

Anhang zur Metastudie: **Transformationspfade für die chemische Industrie in Deutschland**

18. September 2018

Endfassung

Autorenteam:

Dr. Roland Geres, Andreas Kohn, Dr. Christian Pacher

Mitwirkung: Philipp Geres

Inhalt

1	Zusammenfassung der Studien	3
1.1	BDI – Klimapfade für Deutschland.....	3
1.1.1	Über die Studie.....	3
1.1.2	Forschungsfrage	3
1.1.3	Methoden	3
1.1.4	Annahmen	4
1.1.5	Ergebnisse	7
1.2	DENA.....	12
1.2.1	Über die Studie.....	12
1.2.2	Forschungsfrage	12
1.2.3	Methoden	12
1.2.4	Annahmen	13
1.2.5	Ergebnisse	13
1.3	Dechema	20
1.3.1	Über die Studie.....	20
1.3.2	Forschungsfrage	20
1.3.3	Methoden	20
1.3.4	Annahmen	21
1.3.5	Ergebnisse	21
1.4	BMWi.....	27
1.4.1	Über die Studie.....	27
1.4.2	Forschungsfrage	28
1.4.3	Methoden	28
1.4.4	Annahmen	28
1.4.5	Ergebnisse	29
1.5	ESYS	32
1.5.1	Über die Studie.....	32
1.5.2	Forschungsfrage	32
1.5.3	Methoden	32
1.5.4	Annahmen	33
1.5.5	Ergebnisse	33
1.6	MWV.....	35
1.6.1	Über die Studie.....	35
1.6.2	Forschungsfrage	35
1.6.3	Methoden	36
1.6.4	Ergebnisse	36
2	Weitere Studien.....	39

1 Zusammenfassung der Studien

1.1 BDI – Klimapfade für Deutschland

1.1.1 Über die Studie

Die Studie wurde von der Boston Consulting Group und der Prognos AG im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie erstellt. Sie erschien im Januar 2018. Die Ergebnisse wurden auch durch zahlreiche Konsultationen mit über 200 Experten von BCG, Prognos, BDI und rund 70 Verbänden und Unternehmen erarbeitet. Zudem unterstützte ein Beirat aus Wissenschaftlern und Arbeitnehmervertretern sowie Experteninterviews den Prozess.

1.1.2 Forschungsfrage

Die Studie untersucht, welche Technologien unter bestimmten Rahmenbedingungen wann, in welchem Umfang und zu welchen Kosten zum Einsatz kommen müssen bzw. können, um die Klimaziele aus dem Klimaschutzplan 2050 zu erreichen. Ziel ist es, volkswirtschaftlich kosteneffiziente Wege zur Zielerreichung aufzuzeigen.

1.1.3 Methoden

Die Studie arbeitet mit Szenarien. Diese zielen darauf ab, eine Breite von denkbaren Entwicklungen abzudecken. Jedes Szenario wird jeweils quantitativ und modellgestützt unter energie- und volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten untersucht. Dabei wurde jeweils ein möglichst kosteneffizienter Pfad zur Erreichung der Klimaziele modelliert. Die Modellierung eines Referenzfalls dient hier dazu, eine Minderungslücke zu ermitteln.

Die Studie enthält drei Szenarien, welche jeweils unterschiedliche qualitative und quantitative Rahmenbedingungen in Energie- und Klimapolitik sowie Wirtschaft berücksichtigen. Die Studie präsentiert drei Szenarien: ein Referenzszenario, ein Szenario „Nationale Alleingänge“ und ein Szenario „Globaler Klimaschutz“. Diese Szenarien sollen je eine in sich relativ konsistente mögliche Entwicklung der Welt darstellen. Welche Grundannahmen die Szenarien ausmachen, wird im Folgenden erklärt. Die wichtigsten Annahmen in den jeweiligen Szenarien, beispielsweise bzgl. Energie- und CO₂, werden dann im nächsten Unterkapitel konkreter erläutert.

Das Referenzszenario (REF) ist ein indikatives Szenario. Es geht davon aus, dass historische Trends und aktuelle technische und politische Entwicklungen sich fortsetzen. Es trifft konservative Annahmen zur weiteren Entwicklung der Gesetzgebung. Es geht also nicht von neuen Gesetzen, Verordnungen oder Förderungen aus. Laut Aussage der Autoren ist dieses Szenario „unter gegebenen Annahmen das wahrscheinlichste“. Es wird jedoch betont, dass auch dieses Szenario bereits zusätzliche Anstrengungen impliziert. Für den EU-Emissionsrehtehandel gilt für dieses Szenario, wie auch für die beiden anderen, dass er lediglich in Form eines CO₂-Preissignals in die Modellierung eingeht.

Das Szenario „Nationale Alleingänge“ (NA) enthält Annahmen zu internationalen Rahmenbedingungen, wirtschaftlicher Entwicklung und Preisen von CO₂ und fossilen Brennstoffen, die mit jenen des Referenzszenarios identisch sind. Jedoch betreibt ein „Kerneuropa“ (im Wesentlichen West- und Westmitteleuropa ohne Großbritannien) zusammen mit wenigen anderen Ländern ambitionierten Klimaschutz, während andere große Volkswirtschaften nur inkonsequent und zur Erreichung innenpolitischer Ziele Klimaschutz betreiben. Internationaler Klimaschutz mit wirksamen Instrumenten wird durch Uneinigkeit über die notwendigen Ambitionsniveaus verhindert.

Das Szenario „Globaler Klimaschutz“ (GK) geht hingegen davon aus, dass alle große Emittenten sich zu einem angemessenen Beitrag zur Erreichung des Zwei-Grad-Ziels verpflichten. Durch global konstante Klimaschutzambitionen entstehen global vergleichbare Lasten und CO₂-Preise. Klimaschutzinstrumente sind global koordiniert.

Aus den drei Szenarios werden insgesamt fünf Klimapfade modelliert, welche für die Studie namensgebend sind. Das erste ist ein aus dem Referenzszenario abgeleiteter Referenzpfad. Dieser stellt dar, welche Emissionsreduktionen bis 2050 mit den Maßnahmen und unter den Annahmen des REF erreicht werden können. Für die anderen Szenarien NA und GK hingegen werden jeweils zwei Klimapfade errechnet: je ein 80%- und ein 95%-Pfad. Hierbei wird also von einem feststehenden

Endergebnis ausgegangen und dann der volkswirtschaftlich kostengünstigste Weg dorthin berechnet. Die erreichten Reduktionen im Referenzpfad erlauben es, die Lücke zu den Reduktionspfaden der anderen beiden Szenarien zu quantifizieren.

