch) keine Rolle. Das Energy [R]evolution Szenario geht bzgl. Wasserstoff bereits zu Anfang der 2020er Jahre von einem Bedarf für den Industrie und Verkehrssektor aus. Dies bedarf der Weiterentwicklung eines Brennstoffzellen-Antriebsstrangs inklusive dem Speichersystem.

Auch die 3 Szenarien von IEA (2016a) sehen den Bedarf von Wasserstoff bereits ab den 2020er Jahren, allerdings insgesamt nur im Verkehrssektor.

Technologiebereichsübergreifende Betrachtungen

Abbildung 3-10 stellt dar, in welchem Umfang die betrachteten Technologiefelder, für die Daten in den betrachteten Studien vorlagen, in den Studien die eine durchschnittliche globale Temperaturerhöhung von über 2 °C unterstellen zum Einsatz kommen. Abgebildet sind die Spannweiten der Energiemengen, die von Technologien des jeweiligen Technologiefeldes erzeugt bzw. verbraucht werden. Im Diagramm sind sowohl Mengen an thermischer als auch an elektrischer Energie enthalten. Dargestellt sind die Spannbreiten für die Jahre 2030 (orangefarbene Balken) und 2050 (blaue Balken).

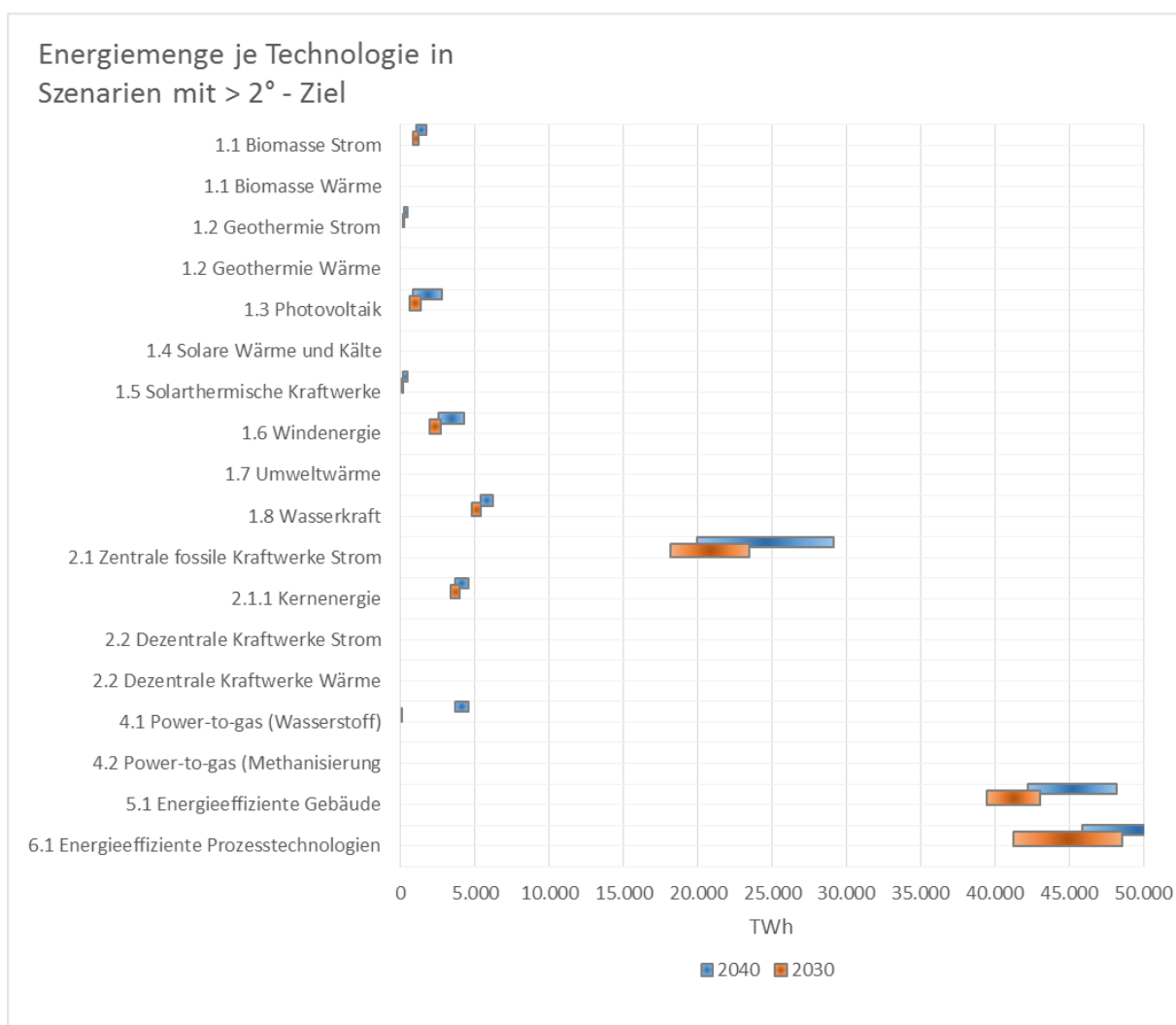


Abbildung 3-18 Spannweite der Energiemengen je Technologie in Szenarien mit > 2 °C – Zielen

Für einzelne Technologiefelder (z. B. fossile Kraftwerke) sind relativ große Spannbreiten feststellbar. Bei anderen Technologiefeldern liegen die Werte näher beieinander (z. B. Biomasse zur Stromerzeugung). Als Begründung für die Spreizungen lassen sich neben unterschiedlichen Annahmegerüsten und Modellierungsansätzen

abweichende Energiebedarfe (z. B. starke Stromverbrauchsreduktion) sowie Substitutionsmöglichkeiten zwischen Technologien (z. B. zwischen Windenergie bzw. PV) anführen. Als Gründe für nahe beieinander liegenden Angaben lassen sich Potenzialrestriktionen (z. B. Biomasse und Wasserkraft) bzw. eine begrenzte Informationslage (z. B. dezentrale Kraftwerke) nennen.

Abbildung 3-19 stellt in analoger Form dar, in welchem Umfang die betrachteten Technologiefelder, für die Daten vorlagen, in den betrachteten Studien mit einem 2°-Ziel gegenüber 1990 bis zum Jahr 2050 zum Einsatz kommen. Abgebildet sind erneut die Spannweiten der thermischen bzw. elektrischen Energiemengen, die von Technologien des jeweiligen Technologiefeldes bereitgestellt oder verbraucht werden.

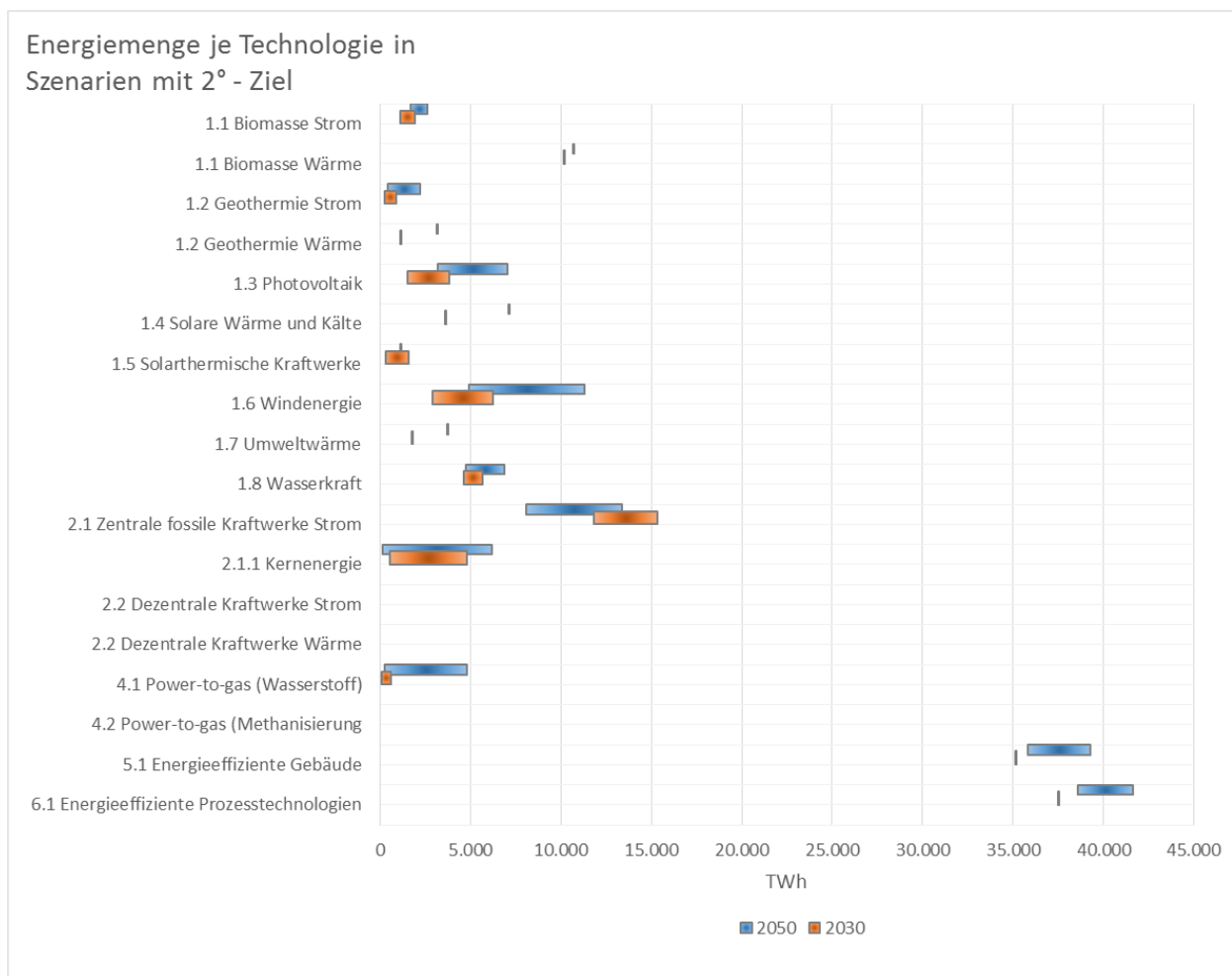


Abbildung 3-19 Spannweite der Energiemengen je Technologie in Szenarien mit 95 % THG-Reduktion

In Bezug auf die einzelnen Technologiefelder lassen sich folgende Wechselwirkungen erkennen:

- Grundsätzlich stehen die unterschiedlichen Technologiefelder zur Stromerzeugung zueinander in einer Konkurrenzsituation, sind also substituierbar. Durch die hinterlegten Kostenannahmen sowie klimapolitische Zielsetzungen kommen

überwiegend (fluktuierende) erneuerbare Energien zum Einsatz und substituieren fossile Stromerzeugung bzw. Kernenergie.

- Hinsichtlich des zeitlichen Erzeugungsprofils liegt eine komplementäre Beziehung zwischen den betrachteten erneuerbaren Energieträgern vor, d. h. zwischen Wind, PV, Biomasse, Laufwasserkraft und Geothermie. Zudem sind die erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien sowie die für die jederzeitige Deckung des Energiebedarfs benötigten Backup-Kapazitäten fossiler Kraftwerke bzw. die Backup-Kapazitäten anderer Flexibilitätstechnologien, wie CSP (ggf. mit Speicher) oder Power-to-Gas, komplementär zueinander.
- Power-to-Gas und Power-to-Liquid kommen vor allem in den 2° - Szenarien in signifikantem Umfang zum Einsatz und substituieren fossile Stromerzeugungsmengen. Vorrangig werden die generierten synthetischen Kraft- oder Brennstoffe zur Abdeckung der Nachfrage des Verkehrssektors bzw. in Industrieanwendungen eingesetzt. Lediglich in Greenpeace et al. (2015) werden verglichen mit den anderen Szenarien zur Erzeugung synthetischer Kraft- und Brennstoffe die mit Abstand größten Energiemengen aufgewendet.
- Kurzzeitspeicher werden in allen Szenarien kaum eingesetzt bzw. sind nicht abgebildet. Zum Ausgleich der Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz, welche für die Modellierung in den Studien maßgeblich war, spielen sie eine untergeordnete Rolle, können aber zur Kompensation von Netzengpässen von Relevanz sein. Neben stofflichen Langzeitspeicheroptionen werden als verfügbare Speichertechnologien meist Pumpspeicherkraftwerke und thermische Speicher der CSP angesetzt.
- CCS wird in den Studien betrachteten Szenarien bis auf diejenigen von Greenpeace et al. (2015), die CCS ausdrücklich nicht nutzen wollen, eingesetzt.

3.5 Technologieüberblick

Der nachfolgende Überblick sortiert die in den Szenarien teils spezifisch benannten technischen und ökonomischen Weiterentwicklungsbedarfe den Technologiefeldern zu, so dass diese – vorbehaltlich dem Kontext der einzelnen Szenarien – eine Orientierung für die technische und preisliche Entwicklung sein können. Hierbei hat noch kein Abgleich mit dem Status-quo stattgefunden. Es sei an dieser Stelle auch darauf hingewiesen, dass ausschließlich alle Ziel-Szenarien auch steigende Erzeugungskosten bei mit fossilen Brennstoffen betriebenen Anlagen unterstellt haben sowie Anreize für klimaschonende Technologien durch Anpassung des rechtlichen Rahmens.

Tabelle 3-59 Spezifische Angaben aus den nationalen und internationalen Szenarien zum künftigen Forschungsbedarf bis 2050

Technologiebereich	Technologiefeld	Spezifische Angaben aus den Szenarien zum Forschungsbedarf
1. Erneuerbare Energien	1.1 Biomasse	Technologie Holzvergasung und Pyrolyse zur Flexibilisierung von Biomasse. (Greenpeace et al. 2015; IEA 2016a)
	1.2 Geothermie	Jährliche Preissenkung von 2,8 %/a (Greenpeace et al. 2015)
	1.3 Photovoltaik	Bedarf flexibler PV-Flächen und Gebäudeintegration (Greenpeace et al. 2015) Vbh in 2050 949 – 976 h, Wirkungsgradsteigerung 1 %/a (DLR et al.

Technologiebereich	Technologiefeld	Spezifische Angaben aus den Szenarien zum Forschungsbedarf
		<p>2012)</p> <p>durchschnittlichen Preissenkung von 2,4 - 3,2 %/a (Greenpeace et al. 2015; IEA 2016a); Kosten für Großanlagen bis 2050 680 US\$/kWp</p> <p>Stromgestehungskosten knapp unter 5 ct/kWh</p> <p>Recycling der Zellen (DLR et al. 2012)</p>
	1.4 Solare Wärme und Kälte	Großanlagen für solare Kälte(-Netze) (Greenpeace et al. 2015, S. 261)
	1.5 Solarthermische Kraftwerke	Forschungsbedarf für die Speichermedien wie bspw. die Zusammensetzung von Flüssigsalzen, Latentspeichern oder thermochemischen Speichern (IEA 2016a; Greenpeace et al. 2015)
	1.6 Windenergie	<p>On-shore:</p> <p>Weiterentwicklung Rotordesign (IEA 2016a)</p> <p>Vbh bis 2050 von etwa 2.160 (Fraunhofer ISE 2013) – 3.360 (DLR et al. 2012) bzw. Wirkungsgradsteigerung von 1,6 %/a (DLR et al. 2012)</p> <p>jährliche Preissenkung von 0,3 % (IEA 2016a; Greenpeace et al. 2015)</p> <p>Stromgestehungskosten knapp über 5 ct/kWh</p> <p>Recycling der Verbundwerkstoffe (DLR et al. 2012)</p> <p>Off-shore:</p> <p>Schwimmende Windkraftanlagen für Tiefen >50m (Greenpeace et al. 2015)</p> <p>Vbh teils >4.000 (Fraunhofer IWES et al. 2015); Wirkungsgradsteigerung 1,8 %/a (DLR et al. 2012)(DLR et al. 2012)</p> <p>jährliche Preissenkung von 1,7 % (Greenpeace et al. 2015; IEA 2016a)</p> <p>Recycling der Verbundwerkstoffe (DLR et al. 2012)</p>
	1.7 Umweltwärme	<p>Nutzungsgrade 2050: 380 % bei Luft-Wasser-WP und 440 % bei Sole-Wasser-WP (Fraunhofer IWES et al. 2015)</p> <p>Weiterentwicklung von Kältemitteln zum Erreichen hoher, für die Industrie interessanter Temperaturen. (Greenpeace et al. 2015)</p>
	1.8 Meeresenergie	<p>Meeresenergie ist in allen globalen Szenarien ein Thema. Absatzgebiet ist zumeist Europa, aber auch Nordamerika und Asien.</p> <p>Wellenenergietechnologien befinden sich in einer frühen Phase der konzeptionellen Entwicklung und Erprobung. Kraftwerkskonstruktionen variieren mit unterschiedlichen Wellenbewegungen (Hoch-, Tief- und Hochwasser), Wassertiefen (tief, mittel, flach) und der Entfernung vom Ufer (Küstenlinie, nahe Küste, Offshore) (Greenpeace et al. 2015)</p>
2. Fossil basierte Kraftwerke	2.1 Zentrale fossile Kraftwerke	Flexibilisierung; Weiterentwicklungen für Filtertechnologien, insbesondere für Quecksilber (Greenpeace et al. 2015)
	2.2 Dezentrale Kraftwerke	Wasserstoff-Rückverstromung: Wirkungsgrad für kurzfristige Leistungsbereitstellung von 65 %, in KWK 92 %, davon 52 % Strom (DLR et al. 2012)
	2.3 CO ₂ -Abscheidung und Lagerung (CCS)	Wirkungsgradverbesserung der CO ₂ -Abtrennverfahren aus thermischen Prozessen (IEA 2016b, S. 77, 2016a, S. 25, 56, 77)
	2.4 CO ₂ -Nutzung	