Die Auswahl der technischen Maßnahmen, die in den Szenarien zum Einsatz kommen, wird folgendermaßen getroffen: Erstens werden nur diejenigen Maßnahmen eingesetzt, die schon heute ausreichend ausgereift sind und deren Lernkurven und Kostenentwicklungen nach heutigem Stand abschätzbar sind. Zweitens werden die Maßnahmen mit ihren volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten priorisiert und werden sektorübergreifend priorisiert. Drittens werden praktische Einschränkungen sowie gesellschaftliche und politische Akzeptanzbeschränkungen explizit berücksichtigt. Viertens werden die Wege für eine Zielerreichung bis 2050 optimiert, ohne dass Zwischenziele, etwa für 2030, definiert werden. Fünftens werden politische Rahmenbedingungen, welche potenziell einschränkend auf die eingesetzten Maßnahmen wirken können, nicht berücksichtigt.

Die Klimapfade beschreiben stets konsistente Bündel technischer Maßnahmen, keine politischen Steuerungsinstrumente. Implizit wird aber eine kosteneffiziente politische Steuerung angenommen.

Die fünf Klimapfade unterscheiden sich zwischen den Szenarien nicht in der Zusammensetzung und Wirkung der technischen Maßnahmen. Vielmehr unterscheiden sich durch die unterschiedlichen internationalen Rahmenbedingungen lediglich die mit den Maßnahmen verbundenen Mehrkosten und volkswirtschaftlichen Auswirkungen.

1.1.4 Annahmen

Hier werden die Annahmen aufgelistet, die in den drei Szenarien enthalten sind. Untenstehende Tabellen verschaffen einen Überblick über die wichtigsten gemeinsamen Annahmen.

	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung (Mio.)	80,2	81,3	82,1	81,2	79,3	76,6
Haushalte (Mio.)	39,3	40,5	41,6	42,1	42,2	41,4
Beschäftigte (Mio.)	43,8	45,2	45,6	43,2	40,8	39,1
Bruttowertschöpfung (Mrd. €)	2.322	2.522	2.678	3.092	3.476	3.835

In der untenstehenden Tabelle sind die Annahmen aufgeführt, die zwischen den Szenarien variieren.

	Referenzszenario und „Nationale Alleingänge“					„Globaler Klimaschutz“				
	2015	2020	2030	2040	2050	2015	2020	2030	2040	2050
Energieträgerpreispfade										
IEA Rohöl (\$/Barrel)	51	79	111	120	115	51	70	80	70	50
Erdgas (€/GJ)										
USA	2,3	3,2	4,2	5,2	5,4	2,3	3,0	3,5	4,0	3,9
EU	6,1	6,2	7,7	8,6	9,0	6,1	5,4	6,9	7,4	7,1
China	8,5	7,2	8,6	9,1	9,5	8,5	6,7	7,6	7,9	7,6
Japan	9,0	7,5	8,9	9,3	9,8	9,0	7,0	7,9	8,1	7,9
Kesselkohle (€/t)										
OECD-Durchschnitt	59	60	72	68	67	59	52	47	40	30
USA	47	45	46	47	46	47	42	39	35	26
EU	52	52	58	60	59	52	46	42	37	27
China	67	64	69	69	68	67	58	53	58	35
Japan	55	55	61	62	61	55	48	45	38	28
Biomasse (€/GJ)										
Fest	7	7	9	10	10	7	7	10	10	9
Flüssig	22	23	3	33	33	22	22	30	31	29
Gasförmig	18	18	24	26	27	18	18	24	25	23
Kraftstoffe (€/GJ)										
Ottokraftstoff	11	18	25	27	26	11	16	18	16	11
Diesel	10	15	21	23	22	10	13	15	13	10
	2020	2030	2040	2050			2020	2030	2040	2050
Ambitionsniveaus										
CO2-Preis (€ / Tonne 2015)										
„Kern-Europa“	11	26	36	45		<i>EU</i>	18	55	113	124

		Referenzszenario und „Nationale Alleingänge“				„Globaler Klimaschutz“			
Rest der EU	11	26	36	45	USA, CAN, JAP, KOR, AUS, NZ	18	55	113	124
Südkorea	11	26	36	45					
China	-	8	13	16	CHN, RUS, BRA, IND, andere Schwellenländer	9	41	101	108
USA, Kanada, Australien, Japan	-	-	-	-					
Rest der Welt	-	-	-	-	Entwicklungsländer	11	18	36	45
	Sektoren	Ambitionsniveau			Sek.	Ambitionsniveau			
„Kern-Europa“	Energie, Industrie, Flug	Hoch, ~80% Senkung		EU	Alle	Hoch, ~80-95% Senk.			
Rest der EU	Energie, Industrie, Flug	Hoch, ~50% Senkung		USA, CAN, JAP, KOR, AUS, NZ	Alle	Hoch, ~80-95% Senkung			
Südkorea	Energie, Industrie	Hoch, ~80% Senkung							
China	Energie	Mittel, ~-50% CO2/BIP		CHN, RUS, BRA, IND, andere Schwellenländer	Alle	Hoch, ~80% Senkung CO2/BIP			
USA, Kanada, Australien, Japan	-	Niedrig, ~30% Senk.							
Rest der Welt	-	Keines		Entwicklungsländer	Alle	Mittel, ~-50% CO2/BIP			
Weiterhin Carbon Leakage Schutz in Deutschland?	Ja.			Nein, Notwendigkeit entfällt: Wettbewerb durch global konsistentes Ambitionsniveau ausgeglichen					

Weitere wichtige Annahmen:

Feld	Annahme
Technologie	„Game Changer“ oder andere disruptive Entwicklungen (z.B. Industrie 4.0, Digitalisierung) sind nicht oder nur begrenzt inkludiert. Für Technologien, die noch nicht am Ende ihrer Technologiekurve stehen (Batterie-Autos, PtX) wurde eine konservative weitere Entwicklung angenommen.
Akzeptanz	Bestimmte Maßnahmen werden in den Szenarien nicht oder nur begrenzt eingesetzt, da angenommen wird, dass die politische oder gesellschaftliche Akzeptanz dies nicht zulassen würde. Diese sind unter anderem: Carbon Capture and Storage (CCS wird im 80%-Pfad ausgeschlossen. Es kommt erst im 95%-Pfad zum Einsatz), Verzögerung des Kernkraftausstiegs, oder Suffizienzmaßnahmen.
Stromsystem	Netzinfrastruktur ohne dauerhafte Netzengpässe. Nationale Nachfrage kann mit nationalen Kapazitäten gedeckt werden.
Kosten	Alle ökonomischen Rahmendaten sind in realen Preisen von 2015 angegeben. Vermeidungskosten sind kumuliert von 2015 bis 2050; diskontiert auf das Jahr 2015; berechnet mit einem Realzinssatz von 2%; ohne Steuern, Förderungen und Zölle; mit Energieträgerpreispfaden aus REF-/NA-Szenario. Ausgewiesene Vermeidungskosten entsprechen aufgrund der Diskontierung auf 2015 nicht denen aus der Perspektive des Entscheiders in einem beliebigen Jahr. Die Studie zeigt direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten, sie beinhaltet nicht die Entscheidersicht. Diese enthalten alle Investitionen für nicht-wirtschaftliche Klimaschutzmaßnahmen, die bereits im Referenzpfad erfolgen, aber auch alle Mehrkosten der anderen Klimapfade gegenüber dem Referenzpfad.
Wachstum	Wachstum der Weltwirtschaft: durchschnittlich 2,4% p.a. Wachstum der deutschen Wirtschaft: durchschnittlich 1,2% p.a. Wachstum der chemischen Industrie: durchschnittlich 1,3% p.a.
Produktivität	Abnehmende Energieintensität Nahezu Verdopplung der Arbeitnehmerproduktivität von 58.000€ auf 101.000€ (Digitalisierung, kapital- und wissensintensivere Technologien)