Technologiebereich	Technologiefeld	Spezifische Angaben aus den Szenarien zum Forschungsbedarf
3. Infrastruktur	3.1 Stromtransport und -verteilung	Super-Grids 600 – 800 kV (Greenpeace et al. 2015, S. 255ff.)
	3.2 Wärmetransport und -verteilung	Wärmetauscher in der Abwasserführung (Greenpeace et al. 2015)
	3.3 Energiespeicher	Recycling von Batterien (Fraunhofer IWES et al. 2015) Hoher Anteil an Redox-Flow-Batterien (IEA 2016a, S. 112)
4. Systemintegration	4.1 Power-to-gas (Wasserstoff)	Wirkungsgrad 72-77 % bei Elektrolyseuren Methanherzeugung insgesamt ca. 60 % (DLR et al. 2012; Fraunhofer ISE 2013)
	4.2 Power-to-gas (Methanisierung)	
	4.3 Gas-to-fuel/chemicals	
	4.4 Informations- und Kommunikationstechnologie (IuK)	Smarte Netze: Zentrale Steuerung von Energieströmen, sektorübergreifend, zur besseren Kopplung von Erzeugung und Verbrauch. (WEC 2016)
5. Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude	5.1 Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik	
6. Energie- und Ressourceneffizienz Industrie	6.1 Energieeffiziente Prozesstechnologien	Neue Ansätze wie Impulstrocknung, Dampf- und Luftpralltrocknung oder Kondensationsband-Trocknung in der Papierindustrie (Prognos et al. 2014)
	6.2 Energieeffiziente Querschnittstechnologien	
	6.3 Technologien zur Abwärmenutzung	
	6.4 Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie	Direkreduktionsverfahren in der Stahlindustrie (ÜNB 2017) inerte Anodentechnologie bei der Aluminiumherzeugung, biomassebasierte Prozessrouten in der Chemiekalienproduktion. (IEA 2016b)
7. Elektromobilität	7.1 Elektrofahrzeuge	Brennstoffzellen für den mobilen Einsatz im Verkehr, inkl. Antriebsstrang und Speicher (DLR et al. 2012; IEA 2016b)
	7.2 Neue Konzepte Elektromobilität	

Viele der hier genannten Technologien sind von den verantwortlichen Instituten bereits in den Technologieberichten berücksichtigt worden.

4 Expertengespräche

4.1 Ergebnisse aus den Workshops

Wegen dem hohen Aggregationsniveau der Studien werden darin einige Technologien nicht oder nur aggregiert betrachtet (Kochems und Horst 2016). Dies gilt insbesondere für die Infrastruktur und Energiespeicher. Vier im Projekt durchgeführte Workshops (E2/E5, E4, E10) mit Experten aus Wissenschaft und Industrie wurden daher dazu genutzt, den Umfang der Technologien in Bezug auf ihre Relevanz im künftigen Energiesystem zu diskutieren (Soukup und Viebahn 2016b). Dabei ging es um eventuell fehlende oder andere Schwerpunktsetzungen bei den vorgeschlagenen Technologiefeldern bzw. Technologien, die aus Sicht der eingeladenen Institute sowie der Unternehmen aus der Industrie und Energiewirtschaft für die zukünftige Energieforschung die größte Bedeutung bzw. das größte technologische Umsetzungs- und Marktpotential haben. Grundlage bildeten hierbei die vorangegangenen Analysen aus den Szenarien (Kochems und Horst 2016) sowie die bereits im Antrag benannten Technologien.

Die folgend gelisteten Technologien bzw. Technologieuntergruppen wurden von den jeweils beteiligten Akteuren zur weiteren vertieften Untersuchung angeregt:

- **Meeresenergie**, die in den Szenarien durchaus ein Potenzial für Europa und Nordamerika sowie einige asiatische Küstenstaaten aufzeigt (Soukup und Viebahn 2016a). Auch wenn für Deutschland selbst die nationalen Szenarien keinen Bedarf ausweisen, so könnte Meeresenergie, wie CSP, ein Exportprodukt deutscher Unternehmen darstellen, ein wesentlicher Pfeiler des Energieforschungsplans (Soukup und Viebahn 2016b; Kochems und Horst 2016). Die Technologie wurde im Technologiebericht zu Wind kurz beschrieben.
- **Direct Air Capture (DAC)**, die CO₂-Abtrennung aus der Luft. Da das klimaneutrale CO₂ aus anderen Quellen wahrscheinlich nicht ausreichen wird, um die benötigten synthetischen Gase, Kraft- und Brennstoffe und chemischen Grundstoffe herzustellen, könnte diese Technologie in Zukunft hohen Einsatz finden. Auch im Hinblick der Erreichung eines 1,5 °-Ziels wird die Minderung des CO₂-Anteils in der Luft möglicherweise unumgänglich sein. Hierzu wurde im Bericht zu CCS zunächst in einem Exkurs zu der Technologie Stellung bezogen. In einer Projektergänzung wird die Technologie nun vertieft bzgl. ihres künftigen Potenzials untersucht. (Soukup und Viebahn 2016a)
- **IuK**: Aus den Szenarien geht auch hervor, dass durch den künftigen stark dezentralen Ausbau kleiner Erzeugungseinheiten es einer Infrastruktur bedarf, die den bilanziellen Ausgleich koordiniert. In den Szenarien wird dies u. a. unter dem Begriff Smart Grid-Technologien gefasst. Als „IuK“ (Information und Kommunikation) wurde auch diese Technologie noch im Projekt auszugsweise integriert. (Soukup und Viebahn 2016a, 2016b)
- **Systemanalyse** als übergreifende Betrachtung des Zusammenwirkens der Technologien im Energiesystem. Es handelt sich zwar nicht um eine Technologie, doch sind die Systemanalyse und die Fragen zu Innovation und Integration Themen im derzeit bestehenden Energieforschungsplan. Daher wird in einer Projektergänzung auch der Frage nach dem Forschungsbedarf innerhalb der Systemanalyse

nachgegangen werden. (Soukup und Viebahn 2016a, 2016b; Kochems und Horst 2016)

- **Kugelspeicher** als eine spezifische Form von Stromspeichern wurde in die Berichte mit aufgenommen. (Soukup und Viebahn 2016a)
- **Verkehrssektor bzw. Antriebsstränge:** Es wurde seitens der Industrie bedauert, dass die Sektorkopplung aufgrund des Fokus auf die BMWi-Energieforschung nicht vollumfänglich abgebildet wird, da der Verkehrssektor ausblendet ist. (Soukup und Viebahn 2016b)
- **Künstliche Photosynthese:** Im Zusammenhang mit PV gab es den Hinweis dies noch mit zu betrachten. (Soukup und Viebahn 2016b)
- **Kälteanwendungen:** Es wurde darauf hingewiesen, dass neben den Wärme- auch die Kälteanwendungen zu betrachten sind, wie beispielsweise die solare Kühlung. (Soukup und Viebahn 2016b)
- **Low-Ex-Technologien:** Im Zusammenhang zu Wärmetransport und -verteilung wurde auf das Potenzial von Low-Ex-Technologien verwiesen. (Soukup und Viebahn 2016b)
- **Grünes Fracking:** Im Zusammenhang mit Geothermie und CCS kann mittels Fracking die benötigte Porosität in tiefgelegenen Gesteinsschichten künstlich hergestellt werden, so dass bspw. für Geothermie das Potenzial erweitert und Lagerstätten für abgeschiedenes CO₂ aufgebaut werden können. (Soukup und Viebahn 2016b)
- **Großwärmepumpen:** Die Leistungsgröße war in dem Technologiebericht begrenzt worden, sollte aber industrielle Anwendungen oder den Einsatz in Wärmenetzen dennoch berücksichtigen. In diesen Kontext fiel auch der Begriff Power-to-Heat. (Soukup und Viebahn 2016b)

4.2 Befragung der Forschungsnetzwerke des BMWi

Auf Anregung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und in Zusammenarbeit mit dem Projektträger Jülich wurden etwa 2.500 Mitglieder der BMWi-Forschungsnetzwerke über eine Online-Umfrage zu einer Stellungnahme gebeten. Die Umfrage sollte als Beteiligungsprozess das Wissen und die Forschungsinteressen der Forschungsnetzwerke aufnehmen. Die Ergebnisse der Befragung sollen dann in den jeweiligen Technologieberichten mit aufgenommen werden.