1.1.5 Ergebnisse

Technologie/Prozesse

Die Ergebnisse für Technologien und Prozesse fallen je nach Klimapfad unterschiedlich aus. Im 80%-Pfad erfolgen Emissionsreduktionen (in der Chemie auf ca. 10 MtCO_{2e}, S. 134) vor allem durch Energieeffizienz, Verzicht auf Kohle und Einsatz erneuerbarer Energien. Im 95%-Pfad erscheint es den Verfassern aus heutiger Sicht nicht möglich, ohne den Einsatz von Carbon-Capture-and-Storage (CCS) das Ziel zu erreichen). Die Emissionen der Chemie lägen dann bei ca. 1-2 MtCO_{2e}. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass in den verbleibenden Raffinerien mit Hilfe von CCS 7 MtCO₂ eingespart werden könnten. Bei der Dampfreformierung der Ammoniaksynthese könnten durch CCS 4 Mt CO_{2e} vermieden werden. Außer CCS betrachtet die Studie hierbei noch die Möglichkeit der Verwendung von Wasserstoff (Ammoniaksynthese) und Carbon-Capture-and-Utilisation (CCU), kommt jedoch zu dem Befund, dass diese Verfahren voraussichtlich zu teuer sein werden und zudem zusätzlichen erneuerbaren Strombedarf bedeuten würden, der in Deutschland nicht gedeckt werden kann.

Verbesserte Energieeffizienz kann laut der Studie zum Beispiel bei Prozessen der Grundstoffchemie erreicht werden (Methanol, Ammoniak, Steam-Cracking, Chloreelektrolyse). Obwohl die Digitalisierung allgemein Energiesparpotenziale bietet, bezweifelt die BDI-Studie, dass spezifisch in der chemischen Industrie nennenswerte Potenziale bestehen (S. 141, allerdings: Annahme, dass nur 5% der Digitalisierungsmaßnahmen bis 2050 realisiert sind). Durch „Beste-Verfügbare-Technik“-Maßnahmen können laut Studie in der Grundstoffchemie 1,5 Mt CO_{2e} im Vergleich zum REF erreicht werden.

Die BDI-Studie befasst sich auch mit sogenannten Game-Changer-Technologien. Dieser Begriff bezeichnet Technologien, deren zukünftige Einsatzreife, Kosten und Wirkung heute noch nicht hinreichend absehbar sind, die für den Fall, dass sie zum Einsatz kommen jedoch beträchtliche Beiträge zum Klimaschutz leisten könnten. Sie könnten auch dazu führen, dass Reduktionsziele einfacher und günstiger erreichbar werden. Da die Studie in ihre Berechnungen nur diejenigen Technologien einbezieht, die bis 2050 ausreichend einsetzbar und in der Wirkung quantifizierbar sind, werden die Game-Changer nicht in die Modelle eingebunden. Da technologischer Fortschritt jedoch

häufig non-linear und disruptiv verläuft, bewertet die Studie das Potenzial ausgesuchter Technologien. Eine Reihe von Technologien ist hierbei für die chemische Industrie besonders interessant.

Sektorübergreifend werden die Potenziale künstlicher Intelligenz (KI) analysiert. Diese könnten in der Prozessinnovation oder Effizienzsteigerung zum Einsatz kommen, indem sie kreativ-analytisch neue Materialien erforschen, was deutlich über die heutige Leistung in Simulationen hinausgeht. Des Weiteren könnte von der Wasserstoffwirtschaft ein sektorübergreifender Wandel ausgehen, falls es gelingt, kostengünstig Wasserstoff bereitzustellen, zu verteilen, zu speichern und zu verwenden. Dies würde erlauben, das Energiesystem zu flexibilisieren, kohlenstoffbasierte Energieträger in der Wärme-generation zu ersetzen und auch Prozesse in der Chemie zu ändern (z.B. Ammoniaksynthese).

Hier wird außerdem die Möglichkeit von geschlossenen CO₂-Kreisläufen erörtert. Diese könnten durch neue, günstigere Carbon-Capture-and-Utilisation(CCU)-Verfahren ermöglicht werden. CO₂ könnte mit Hilfe von Katalysatoren oder auch Bakterien und Algen mit Wasserstoff zu Kohlenwasserstoffen wie Methanol umgesetzt werden. Auch Polymere könnten aus CCU-Kohlenstoff produziert werden. Außerdem könnten neue Carbon-Capture-and-Storage(CCS)-Verfahren Kohlenstoff permanent binden (Verkohlung oder Karbonatbildung).

Rohstoffe

Wie oben erwähnt, geht die Studie davon aus, dass CCU bis 2050 nicht im nötigen Umfang kommerzialisiert sein wird und nicht zu einem breiten Einsatz kommen wird. Jedoch wird betont, dass das stoffliche Recycling von CO₂-Emissionen einer Lösung wie CCS gegenüber zu bevorzugen ist.

Wasserstoff könnte ebenfalls eine wichtigere Rolle spielen, beispielsweise zur emissionsfreien Ammoniaksynthese. Jedoch ist eine drastische Kostensenkung in der Produktion noch nicht absehbar und der zusätzliche Strombedarf läge nur für die Ammoniaksynthese bei 30 TWh und die Kosten würden ein Sechsfaches dessen betragen, was ein CCS mit den CO₂-Mengen aus dem bisherigen Verfahren kosten würde.

Für beide Klimapfade wird angenommen, dass die national verfügbare Biomasse in der Industrie für Nieder- und Mitteltemperaturwärme (80%-Pfad) verwendet wird, bzw. zum Einsatz kommt, um biogenes CO₂ für Power-to-Gas-Prozesse zu nutzen. Des Weiteren könnte sie mit Hilfe von CCU auch als Quelle biogenen Kohlenstoffs dienen.

Die Studie geht davon aus, dass selbst im 95%-Pfad noch über 60% des Endenergieverbrauchs im Verkehr aus Kraftstoffen kommt. Auch Reservekapazitäten für die Stromerzeugung werden benötigt. Zu diesem Zwecke sollten laut der Studie vor allem synthetische Brenn- und Kraftstoffe zum Einsatz kommen. Da die stromintensiven Herstellungsprozesse für Wasserstoffe, Power-to-Liquid (PtL), oder Power-to-Gas (PtG) vermutlich nicht ausreichend mit erneuerbaren Energien aus Deutschland unterfüttert werden können, geht die Studie davon aus, dass es für Deutschland kostengünstiger sein würde, synthetische Kraftstoffe aus Ländern mit besseren Bedingungen für Wind- und Sonnenenergie zu importieren. Die Frage betreffend, inwiefern Deutschlands Versorgungssicherheit dadurch verwundbar wird, stellt die Studie fest, dass der Importbedarf an Power-to-X-Brennstoffen im 95%-Pfad dennoch weniger als 10% der heutigen Brennstoffimporte ausmacht.

Im Bereich Game-Changer wird die Möglichkeit vorgestellt, aus nachwachsenden Ressourcen Kunststoffe und Grundchemikalien herzustellen. Dies könnte sogar als THG-Senke funktionieren, jedoch mahnt die Studie auch hier die Menge nachhaltig verfügbarer Biomasse als limitierenden Faktor an. Auch synthetische Kraftstoffe könnten, sofern die Kosten sich stark reduzieren, in größerem Umfang zur stofflichen Nutzung verwendet werden.

Energiesystem

In allen Szenarien und Pfaden müssen im Strom- und Wärmeerzeugungssektor erhebliche THG-Reduktionen stattfinden. Im Referenzpfad Reduktionen um 63%, im 80%-Pfad sind es 86% und im 95%-Pfad müssen 100% reduziert werden. Die Abbildung aus der Studie [...] zeigt, aus welchen Erzeugungstechnologien der Strom in den verschiedenen Pfaden gewonnen wird.

Im REF blieben konventionelle Kraftwerke langfristig Teil des Erzeugungsportfolios, um gesicherte Leistung zu erhalten. Jedoch würden hier aufgrund des Kernkraftausstiegs und altersbedingter Abschaltungen zwischen 2020 und 2030 Lücken entstehen, die mit neuen Gaskraftwerken gefüllt werden würden. Der Ausbau des Stromnetzes wird als zentrale Herausforderung identifiziert. Sowohl

Übertragungs-, als auch Verteilnetze müssen modernisiert werden. Da auch intensiverer Stromhandel innerhalb Europas notwendig wird, müsse sich zudem die Kuppelleistung erhöhen.

Im 80%-Pfad würde die Kohleverstromung bis Ende der 2040 Jahre nach und nach auslaufen. Die Übertragungs- und Verteilnetze müssten noch über das Ausmaß des REF hinaus ausgebaut werden. Zur Zielerreichung müsste zudem die Sektorkopplung zwischen Strom, Wärme und Verkehr ausgebaut werden. Aufgrund erwarteter Effizienzsteigerungen wird aber nur eine geringfügige Erhöhung der Stromnachfrage (4% bis 2050 ggü. 2015) erwartet. Die Fernwärme ergänzt ihre Erzeugungsstruktur um Industrieabwärme, Solar- und Geothermie, Power-to-heat und Hochtemperaturwärmepumpen. Zusätzlich müssten etwa 9 GW an Kurzfristspeicherkapazität geschaffen werden. Das Backup im Strommarkt und die KWK Anlagen der Industrie würden im 80%-Pfad noch Erdgas basiert sein.

Zur Erreichung des 95%-Ziels muss die produzierte Menge an variablen erneuerbaren Energien zu einem möglichst hohen Anteil ohne Abregelungen genutzt werden. Dies wird über die Flexibilisierung der Nachfrage, den Ausbau von Speichern und Netzen und den Stromhandel mit dem Ausland erreicht. Um die geringere Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien während des Winters auszugleichen, werden thermische Kraftwerke benötigt, die bis 2050 vollständig mit erneuerbarem Gas aus Power-to-Gas-Verfahren befeuert werden und in diesen Phasen einen Großteil der Erzeugung leisten. Im Sektor Energie und Umwandlung entstehe zudem eine Nachfrage nach synthetischem Gas von 109 TWh, das für seine Produktion 200TWh erneuerbaren Strom benötigt. Um die Menge an erneuerbarer Energie in diesem Pfad zu erzeugen, müsse schon vor 2030 ein wesentlich stärkerer Netzausbau erfolgen, als bislang vorgesehen. Die beschleunigte Sektorkopplung in diesem Pfad erfordert auch eine schnellere Emissionsreduktion in der Stromerzeugung, da sonst durch den höheren Stromverbrauch Mehremissionen drohen. Dies macht eine frühere Reduzierung der Stromproduktion aus Braun- und Steinkohle erforderlich. Gemäß dem Szenario GK würde die CO₂-Preisentwicklung bedeuten, dass Braunkohle Ende der 2020er und Steinkohle Anfang der 2040er unwirtschaftlich würde.

Zum Kohleausstieg trifft die Studie darüber hinaus folgende Aussagen: im Falle des REF und 80%-Pfades könnten aufgrund der niedrigeren CO₂-Preise Kohlekraftwerke über 2050 hinaus wirtschaftlich betrieben werden. Da ein früheres Auslaufen aber notwendig wäre, modelliert die Studie die Stilllegungen graduell und zeitlich möglichst nah am wirtschaftlich bedingten Marktaustritt.

Zur Elektrifizierung der industriellen Wärmerversorgung sagt die Studie, dass dies oftmals keine kostenoptimale Lösung ist und bevorzugt den Einsatz von Biomasse in der Industrie.

Die Studie verortet die Potenzialgrenzen für die Produktion von erneuerbaren Energien in Deutschland bei 800-1000 TWh pro Jahr. Ein Ausbau darüber hinaus sei zwar möglich, hätte aber dann mit Akzeptanzhürden und stetig steigenden Kosten zu kämpfen.

Interdependenzen – Sektorkopplung und Circular Economy

Hierzu macht die Studie wenig Aussagen. Die Studie geht lediglich im Rahmen der Diskussion um die Abscheidung von Kohlenstoff (CCS) in Deutschland auf die Schließung von Kohlenstoffkreisläufen ein. CCS wird als kurz- bis mittelfristige Lösung angesehen bis alternative Technologien (vor allem Wasserstofferzeugung und CCU) in industriellem Maßstab günstiger geworden sind. Diese könnten langfristig im Rahmen tatsächlicher Reinvestitionszyklen die Abscheidung von CO₂ durch kontinuierlichen Ersatz oder Recycling im Sinne einer Wasserstoff- oder Kohlenstoffkreislaufwirtschaft zurückfahren. Falls CCU für die stoffliche Nutzung langfristig deutlich wirtschaftlicher wird, ließe sich damit irgendwann eine „Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft“ realisieren. Da das Verfahren mit heute absehbaren Lernkurven und Kosten allerdings gegenüber einer unterirdischen Speicherung für die meisten Anwendungen noch um ein Vielfaches teurer ist, wurde in keinem der abgebildeten Szenarien ein umfassenderer Einsatz bis 2050 unterstellt.