Die Umfrage wurde von den Verbundpartnern Wuppertal-Institut, IZES gGmbH und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, dem Parallelvorhaben EnFO-2030 unter Leitung der TU-München sowie mit dem BMWi inhaltlich entwickelt.

Der Rücklauf umfasste 760 beantwortete Fragebögen, die größtenteils von Forschungsinstituten, Hochschulen und der Industrie / verarbeitendem Gewerbe ausgefüllt wurden.

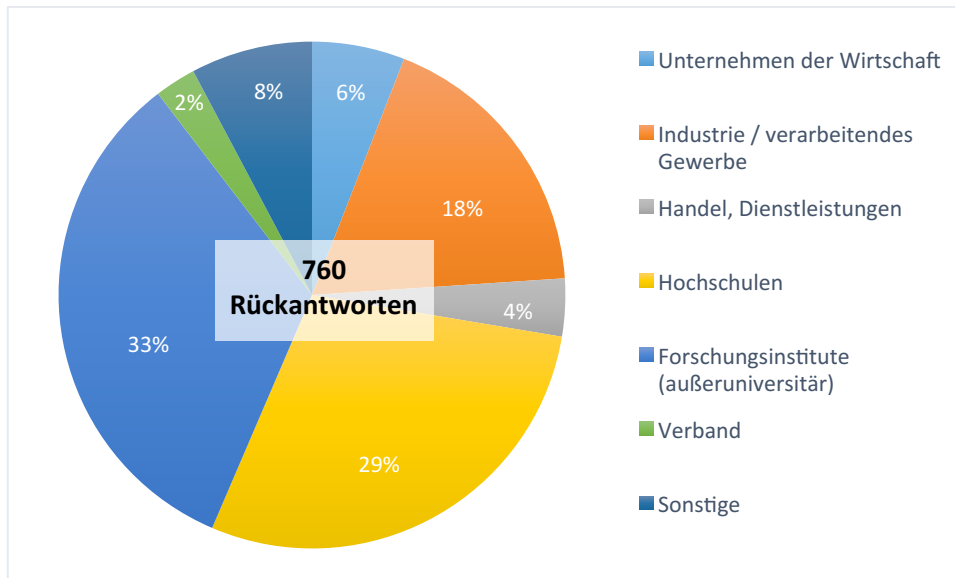
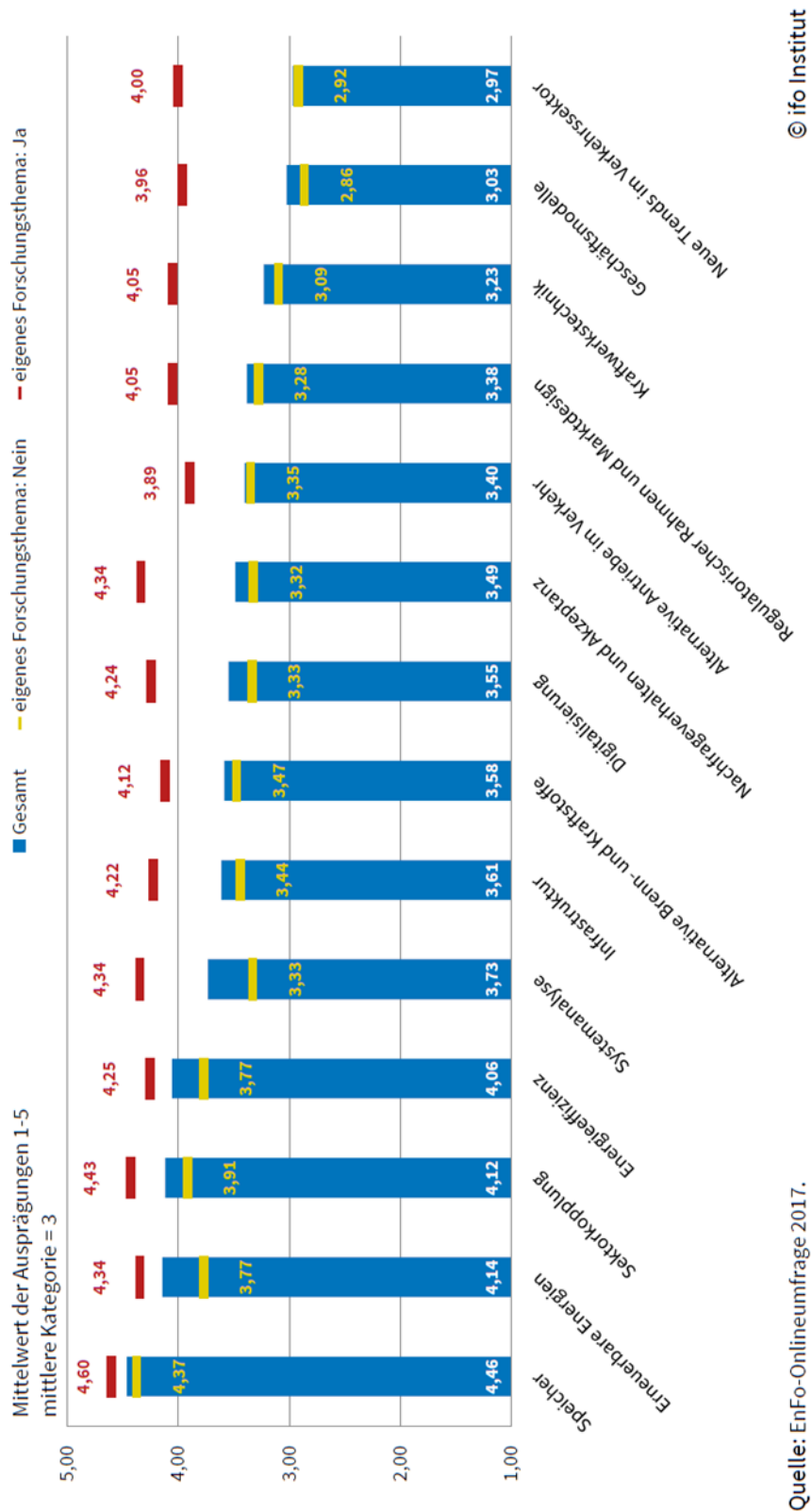


Abbildung 4-1 Art der teilnehmenden Mitglieder aus den Forschungsnetzwerken

Der Fragebogen sollte insbesondere leicht auswertbar sein, so dass sich die Inhalte auf die Abfrage der Bedeutung von Technologiebereichen konzentrierte. Die nachfolgende Abbildung 4-2 gibt einen Überblick, welche Schwerpunkte aus Sicht der Teilnehmer die folgenden Bereiche für die Umsetzung der Energiewende haben.

Speicher, erneuerbare Energien, Sektorkopplung und Energieeffizienz werden dabei als besonders wichtig eingestuft. Dies auch bei denjenigen, dessen Forschungsschwerpunkt das jeweilige Themenfeld nicht ist. Für Geschäftsmodelle und neue Trends im Verkehrssektor wird am wenigsten Forschungsbedarf gesehen. Diese Bereiche sind bei den Teilnehmern aber auch vergleichsweise wenig repräsentiert, so dass möglicherweise hieraus schon eine gewisse Bevorzugung von Technologiebereiche nicht ausgeschlossen werden kann.

Sektorkopplung und Speicher allerdings, die bei etwa 60 % der Befragungsteilnehmer kein Forschungsthema sind, wurden dennoch als besonders wichtig für die Energiewende erachtet.



© ifo Institut

Quelle: EnFo-Onlineumfrage 2017.