Relevante Ansätze von CCU sieht die Studie bei der Verwertung von produktionsbedingt unvermeidlichem, fossilem Kohlenstoff bzw. CO₂ aus industriellen Prozessgasen im Bereich der Stahlindustrie. Dieser könnte durch diverse Umwandlungspfade als Basis für Kraftstoffe und weitere chemische Produkte wie Ammoniak oder Methanol eingesetzt werden. Bei Verfolgung eines 95 %-Klimaziels wäre der Einsatz allerdings auf langlebige stoffliche Produkte beschränkt, da der fossile Kohlenstoff im Fall einer Umwandlung in Kraftstoffe schnell wieder emittiert wird.

Aktuell ist die stoffliche Anwendung nur für wenige Anwendungen absehbar wirtschaftlich darstellbar, die im Potenzial stark begrenzt sind (z. B. Kunststoffe mit langen Einsatzzeiten, Autoeinbauteile, Matratzen).

Politik und Regulierung

Die Studie identifiziert fünf wesentliche politische Handlungsfelder. Sie verzichtet jedoch bewusst darauf, konkrete politische Steuerungsinstrumente zu bewerten oder vorzuschlagen. Die fünf Handlungsfelder werden im Folgenden erläutert.

Erstens wird die Bedeutung von langfristigen und sektorübergreifenden Rahmenbedingungen hervorgehoben. Dazu zählen: ein internationaler Ansatz bei Klimaschutzinstrumenten, verlässliche Wettbewerbs- und Investitionsbedingungen, sowie die Ausrichtung von Klimaschutzinstrumenten auf Kosteneffizienz. Die Studie fordert, zumindest in den großen Volkswirtschaften, global koordinierte Marktmechanismen, die idealerweise alle Sektoren umfassen sollten. Dies würde gleichwertige Wettbewerbsbedingungen schaffen. Falls es in den nächsten Jahren nicht zu einem klimapolitischen Konsens kommt, müsse es zur Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit weiterhin Ausnahmen und Carbon-Leakage-Schutz geben.

Zweitens fordert die Studie politische Impulse und Richtungsentscheidungen. Schon für die Erreichung des 80%-Ziels seien in allen Sektoren weitere Impulse notwendig, z.B. zur Effizienzsteigerung, die weitere Transformation des Stromsystems und für weitere THG-Reduktionen. Maßnahmen sollten untereinander konsistent sein, marktorientiert und technologieoffen. Da das 95%-Ziel wahrscheinlich tiefere Einschnitte auch gesellschaftlicher Art erfordern würde, hält die Studie eine öffentliche Richtungsdebatte für erforderlich, damit grundlegende Rahmenbedingungen über Legislaturperioden hinweg konstant bleiben. Die Studie mahnt an, dass zur Erreichung des 95%-Ziels bereits in den kommenden Jahren zentrale Weichenstellungen erfolgen müssen. Zur Steigerung der Energieeffizienz bestehen trotz volkswirtschaftlicher Rentabilität laut Studie weitere Hürden auf betriebswirtschaftlicher Ebene, wie höhere Kapitalkosten und praktische Hindernisse wie mangelnde Klarheit zu Einsparmöglichkeiten, wirtschaftlichere Investitionen andernorts und unübersichtliche Förderungssysteme. Hier müssen mehr Anreize entstehen, um Investitionen auch betriebswirtschaftlich attraktiver zu machen. Zudem fordert die Studie die Integration der europäischen Strommärkte und die Prüfung von Möglichkeiten, das EU-ETS und den Ausbau erneuerbarer Energien besser zu verzahnen. Kurzfristig wird ein beschleunigter Ausbau des Stromnetzes gefordert. Die Sektorkopplung soll durch die Beseitigung von Hürden wie in einigen Sektoren das bestehende Abgaben- und Umlagesystem, gefördert werden, da so gegenwärtig die Durchsetzung der nötigen Maßnahmen daran scheitert. Neue und saubere Technologien sollen regulatorisch und durch Anreize in der Marktdurchdringung unterstützt werden.

Drittens müssen öffentliche Investitionen in Infrastruktur, Forschung und Qualifikation erfolgen, bzw. muss die öffentliche Hand frühzeitig Rahmenbedingungen schaffen, die Investitionen in Infrastruktur zuträglich sind. Des Weiteren müssen öffentliche Investitionen in Zukunftstechnologien, Ausbildung und Qualifizierung erfolgen. Konkret werden drei Prioritäten für die Innovationspolitik genannt: die weitere Förderung heutiger Schlüsseltechnologien (EE, Batterien, Speicherung, Werkstoffe, Prozesse, Digitalisierung), die Erforschung, Erprobung, Demonstration und Kommerzialisierung „systemrelevanter Zukunftstechnologien“ (z. B. PtG, PtL, Wasserstoffwirtschaft, CCU, CCS), und die weitere Entwicklung und Grundlagenforschung zu „Game-Changer-Technologien“ (Nutzung und Speicherung H₂, 3. Generation PV, weitergehendes CCU, CO₂-Verkohlung). Insgesamt müsse sich die deutsche Forschungspolitik regelmäßiger gemäß internationalen Prioritäten neu ausrichten.

Viertens fordert die Studie ein Monitoringsystem und eine flexible Begleitung der Transformation. Dies ist begründet in der Unsicherheit über die weitere technologische Entwicklung, den Erfolg politischer Maßnahmen, die Entwicklung der internationalen Klimapolitik und die Bestätigung – oder Widerlegung – getroffener Annahmen. Deswegen müsse die Erreichbarkeit der Ziele kontinuierlich verfolgt werden und flexible Kontrollmechanismen eingeführt werden.

Fünftens fordert die Studie, dass eine ausgewogene gesellschaftliche Lastenverteilung durch begleitende Maßnahmen erfolgt, so dass Strukturbrüche abgefangen und Klima- und Industriepolitik verknüpft werden, um die deutsch Industriestruktur zu erhalten und modernisieren.

Veränderungen auf der Nachfrageseite

Mögliche Veränderungen auf der Nachfrageseite werden nicht gesondert diskutiert, es lassen sich jedoch an verschiedenen Stellen Rückschlüsse ziehen. Viele der denkbaren Veränderungen bieten Chancen durch neue Geschäftsfelder. Die Studie sieht die Chance, dass Deutschland ein Leitmarkt für ressourceneffiziente Technologien wird. Insbesondere für den Fall eines internationalen Klimakonsenses würde sich eine stark erhöhte Nachfrage nach solchen Technologien ergeben. Basierend auf Weltmarktstudien Dritter erwartet die Studie, dass der Weltmarkt für Klimaschutztechnologien von 500 Mrd. € 2015 auf 1,5 Bio. € im Jahr 2050 anwachsen wird – ein jährliches Wachstum von 7,5%.