Abbildung 4-2 Gewichtung des künftigen Forschungsbedarfs für die Energiewende aus Sicht der Forschungsnetzwerke des BMWi

5 Expertenreview

Insgesamt erfolgten im Vorhaben zwei Reviews. Zum einen vorhabensintern durch ein inhaltliches Review der Technologieberichte durch weitere Experten. Anregungen und Anmerkungen wurden diskutiert und die Ergebnisse in die Berichte mit aufgenommen.

Das zweite Review erfolgte im Rahmen des Festakts „40 Jahre Energieforschungsprogramm der Bundesregierung“ am 2. Mai 2017. Im Rahmen eines Doppel-Workshops mit dem Schwestervorhaben EnFO-2030 wurden die eingeladenen Akteure aus Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft zu den Forschungsergebnissen befragt. Das Forschungsvorhaben TF_Energiewende diskutierte hierfür an mehreren Präsentationsflächen mit den Teilnehmern über Forschungsschwerpunkte sowohl auf Ebene von Technologiefeldern aber auch zu Vertiefungsschwerpunkten einzelner Technologien. Sortiert nach Technologiefeldern ergaben sich folgende weitere Forschungsbedarfe aus Sicht der Teilnehmer, wobei nachfolgend zunächst nur die technischen Schwerpunkte, bspw. in Richtung der Auslegung oder der Anwendung, dargestellt sind:

Tabelle 5-1 Forschungsfragen aus den Expertenreviews

Technologiebereich	Technologiefeld	Technologiegruppe	Weiterer Forschungsbedarf
1. Erneuerbare Energien	1.1 Biomasse	Stromerzeugung, Wärmebereitstellung, Biogasgewinnung und –nutzung	
	1.2 Geothermie	Stromerzeugung, Wärmeerzeugung	Stromeffizienz verbessern
	1.3 Photovoltaik		Insel- bzw. Direktversorgung
	1.4 Solare Wärme und Kälte	Niedertemperatur-Solarthermie	
	1.5 Solarthermische Kraftwerke		
	1.6 Windenergie		
	1.7 Umweltwärme	Wärmepumpen (elektrisch, gasförmig)	Sektorkopplung (als Teil der Systemanalyse), Großwärmepumpen
2. Fossil basierte Kraftwerke	2.1 Zentrale fossile Kraftwerke	Kohle, Gas, Multifuel	Flexibilisierung Braunkohle; CAPEX ¹⁴ senken
	2.2 Dezentrale Kraftwerke	Brennstoffzellen	Auch für den Transportsektor Reversible Elektrolyseure (bspw. umschaltbare)

¹⁴ CAPEX: Capital expenditures; mit den CAPEX oder auch CapEx werden Investitionsausgaben für längerfristige Anlagegüter bezeichnet wie bspw. Maschinen, Gebäude, aber auch die Erstausrüstung, Ersatzteile, Rechnersysteme etc. Der CAPEX ist ein wichtiger Kennwert der Bilanz. (Gabler 2018)

Technologiebereich	Technologiefeld	Technologiegruppe	Weiterer Forschungsbedarf
			Brennstoffzelle);
		BHKW, Stirling, Mikrogasturbine	Für Multi-fuel ausrüsten
	2.3 CO ₂ -Abscheidung und Lagerung (CCS)	CO ₂ -Abscheidung, -transport und -speicherung	Akzeptanz
	2.4 CO ₂ -Nutzung	CO ₂ -Nutzung und -verwertung	CCU im Kleinmaßstab bei CO ₂ -Quellen
3. Infrastruktur	3.1 Stromtransport und -verteilung	Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), Technologien zur Dynamisierung der Übertragungskapazität, Flexible Drehstromübertragungstechnik, Hybride AC/DC-Netzstrukturen, Supraleiter, Erdkabel	DC-Netze und Micro-Grids
	3.2 Wärmetransport und -verteilung	vor allem Wärmenetze	
	3.3 Energiespeicher	Elektrische&elektrochemische Speicher Wärme, Druckluft, Pump, Kavernen, Poren-Speicher	Verfahren zur Reduktion von CO ₂ auf Kohlenstoff. Ertüchtigung von Salzkavernen für H ₂ -Einlagerung
4. Systemintegration	4.1 Power-to-gas (Wasserstoff)	Wasserstoffherzeugung, -speicherung, - transport, -verteilung	Nutzung bestehender Infrastruktur Möglich? Aufwand zur Umrüstung für H ₂ ?
	4.2 Power-to-gas (Methanisierung)	P2G-Methanisierung (Chemisch-katalytisch) P2G-Methanisierung (biologisch)	Klimaneutrale CO ₂ -Quellen? Skalierbarkeit der Anlagen.
	4.3 Gas-to-fuel/chemicals	Gas-to-Fuel, gas-to-chemicals Technologien (FT, Alkohole, Methanol)	
	4.4 Informations- und Kommunikationstechnologie (IuK)	enabling technologies: inkl. intelligente Steuerung und Vernetzung	Autonomes Fahren.
5. Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude	5.1 Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik	Bautechnik, technische Gebäudeausrüstung, Planung und Gebäudebetrieb, Heizungs- und Klimatisierungstechnologien inkl. Wärmepumpen) Niederexergetische Temperierungssysteme (Wand- und Luftheizung, ...	Gebäudehülle: Entwicklung in Richtung recyclebare Rohstoffe, Nachhaltigkeit sowie monolithische Bauweise Gebäudesystemtechnik: Regenerative Klimatechnik; Problematik Sanierungsaufwand; Lüftungs-raten bedarfsbezogen (intelligente Steuerung)
6. Energie- und	6.1 Energieeffiziente	energieintensive Herstellungspro-	Überwindung des Prob-

Technologiebereich	Technologiefeld	Technologiegruppe	Weiterer Forschungsbedarf
Ressourceneffizienz Industrie	Prozesstechnologien	zesse, energieeffiziente Verfahrens- und Produktionstechnik, Oberflächentechnik, Metallerzeugung, Grundstoffchemie, Papierherstellung	lems zwischen Flexibilität, Standzeiten und Energieeffizienz angehen.
	6.2 Energieeffiziente Querschnittstechnologien	elektrische Antriebssysteme, Öfen, Kessel, Informations- und Kommunikationstechnik, Beleuchtung, industrielle Solarthermie, Raumlufttechnik und Klima-/Kältesysteme, Energiemanagement, Benchmarking, Elektromotoren, Prozesswärmebereitstellung...	Selbstlernende Systeme, um Energieverschwendung zu mindern.
	6.3 Technologien zur Abwärmenutzung	Thermoelektrik, ORC- und Kalina-prozesse	TEG und Kalina eher weniger relevant. Systemoptimierung mit kaskadenförmiger Energienutzung. Abwärmenutzung für Gebäude z. B. in Mischgebieten.
	6.4 Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie	„Breakthrough-Technologien“ (z. B. Wasserstoffdirektreduktion Stahlerzeugung), Recycling und Re-Use (inkl. Kreislaufwirtschaft), Energie- und Ressourceneffizienz in der Industrie (u. a. durch Industrie 4.0 u. Demand-Side-Management), Energie- und ressourceneffizientes Produktdesign	Für die Metallerzeugung Weiterentwicklung von Direktreduktionsverfahren mit EE-Wasserstoff.
7. Elektromobilität	7.1 Elektrofahrzeuge	Elektrofahrzeuge, Ladeinfrastruktur/Steuerungskonzepte	
	7.2 Neue Konzepte Elektromobilität	Hybrid-Oberleitungs-LkW, ...	

Darüber hinaus wurde mehrfach angeregt, die Systemintegration bzw. die Systemanalyse als eigenes Technologiefeld aufzunehmen. Weiterhin wurde auf den regulatorischen Rahmen verwiesen der durch Anreize und Verbote (finanzielle Förderungen, Steuern, technische Anforderungen, Überwachung, etc) die Technologieentwicklung beeinflussen kann. Auch wurde angeregt, die Schnittstellenforschung mehr in die Praxis zu überführen (bspw. Reallabore), um die Wechselwirkungen zw. Technologie, System und Anwender zu erfassen und die Anwendungen zu verbessern. Im Zusammenhang mit Abwärme wurde zudem darauf verwiesen, dass die Technologien bereits vorhanden sind, es aber mehr am Wissen um die Nutzung der Potenziale und dem Vorhandensein des Potenzials fehlt. Es bedarf somit mehr (öffentlich verfügbare) Daten zu Abwärmequellen mit Lastgängen bzw. Temperaturniveaus und Strömungsmengen. Im Zusammenhang mit Industrie solle auch dahingehend geforscht werden, welche Materialsubstitute ganzheitlich zu weniger Emissionen führen.