Von besonderem Interesse für die chemische Industrie könnten E-Fahrzeuge, CCS/CCU und Dämmstoffe sein. Allgemein sieht die Studie große Chancen für Werkstoffhersteller, da neue Werkstoffe mit spezifischen Eigenschaften benötigt werden, beispielsweise reibungsarme Oberflächen, Beschichtungen, oder elastische und dabei stabile Materialien. Diese Materialien verwenden entweder Grundprodukte aus der Chemie-Industrie oder werden sogar direkt von dieser hergestellt. Die wirtschaftliche Struktur Deutschlands umfasst viele – bereits sehr spezialisierte – „Hidden Champions“, die sich über obengenannte Produkte gut differenzieren könnten. Im Rahmen der Game-Changer wird zudem künstliches Fleisch als THG-reduzierende Technologie diskutiert und erwähnt, dass ggf. rund 100 Aromen hierzu synthetisch produziert werden müssten. Auch dieses Anwendungsfeld bietet möglicherweise für bestimmte Unternehmen der chemischen Industrie Potenziale für gesteigerte Nachfrage. Auch in der Wasserstoffwirtschaft könnte Nachfrage nach neuen Katalysatoren oder weniger durchlässiger Materialien für Transport und Speicherung entstehen.

Sinkende Nachfrage ist gemäß den Ergebnissen der Studie in der Mineralölwirtschaft zu erwarten, wenn fossile Kraftstoffe von Elektromobilität verdrängt werden und eventuell nur noch als stoffliche Grundlage in der chemischen Industrie verwendet werden (wobei allerdings auch hierfür alternative Technologien marktreif werden könnten). Da in der Studie jedoch insbesondere im 95%-Pfad eine hohe Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen besteht, könnte die Mineralölwirtschaft mit der Produktion derselben auch neue Geschäftsfelder erschließen.

Kosten

Die Studie ermittelt nicht einzelwirtschaftliche, sondern volkswirtschaftliche Kosten. Hinsichtlich der Kosten, mit denen REF, 80%- und 95%-Pfad verbunden sind, macht die Studie keine nach Sektoren aufgeschlüsselten Angaben. Die resultierenden Kosten sind nachfolgend überblicksartig zusammengefasst.

Pfad	Szenario	Kosten gesamt (kumuliert bis 2050)	Mehrkosten Industrie
Referenz		530 Mrd. € 270 Mrd. €: Fortschreibung der Energiewende 220 Mrd. €: Umstellung auf E-Mobilität 50 Mrd. €: Gebäudesektor	
80%		500 Mrd. €: Verkehr (fast 50% für E-Mobilität, fast 50% für Erhöhung der Fahrzeugeffizienz) 480 Mrd. € Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (400 Mrd. € für energetische Sanierung, 80 Mrd. € für Energiesparende Geräte) 430 Mrd. €: Stromsektor (ca. 250 Mrd € für Erneuerbare, ca. 180 Mrd. für Netzausbau)	REF + 120 Mrd. € 28 Mrd. € für branchenspezifische Maßnahmen in der Grundstoff-industrie (Stahl, Zement, Chemie) Chemie: Ammoniaksynthese, Chlorelektrolyse, Lachgasabbau
	NA*	470 Mrd. €	
	GK	-270 Mrd. €	
95%		REF + 1800 Mrd. € 770 Mrd. €: Verkehr 680 Mrd. €: Haushalte und GHD 620 Mrd. €: Stromsektor (zusätzlicher Aufbau von Elektrolysekapazität für PtG, Aufbau von Synfuel-Infrastruktur im Ausland)	80%-Pfad + 110 Mrd. € Zu großem Teil für CCS-Infrastruktur. Chemie: Bis zu 30 Mrd. € für Neubau von Raffinerien zur Umwandlung des stofflichen Feedstocks

	NA	960 Mrd. €	
	GK	380 Mrd. €	

Tabelle 1: Kosten der verschiedenen Klimapfade: *NA, GK berücksichtigen unterschiedliche Energieträgerpreise, die Angaben darüber betreffen die Kosten der technologischen Maßnahmen per se.

Obige Kosten sind volkswirtschaftliche Kosten. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht können die Kosten unterschiedlich ausfallen, da Preise für Kapital und Energieträger anders sind. Die Studie berechnet, mit Ausnahme eines Fallbeispiels, keine betriebswirtschaftlichen Kosten (auch Entscheiderperspektive genannt). Sie stellt jedoch klar, dass für den Industriesektor die Mehrkosten aus der Entscheiderperspektive höher ausfallen, während diese im Gebäudesektor aufgrund höherer Energieträgerpreise geringer sind.

1.2 DENA

1.2.1 Über die Studie

Die DENA-Studie „Integrierte Energiewende“ wurde im Juni 2018 veröffentlicht. Vergleichbar der BDI-Studie basiert sie auf einem umfassenden Beteiligungsprozess. Der Schlüsselbegriff der Studie ist die „Integrierte Energiewende“. Darunter wird ein Ansatz verstanden, der ein Energiesystem optimiert auf Grundlage einer Berücksichtigung technischer Anlagen, Infrastrukturen und Märkte, weitere sektorspezifische Anforderungen und schließlich Wechselwirkungen in den Energiemärkten.

In der Studie werden fünf Szenarien modelliert: Das Referenzszenario (REF) basiert auf der Annahme einer Fortführung aktueller Politik- und Technologieentwicklungen, allerdings bereits auf einem ambitionierten Niveau. Die Klimaziele sind in diesem Szenario nicht bindend. Das Elektrifizierungsszenario (EL) unterstellt eine Steigerung der Energieeffizienz und eine breite Elektrifizierung in allen Sektoren. Synthetische Energieträger werden berücksichtigt, wo zwingend erforderlich und spielt eine deutlich größere Rolle als in der BDI-Studie. Dieses Szenario wird in zwei Varianten gerechnet, nämlich für die Minderungsziele 80% sowie 95%. Das Technologiemix-Szenario (TM) geht ebenfalls von einer Steigerung der Energieeffizienz aus, lässt jedoch eine breitere Variation der eingesetzten Energieträger und Technologien zu. Es wird ebenfalls in den zwei Varianten 80% und 95% gerechnet.

1.2.2 Forschungsfrage

Die Studie hat eine integrierte Untersuchung der Energiewende über Sektoren hinweg zum Ziel. Ihr Fokus sind die Energiesysteme. Die energiewirtschaftlichen Analysen werden durch Einschätzungen zu Umsetzungsherausforderungen und gesellschaftliche Fragestellungen komplementiert. Es sollen bestmöglicher Transformationspfade zur Erreichung der Klimaziele identifiziert und mit praxistauglichen Hinweisen und Handlungsempfehlungen hinterlegt werden.