6 Ableitung von Innovationslücken

Im Laufe der Entwicklung des Kriterienrasters wurde entschieden, dass die hier untersuchten nationalen und intentionalen Szenarien Grundlage für die Technologieberichte sein sollen. Dies bezieht sich zwar vorrangig auf das Zubaupotenzial, mitunter haben sich aber auch weitere Forschungsfragen für einzelne Technologien daraus ergeben. Somit besteht bereits eine hohe Deckung der Technologieberichte mit den hier betrachteten Szenarien.

Die Befragung der Wissenschaft, Wirtschaft und Gesellschaft in Workshops und Umfragen hat den Prozess zur Aufdeckung noch möglicher bestehender Lücken gut unterstützt. Die im Antrag benannten Technologiefelder haben nahezu alle künftig relevanten Technologien adressiert. Bis auf Meeresenergie, das im Technologiebericht zu Wind als Exkurs aufgenommen wurde, handelte es sich ausschließlich um Vertiefungsfragen oder übergreifende systemische Fragen.

Mittels der Expertengespräche und der Review-Phase konnten viele der im Laufe des Forschungsvorhabens diskutierten Technologieentwicklungen im Hinblick ihres künftigen Beitrags zur Energiewende weiter konkretisiert werden. Trotz dem inständigem Bemühen aller Institute, die vielfältigen Anregungen vollumfänglich aufzunehmen, konnte in Anbetracht der Zeit und auch des Forschungsbudgets nicht alles geprüft und in die Berichte mit aufgenommen werden.

Die folgende Tabelle stellt nochmals die Forschungsbedarfe aus den Technologieberichten in knapper Form zusammen. Details sind in den Berichten zu finden. Darüber hinaus sind kursiv diejenigen Forschungsthemen benannt, die so nicht oder nur sehr begrenzt in den Technologieberichten wiederzufinden sind. Somit stehen diese Informationen für die anstehenden Diskussionen zur Entwicklung des 7. Energieforschungsprogramms allen Beteiligten zur Verfügung.

Tabelle 6-1 Zusammenfassung der Forschungsfragen aus den Technologieberichten in Ergänzung weiterer Fragestellungen aus Szenarien und Expertenreview

Technologiebereich	Technologiefeld	Forschungsbedarf
1. Erneuerbare Energien	1.1 Biomasse	hochflexible und gleichzeitig hocheffiziente Bereitstellung von Strom- und Wärme Einbettung in multivalente Versorgungssysteme und deren Steuerung Effizienzsteigerung zur Ausnutzung knapper Rohstoffpotenziale, insbesondere Rest- und Abfallstoffe Erforschung kosteneffizienter Emissionsminderungstechnologien und Überführung in die Praxis Verknüpfung mit Bioökonomiekonzepten und CO ₂ -Bereitstellung für Kohlenstoffkreislaufwirtschaft
	1.2 Geothermie	Verbesserte Erkundungsmethoden zur Minimierung des Fündigkeitsrisikos Verfahren zur signifikanten Kostensenkung und Sicherung nachhaltiger Lagerstättenproduktivität Ganzheitliche Forschungsansätze für einen effizienten und

Technologiebereich	Technologiefeld	Forschungsbedarf
		<p>nachhaltigen Anlagenbetrieb</p> <p>Akzeptanz- und vergleichende Risikoanalysen zur Nutzung des unterirdischen Raumes</p> <p>Konzepte zur Bereitstellung und Speicherung von Wärme im urbanen Raum</p> <p>Entwicklung von Demonstrationsvorhaben für die Wärmewende</p>
	1.3 Photovoltaik	<p>höhere Wirkungsgrade, Materialeinsparung/-ersatz, flexible, leichte Solarzellen, Langlebigkeit und Rezyklierbarkeit für Technologien, die bereits im Markt sind;</p> <p>neuartige Halbleiter benötigen F&E zur Umsetzung in eine Massenproduktion</p> <p>optimierte Massenfertigungsprozesse</p> <p>Wechselrichter-Technologie: höhere Wirkungsgrade, Materialeinsparung, Netzdienlichkeit;</p> <p>Netzanbindung & -dienlichkeit: virtuelle Kraftwerke, Smart Grids</p> <p>Bauwerkintegrierte Photovoltaik</p> <p>Prognose von PV-Erträgen;</p> <p>Prognose von Systemausfällen (Module, Wechselrichter)</p> <p>Innovative Recyclingverfahren</p> <p>Künstliche Photosynthese</p>
	1.4 Solare Wärme und Kälte	<p>Kollektoren: Neue und optimierte Konzepte für neue Anwendungsgebiete (Wärme- und Kältenetze, Prozesswärme, kombinierte Wärme- und Stromerzeugung, Gebäudeintegration), zum sicheren Systembetrieb und zur Senkung der Systemkosten</p> <p>Wärme- und Kältespeicher: Material- und Systemforschung an Phasenwechsel- und thermochemischen Speichern, Systemforschung an großen saisonalen Speichern sowie Mitteltemperaturspeichern für Prozesswärme (100 – 250 °C)</p> <p>Systemtechnik: Standardisierung, Konzepte und Untersuchungen zur Integration in flexible Strom-Wärmesystemen, neue und optimierte Regel- und Betriebsführungskonzepte, umfangreiche Demonstration und Monitoring, neue Ansätze zur Qualitätssicherung unter Berücksichtigung von LCA</p>
	1.5 Solarthermische Kraftwerke	<p>Kurzfristig: Qualifizierung von Komponenten und Gesamtsys., Validierung von Betriebs- und Sicherheitskonzepten</p> <p>Langfristig: Entwicklung von Medien, Komponenten und Systemen für höhere Betriebstemperaturen</p>
	1.6 Windenergie	<p>Kostensenkung</p> <p>Größere, leistungsstärkere Anlagen bei gleichzeitiger Anpassung der verwendeten Anlagentypen an standortspezifische Bedingungen erfordern neue Techniken zur Potenzialbestimmung und Standortfindung.</p> <p>Optimierungspotenziale bei Logistik sowie Prozessgestaltung in der Instandhaltung und Transport sehr großer Anlagen.</p> <p>Reduktion der Umweltauswirkungen und Erforschung innovativer Lösungen zur Steigerung der lokalen Akzeptanz</p>

Technologiebereich	Technologiefeld	Forschungsbedarf
		Off-shore-WEA-Konzepte zur Installation bei Tiefen > 50 Meter.
	1.7 Umweltwärme	<p>Anpassung Komponenten an andere Kältemittel bei gleichzeitiger Steigerung der Effizienz</p> <p>Optimierung Komponenten für verbesserte Akustik</p> <p>Entwicklung hybrider Systeme mit verschiedenen Energieträgern, um Fuel-Switch zu ermöglichen</p> <p>Demonstrationsvorhaben für Wärmepumpen großer Leistungsklasse, Integration in Wärmenetze</p> <p>Systemintegration in übergeordnete Versorgungssysteme mit fluktuierenden Erzeugern (DSM-Fähigkeit)</p>
	1.8 Meeresenergie	<p>Skalierung der Anlagen,</p> <p>Erhöhung der Zuverlässigkeit</p> <p>Installationsmethoden</p> <p>Kostenreduktion gesamt und bei I&W</p>
2. Fossil basierte Kraftwerke	2.1 Zentrale fossile Kraftwerke	<p>Allgemein: Flexibilitätssteigerung, optimierte Zustandsüberwachung, Ausschöpfen von Lebensdauerreserven, verbesserte Leittechnik, Stillstandkorrosionseffekte</p> <p>Kohlekraftwerke: Verfahren zur Hg-Rückhaltung, Materialien für Hochtemperaturkomponenten</p> <p>Gaskraftwerke: Effizienzverbesserung (neue Kühlkonzepte und Materialien), NOx-Reduzierung, Entwicklung von Komponenten für den Einsatz wasserstoffreicher Gase</p>
	2.2 Dezentrale Kraftwerke	<p>Brennstoffzellen:</p> <p>PEFC: Systemkomponenten (Gasaufbereitung), Stacktechnologie (Platinbeladung, Langzeitstabilität); Ersatz Nafion-Membran, massenfertigungstaugliche Herstellverfahren, Steigerung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten</p> <p>MCFC: Hochtemperatur-Materialien, Lebensdauer Stack, Reduktion Aufheizzeit, Steigung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten, Lebensdauer und Kosten Heißgasgebläse,</p> <p>SOFC: Verbesserung der thermomechanischen Eigenschaften, Steigung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten, Verkürzung Kaltstartzeit, Vergrößerung der Stackleistung für BHKW / dez. Stromversorgung</p> <p>Reversible Elektrolyseure (umschaltbare Brennstoffzelle)</p> <p>Motoren und Turbinen:</p> <p>Technologieübergreifend: Entwicklung von keramischen Materialien und Beschichtungen für Heißgasteile, zweistufige Aufladung, Erweiterung der Last- und Brennstoffflexibilität (Multi-Fuel)</p> <p>Gasmotor: Entwicklung / Optimierung Zündkonzepte, langlebiger Katalysatoren (v. a. Methan)</p> <p>Mikrogasturbine: Erhöhung Turbineneintrittstemperatur, Weiterentwicklung innovativer Kraftwerkskonzepte (u. a. MGT/SOFC Hybridkraftwerk, solare Gasturbine, invertierter Brayton Kreisprozess)</p>

Technologiebereich	Technologiefeld	Forschungsbedarf
	2.3 CO ₂ -Abscheidung und Lagerung (CCS)	<p>Industrieprozesse: Systematische und konzeptionelle Aufarbeitung möglicher Abscheideverfahren, Bewertung konkurrierender Optionen (Neuanlagen) im Vergleich zur Abscheidung, Analyse von Abgasströmen (z. B. CO₂-Reinheiten), CO₂-Aufbereitung, Entwicklung möglicher Transport- und Versorgungskonzepte vor dem Hintergrund einer CO₂ Nutzung, Akzeptanzuntersuchungen zum Einsatz von CO₂-Abscheidung und einer möglichen</p> <p>CO₂-Abscheidung aus Luft (DAC)</p> <p>CO₂ Speicherung: Speichereerkundungsmethoden, Verfahren zur Speicherüberwachung etc.</p>
	2.4 CO ₂ -Nutzung	<p>Katalysatorentwicklung (Ziele: Erhöhung des Reaktionsumsatzes, hohe Selektivitäten, Stabilität gegenüber Verunreinigungen)</p> <p>Bewertung und Einordnung sowie Vergleich von Produkten: Herkömmliche Verfahren vs. C1-Verfahren: Lebenszyklusanalysen, Kostenabschätzungen</p> <p>Verfahrenstechnische Auslegung von heute im Labormaßstab befindlichen Technologien</p> <p>Direkte Synthetisierung von Polymeren</p> <p>Verfahren zur Aktivierung von CO₂</p> <p>Produktbezogene Akzeptanzforschung</p> <p>CCU im Kleinmaßstab bei CO₂-Quellen</p>
3. Infrastruktur	3.1 Stromtransport und -verteilung	<p>Technologien zur Erhöhung der Netzkapazität: zur besseren Auslastung bzw. Überlastbarkeit bestehender Betriebsmittel</p> <p>Neue Betriebsmittel, und. Verbesserung der Systemeigenschaften</p> <p>Schutz- und Leittechnik, u. a. supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer, usw.</p> <p>Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technik.</p> <p>Offshore-Anbindung von Windkraftanlagen</p> <p>Technologien zur Netzkopplung (insbesondere Leistungselektronik) von Erneuerbaren Energien, Speichern und Verbrauchern.</p> <p>Technologien für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb: Methoden und Werkzeuge der Netzplanung</p> <p>Methoden und Werkzeuge der Betriebsführung, u. a.: zellulare Netzbetriebsführung, Betriebsführungsalgorithmen</p> <p>Netzregelung und Netzschutz, u. a. Netzstabilität und Systemsicherheit</p> <p>Netzintegration Offshore, u. a. Einbindung HGÜ Kopfstationen in Netzbetrieb und Netzregelung.</p>
	3.2 Wärmetransport und -verteilung	<p>Demonstrationsvorhaben mit Integration von Erneuerbaren mit niedrigen Systemtemperaturen in Neu- und Bestandsnetze</p> <p>Regelung und Steuerung bidirektionaler Niedertemperaturnetze mit mehreren Wärmequellen und abnahmeseitigem Last-</p>

Technologiebereich	Technologiefeld	Forschungsbedarf
		<p>management.</p> <p>Werkzeuge zur Strategieentwicklung und hydraulischen Planung der Transformation von Bestandsnetzen zu LowEx-Netzen.</p>
	3.3 Energiespeicher	<p>Material- (Elektroden, Elektrolyt), Zell- (Produktionsoptimierung) und Modul-Ebene (BMS-Algorithmen, thermisches Management, Betriebsführungsstrategien)</p> <p>Potenzialanalysen: optimierte LWS/TCS-Materialien, Detailverständnis thermischer/mechanischer/chemischer Vorgänge im Speicher, Entwicklung effizienter & kostengünstiger Speicherkonzepte und Funktionsnachweis im Labor- und Pilotmaßstab, Demonstration im Anwendungsumfeld</p> <p>Komponentenentwicklung (Kompressor, thermischer Energiespeicher), Entwicklung Systemkonfiguration, Demonstration als Gesamtsystem mit allen Komponenten</p> <p>Ertüchtigung von Salzkavernen für H₂-Einlagerung</p>
4. Systemintegration	4.1 Power-to-gas (Wasserstoff)	<p>PEMEL: Reduktion und Substitution von Edelmetallen.</p> <p>AEL: Steigerung der Leistungsdichte.</p> <p>SOEL: Entwicklung verbesserter und günstigerer Materialien und Verbesserung der Zellmechanik und Dichtungstechnik.</p> <p>Nutzung bestehender Infrastruktur möglich?</p>
	4.2 Power-to-gas (Methanisierung)	<p>Chemisch-katalytisch: Verbesserung der Wärmeabfuhr. Entwicklung neuer Katalysatoren. Erhöhung der Temperaturstabilität des Wärmeträgerfluids</p> <p>Potenziale klimaneutraler CO₂-Quellen?</p> <p>Skalierbarkeit der Anlagen</p> <p>Biologisch: Großserientaugliche Produktionskonzepte, Verbesserung der H₂ Einbringung Grundlagenforschung im Bereich Mikrobiologie, Elektrodenmaterial, Gasmanagement, allgemeine Leistungssteigerung,</p>
	4.3 Gas-to-fuel/chemicals	<p>Katalysator- und Trägermaterial-Entwicklung für die jeweiligen Prozesse: geringere Drücke und Temperaturen durch effizientere Katalysatoren für gesteigerte Energie-, Ressourcen- und Kosteneffizienz und Anlagenlebensdauer</p>

Technologiebereich	Technologiefeld	Forschungsbedarf
	4.4 Informations- und Kommunikationstechnologie (IuK)	<p>Erhöhung der Realitätsnähe der Zustandsschätzungen des Energiesystems (aktuell und Prognose)</p> <p>Standardisierung von Anbindungen für automatisierte Aggregationen und Steuerungszugriff</p> <p>Definition eines Energy-Data-Spaces, Energieinformationsnetze, Datenverarbeitungs- oder Aggregationskonzepte (Edge-, Fogg und Cloudverarbeitung)</p> <p>Mechanismen zur Sicherstellung von Datenschutz, -sicherheit, -eigentum, Sicherheit vor Angriffen</p> <p>Autonomes Fahren</p> <p>Selbstlernende Systeme, um Energieverschwendung zu mindern.</p>
5. Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude	5.1 Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik	<p>Entwicklung von Materialien, Komponenten und Systemen in den spezifischen Anwendungsfeldern; Entwicklung in Richtung recycelbare Rohstoffe und Nachhaltigkeit</p> <p>Evaluierung, Optimierung verbundener Technologien in realitätsnaher Umgebung (Living Lab)</p> <p>Kombination komplexer Systeme, Synergieeffekte nutzen</p> <p>Monitoring- und Regelkonzepte in Abstimmung mit Nutzer</p> <p>Regenerative Klimatechnik; Problematik Sanierungsaufwand; Lüftungsraten bedarfsbezogen (intelligente Steuerung)</p> <p>Dezentrale Energiekonzepte in Verbindung mit Smart Grid</p>
6. Energie- und Ressourceneffizienz Industrie	6.1 Energieeffiziente Prozesstechnologien	<p>Elektrolytische Stahlerzeugung</p> <p>Überwindung des Problems zwischen Flexibilität, Standzeiten und Energieeffizienz angehen.</p>
	6.2 Energieeffiziente Querschnittstechnologien	<p>Elektromotoren:</p> <p>Komponenten: Hochtemperatursupraleitung (Leiter, Kühlung); günstige hochdichte magnetisch Materialien (wenig seltene Erden); Komponentendesign (bzgl. Lager, Kühlung)</p> <p>Systemintegration: Optimierung nachgelagerter Anwendungen, bedarfsgerechte Motorsteuerung, „Intelligente“ Integration ins Gesamtsystem</p> <p>Wärmepumpen:</p> <p>Komponenten: neue Kältemittel; verbesserte Verdichter; optimiertes Design (Kühltechniken, Wärmetauscher, Anlagenkonstruktion)</p> <p>Systemintegration: Regelungskonzepte und Integration in Lastmanagementsysteme; Automatisierung Einbindung in den Systemverbund (Bindeglied Wärmequelle, Wärmesenke)</p> <p>Generative Verfahren:</p> <p>Komponenten: erweitertes Materialspektrum; Leistungsfähigkeit (Geschwindigkeit, Material- und Oberflächeneigenschaften, Prozessführung); Kostensenkungen (Anlagen, Materialien)</p> <p>Systemintegration: verbesserte CAx-Instrumente (komplexe Geometrien/Materialwechsel); Prozessautomatisierung; Prozesskettenintegration (Einbindung in Industrie 4.0-Umgebung); Untersuchungsmethoden</p>