1.2.3 Methoden

Ein weiteres wesentliches methodisches Merkmal der Studie ist der Prozess der Erarbeitung, der vergleichbar zu BDI, jedoch noch umfassender auf der Integration einer großen Zahl an Stakeholdern beruht.

Vergleichbar der BDI-Studie wird über ein Referenzszenario ermittelt, zu welchen Minderungen eine Fortschreibung der gegenwärtigen Klimapolitik führen könnte. Die Klimaziele sind in diesem Szenario nicht bindend und werden folglich nicht erreicht. Hierdurch wird eine „Minderungslücke“ ermittelt.

Die Bilanzierung der Treibhausgase erfolgt in der Studie dem Quellenprinzip, wie dies beispielsweise auch in der internationalen Treibhausgas-Bilanzierung üblich ist. Allerdings weist sie darauf hin, dass dieses Prinzip mit zunehmender Integration der Energiesysteme und Sektorenkopplung Schwächen aufweist. In einem Punkt wird deshalb von diesem Prinzip abgewichen, nämlich bei importierten synthetischen Kraftstoffen. Diese gehen mit einem CO₂-Faktor von Null in die Bilanz ein.

Die DENA-Studie gibt an, Investitionen im Industriesektor nicht realistisch abschätzen zu können. Dies liegt einerseits an Schwierigkeiten, komplexe einzelunternehmerische Entscheidungssituationen zu

standardisieren, andererseits an den Unsicherheiten, die mit noch zu entwickelnden Technologien einhergehen. Außerdem gibt die Studie an, volkswirtschaftliche Effekte etwa auf Arbeitsplätze oder Investitionen nicht abschätzen zu können.

Der Emissionshandel wird modelltechnisch als zentrales klimapolitisches Instrument berücksichtigt. Aus ihm ergeben sich für alle ETS-Sektoren jährliche Mengenbeschränkungen auf Basis des sog. Linearen Reduktionsfaktors, nach dem das Gesamtbudget in jedem Jahr um 2,2% der Menge von 2010 gekürzt wird. Die Emissionen werden jährlich mengenbeschränkt berücksichtigt.

1.2.4 Annahmen

Der Studie liegen für alle Sektoren umfassende Annahmen zugrunde. Besonders differenziert werden Gebäude modelliert, wodurch sich beispielsweise allein für Wohngebäude 12 verschiedene Modernisierungsraten ergeben.

Die Studie bildet die zehn energieintensivsten industriellen Produkte auf Verfahrensebene ab, was etwa zwei Dritteln des Endenergiebedarfs der Industrie 2015 entspricht. Unter diesen sind drei chemische Erzeugnisse: Ammoniak, Chlor und Ethylen. Für diese wurden folgende durchschnittliche jährliche Wachstumsraten angenommen: Ammoniak +1,3%, Chlor +1,5% und Ethylen +0,2%. Die Werte stammen laut den Verfassern aus dem EU-Referenzszenario der EU Energy Trends sowie Experteneinschätzungen. Zwar umfasst diese Metastudie keine eigenen Erhebungen. Im Prozess der Erstellung wurde jedoch vonseiten der Branchenvertreter darauf hingewiesen, dass diese Werte gerade mit Blick auf Chlor als zu hoch erscheinen. Die sonstige industrielle Produktion wird aggregiert betrachtet, wobei der Energiemix, die Elektrifizierungsrate und die Durchdringung mit Solarthermie und Wasserstoff die wichtigsten Parameter sind. Recycling wird zwar betrachtet, nicht jedoch für chemische Erzeugnisse.

Im Verkehrssektor führen Annahmen über die demographische Entwicklung zu einem Rückgang der PKW-Verkehrsleistung bis 2050, während der Güterverkehr aufgrund steigenden BIPs zunimmt (45% 2050 ggü. 2015).

Die Studie nimmt für die „übrige Welt“ ein Szenario mit ambitioniertem Klimaschutz an. Eine Variante wie die der „Nationalen Alleingänge“ des BDI gibt es nicht. Hinsichtlich der Energieträgerpreise geht die Studie vom Sustainable Development Szenario EU des WEO 2017 aus. Das bedeutet, dass die Ölpreis 2050 bei 55 USD / Barrel liegt und damit 10% über dem in der BDI-Studie unter der Annahme „Globaler Klimaschutz“. Für PtX-Fuels werden folgende Preisentwicklungen der Herstellungsvollkosten angenommen:

Kraftstoff	Einheit	2020	2030	2040	2050
PtX-Methan	EUR/MWh _{th}	200	151	118	92
PtX-Diesel, -Kerosin und -Heizöl	EUR/MWh _{th}	280	207	158	121
PtX-Benzin	EUR/MWh _{th}	277	205	156	119

1.2.5 Ergebnisse

Technologie/Prozesse

Grundannahme eines stetigen technologischen Fortschritts in allen Sektoren führt zu einem rückläufigen Energieverbrauch in allen Branchen und Verfahren. Durch Effizienzmaßnahmen wird der Energiebedarf bis 2050 je nach Szenario um 26-32% ggü. 2015 reduziert. Dies entspricht einer jährlichen Steigerung der Energieeffizienz im Bereich zwischen 0,85 und 1,12 % p.a.. Die erwarteten Effizienzsteigerungen betreffen vor allem Querschnittstechnologien wie die die Bereitstellung von Prozesswärme, Prozesskühlung und mechanischer Energie. Sie werden häufig durch einfache Maßnahmen erreicht.

Der Einsatz von mit Biomasse betriebenen Industrieanlagen wird als nicht signifikant steigend angenommen.

Rohstoffe

Die DENA-Studie geht von einem vermehrten Einsatz von CO₂ als Einsatzstoff für industrielle Produktion aus. Langfristig sollen 5 Mio t CO₂ p.a. eingesetzt werden, wobei die Herstellung von Synfuels ausgenommen ist. Nutzungszyklen CCU-CO₂ werden als sinnvoller Bestandteil einer CO₂-neutralen Wirtschaft betrachtet, das Minderungspotential in Deutschland wird allerdings als begrenzt eingeschätzt. CCS kommt erst in den 95%-Szenarien als letzte Option zum Einsatz.

Biomasse als Rohstoff wird nicht betrachtet.

Energiesystem

Je nach Szenario entwickelt sich das Energiesystem unterschiedlich. Im REF wird im Energiesektor eine Minderung von 70% im Vergleich zu 2015 erreicht. Während im EL die Minderungen verstärkt in den Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr erfolgen, muss im TM der Energiesektor einen größeren Beitrag leisten.