Technologiebereich	Technologiefeld	Forschungsbedarf
	6.3 Technologien zur Abwärmenutzung	<p>TEG: Verbindungstechnik, Materialentwicklung im Temperaturbereich 200 – 400 °C, großserientaugliche Produktionskonzepte, Substitution von kritischen Rohstoffen, Erhöhung der Lebensdauer</p> <p>ORC: Speziell auf ORC ausgelegte Wärmeübertrager, Entwicklung neuer klimaneutraler Kältemittel</p>
	6.4 Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie	<p>Verbesserung der Selektivität (verminderte Koksbildung) im katalytischen Cracker und Entwicklung haltbarer und kostengünstiger Keramik zur Auskleidung der Rohröfen</p> <p>Verbesserung der Selektivität, Anwendung auf gemischte Kunststoff-Abfälle und –Verbundmaterialien</p>
7. Elektromobilität	7.1 Elektrofahrzeuge	<p>Optimale Auslegung der Stromzufuhr, Ladepunkte und Ladeleistungen (auch unter regionalen Aspekten wie vielbefahrenen Straßen, Wohn- und Arbeitsquartieren, Systemintegration Erneuerbarer Energien)</p> <p>Entwicklung geeigneter Technologien und Prozesse zur weitgehend flexiblen Stromnachfrage und damit Befähigung zum Lastmanagement</p> <p>Akzeptanzanalysen bezüglich komfortabler / günstiger Ladetechnologien und Entwicklung geeigneter günstiger Techniken</p> <p>Analyse des Effizienzpotenzials durch lokale Gleichstromnetze in Verbindung mit Gleichstromquellen und Entwicklung geeigneter Techniken</p>
	7.2 Neue Konzepte Elektromobilität	<p>Optimale Auslegung der Stromzufuhr (auch unter regionalen Aspekten wie vielbefahrenen Autobahnen und Autobahnkreuzen sowie Systemintegration Erneuerbarer Energien)</p> <p>Umgang mit weitgehend unflexibler Nachfrage und hierdurch entstehenden neuen Flexibilitätsbedarfen an anderer Stelle</p> <p>Akzeptanzanalysen bezüglich Oberleitungen (Vor-Ort-Akzeptanz, Nutzerakzeptanz von Nutzern der Autobahnen)</p> <p>Optimale Fahrzeugauslegung (Hybridkonzepte mit Diesel vs. Batterie) unter energiewirtschaftlichen Aspekten</p> <p>Analyse der energiewirtschaftlichen Auswirkungen von autonomem Fahren</p>

Kursiv und fett: Forschungsthemen, die so nicht oder nur sehr begrenzt in den Technologieberichten wiederzufinden sind.

Die Weiterentwicklung der Forschungsfragen für die Systemanalyse wird durch einen gesonderten Forschungsbericht zu besagtem Thema abgedeckt.

Die Berichtserstellung entlang den Kriterien hat zudem gezeigt, dass zu vielen Bereichen teils nur wenige Daten vorhanden sind. Zur Unterstützung der Wissenschaft aber auch der Forschungsmittelgeber erscheint es daher sinnvoll im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms diese Datenlücken durch ein entsprechendes Teilforschungsprogramm schließen zu lassen. Insbesondere zu den Kriterien Marktpotenziale, inländische Wertschöpfung und gesellschaftliche Akzeptanz konnten zu einigen Technologien keine Aussage getroffen werden.

Literaturverzeichnis

- BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin.
- BMWi (2016a): Energiedaten: Gesamtausgabe. Berlin, zuletzt geprüft am 31.01.2017.
- BMWi (2016b): Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Die Energie der Zukunft. Berichtsjahr 2015. Berlin, zuletzt geprüft am 19.01.2017.
- BNetzA (2016a): SZENARIORAHMEN FÜR DIE NETZENTWICKLUNGSPÄNE STROM 2030. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/160108_nep_szenariorahmen_2030.pdf.
- BNetzA (2016b): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030. Bonn.
- Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 29.09.2016.
- Deutscher Bundestag (06.03.2012): Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien. BT-Drs 17/8877, zuletzt geprüft am 14.02.2017.
- DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow, zuletzt geprüft am 29.09.2016.
- Elsner et al. (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien. Online verfügbar unter http://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/ESYS_Stellungnahme_Flexibilitaetskonzepte.pdf.
- Fraunhofer ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Freiburg.
- Fraunhofer ISE (2017): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg, zuletzt geprüft am 14.02.2017.
- Fraunhofer IWES (2015): Windenergie Report Deutschland 2014. Unter Mitarbeit von Volker Berkhout, Stefan Faulstich, Berthold Hahn, Johanna Hirsch, Katrin Linke, Moritz Neuschäfer et al. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, zuletzt geprüft am 14.02.2017.
- Fraunhofer IWES; Fraunhofer IBP; IFEU; SUER (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom,

- Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen. Fraunhofer IBP/ IFEU/ Stiftung Umweltenergierecht. Kassel, Heidelberg, Würzburg, zuletzt geprüft am 29.09.2016.
- Gabler (2018): Wirtschaftslexikon. Online verfügbar unter <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/569814/capex-v1.html>, zuletzt geprüft am 27.01.2018.
- Greenpeace et al. (2015): Energy [R]evolution. A sustainable world - Energy Outlook 2015- Renewable Energy For All. Unter Mitarbeit von Greenpeace International, Global Wind Energy Council, SolarPowerEurope. Hg. v. Greenpeace.
- IEA (2016a): Energy Technology Perspectives 2016. Towards Sustainable Urban Energy Systems. Hg. v. International Energy Agency.
- IEA (2016b): World Energy Outlook. Hg. v. International Energy Agency. International Energy Agency. Paris.
- Kochems, Johannes; Horst, Juri (2016): Protokoll zum Workshop E10 "Zukünftige Energiesysteme" am 25.11.2016. IZES.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI; IREES (2016): Überblick über vorliegende Szenarienarbeiten für den Klimaschutz in Deutschland bis 2050. Arbeitspaket 1.1 im Forschungs- und Entwicklungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Wissenschaftliche Unterstützung „Erstellung und Begleitung des Klimaschutzplans 2050“ für das FKZ UM 15 41 1860. Überarbeitete Fassung. Berlin, zuletzt geprüft am 01.02.2017.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Ziesing, Hans-Joachim (2015): Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. 2. Endbericht. Berlin, zuletzt geprüft am 29.09.2016.
- Prognos; EWI; GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose. Basel, Köln, Osnabrück, zuletzt geprüft am 29.09.2016.
- Soukup, Ole; Viebahn, Peter (2016a): Protokoll Expertenworkshop E2/E5 vom 28.11.2016. Wuppertal Institut.
- Soukup, Ole; Viebahn, Peter (2016b): Protokoll Expertenworkshop E4 "Diskussion des Technologieportfolios" vom 08.12.2016. Wuppertal Institut.
- UBA (2014): Climate Change 07/2014 Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Dessau-Roßlau, zuletzt geprüft am 29.09.2016.
- ÜNB (2017): Zahlen, Daten, Fakten. Netzentwicklungsplan Strom 2030 und Offshore-Netzentwicklungsplan 2030 Version 1, 1. Entwurf. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, zuletzt geprüft am 02.02.2017.
- WEC (2016): World Energy Szenarios 2016. Unter Mitarbeit von World Energy Council, Accenture Strategy und Paul Scherrer Institute. London.