Je nach Szenario entwickelt sich die Stromerzeugung etwas unterschiedlich. In den EL-Szenarien wächst die Erzeugung aus Erneuerbaren auf 851 TWh bzw. 879 TWh. Das entspricht dem 4- bis 4,7-fachen der Mengen von 2015. In den TM-Szenarien steigt die Erzeugung aus Erneuerbaren immer noch auf 740 TWh bzw. 769 TWh. Die Differenz zu den EL erklärt sich durch den höheren Stromverbrauch einer weitergehenden Elektrifizierung. Rund 60% der erneuerbaren Stromerzeugung stammen laut Studie aus Windenergie an Land, danach kommen Solarenergie und Off-Shore-Windanlagen. Derweil werden in allen Szenarien Gaskraftwerke zur dominierenden konventionellen Stromerzeugungstechnologie. In TM80 nimmt die Gasverstromung auf 69 TWh zu (+15% ggü. 2015), in EL80 auf rund 250 TWh (+317% ggü. 2015). Die Kohleverstromung aus Braun- und Steinkohle wird sich gemäß den Erwartungen der Studie bereits bis 2030 halbieren und bis 2050 keine nennenswerte Rolle mehr spielen. Zunehmend wird in Gaskraftwerken kein Erdgas mehr, sondern synthetisches Gas und Biomethan verfeuert – in TM80, EL95 und TM95 sogar ausschließlich. Dementsprechend stellen Gaskraftwerke auch den Bedarf an gesicherter Leistung. In den EL steigt dieser bis 2050 um 90% ggü. 2015 auf 160 GW. In den TM steigt die Spitzenlast deutlich weniger, lediglich um 20%. Diese wird gedeckt durch gut speicherbares Gas und Öl, welche auch zunehmend klimaneutral gewonnen werden. Dies gilt gerade auch für die Wärmeerzeugung an kalten Tagen. Gaskraftwerke können sowohl die Form großer und zentraler, als auch kleiner und dezentraler Anlagen annehmen. Daneben spielen für die Lastabdeckung auch steigende Batteriespeicherkapazitäten und Maßnahmen der Laststeuerung eine Rolle. Da Gas relevant bliebe, würde denn auch die Gasinfrastruktur weiterhin eine zentrale Rolle spielen und würde auch zur Verteilung synthetischen Gases, Biomethans und Wasserstoffes genutzt.

Laut den Ergebnissen der Studie sinkt der deutsche Primärenergieverbrauch bis 2050 um 44-50% im Vergleich zu 2015. Bei einem 80%- Ziel würden deutsche Erneuerbare 55% (EL) bzw. 48% (TM) des Primärenergieverbrauchs abdecken. Ein Viertel wird durch Erdgas gedeckt. Importe synthetischer Energieträger spielen mit 7% im TM und 2% im EL nur eine kleine Rolle. Fossiles Mineralöl (je 11%) und Kohle (je 3%) sind in beiden Szenarien stark rückläufig. Öl wird je zur Hälfte energetisch und stofflich genutzt. Im Falle eines 95%-Ziels würden deutsche Erneuerbare 61% im EL und 51% im TM abdecken. Im TM wird der Rest nahezu vollständig mit importierten THG-neutralen PX-Energieträgern gedeckt. Im EL haben diese nur einen Anteil von 21%, jedoch wird stattdessen mehr Strom importiert (7%). Die jeweils verbleibenden 10% entfallen auf fossiles Öl und Gas, die jedoch ausschließlich in die stoffliche Nutzung, v.a. in der chemischen Industrie, eingehen.

Im EL werden in der Industrie alle Potenziale zur Umstellung auf Strom genutzt. Der Strombedarf steigt dadurch 2050 im Vergleich zu 2015 um 86% bzw. 246 TWh (EL80) oder 88% bzw. 253 TWh (EL95). Strom deckt zwei Drittel des Endenergiebedarfs. Der Einsatz von Kohle und Öl würde um 67% (EL80) bzw. 91% (EL95) zurückgehen. Im TM steht in der Industrie weniger Elektrifizierung, sondern vielmehr der Einsatz innovativer Verfahren und Energieträger im Vordergrund. Höhere Energieeffizienz sorgt für einen Rückgang des Strombedarfs um 13% bzw. 16% 2050 im Vergleich zu 2015. Der Verbrauch von Kohle und Öl sinkt um 61% (TM80) bzw. 87% (TM95). Dies wird durch eine ca. 25% höhere Gasnachfrage (ca. 255 TWh in TM80 und TM95) ausgeglichen. Auch der Einsatz von Wasserstoff steigt in TM95 auf 64 TWh an.

Die Studie erwartet zudem, dass Deutschland, um seine Klimaziele zu erreichen, große Mengen an Strom aus dem EU-Ausland importieren muss. Statt der heutigen Stromexportüberschüsse stelle sich im Zeitraum 2030 und 2040 ein deutlicher Importüberschuss ein. Dieser reiche von 92 TWh (TM80, 2030) bis 155 TWh (EL95, 2040) und werde in den TM-Szenarien geringer sein als in den EL-

Szenarien. Bis 2050 werde Deutschland in den TM-Szenarien wieder ein Nettoexporteur, während es in den EL-Szenarien Nettoimporteur bleibe. Durch die THG-Minderungsziele des EU-Emissionshandelssystems gehe jedoch auch die THG-Intensität der europäischen Stromimporte zurück, so dass der Emissionsfaktor des Strommixes im EU-Ausland auf unter 45g/kWh zurückgehe. Zusätzlich zu Stromimporten werden Importe von PtX-Energieträgern laut Studie eine wichtige Rolle spielen, das 95%-Ziel ohne sie sogar aus heutiger Sicht nicht erreichbar sein. bereits 2030 läge der Bedarf bei 47 TWh und 2040 je nach Szenario bei 117 bis 145 TWh. Die Annahme ist, dass in Industrie und Verkehr zunehmend Wasserstoff zum Einsatz komme, welcher gleichsam elektrolysebasiert, also CO₂-neutral sein werde. Dieser Wasserstoff werde vorwiegend in Deutschland produziert. Die folgende Tabelle stellt die jeweiligen Mengen an PtX-Stoffen je Ziel und Szenario dar.

PtX-Einsatz nach Zielen und Szenarien		
Ziel	Elektrifizierung	Technologiemix
80%	2050: 155 TWh Davon 151 TWh Wasserstoff	2050: 294 TWh Davon 147 TWh Wasserstoff, 146 TWh synthetisches Methan
95%	2050: 544 TWh Größtenteils synthetisches Methan (folglich ca. 323 TWh) 169 TWh Wasserstoff 43 TWh synthetische Kraftstoffe	2050: 908 TWh 630 TWh synthetisches Methan 169 TWh Wasserstoff 108 TWh synthetische Kraftstoffe

Die Studie stellt zudem fest, dass im Falle gesellschaftlicher Akzeptanzprobleme aus heutiger Sicht auch das 80%-Ziel nur durch einen frühzeitigen Einsatz von synthetischen Energieträgern erreicht werden kann. Dann wären beispielsweise 2040 bereits 267 TWh an PtX-Stoffen nötig (TM80), im Jahr 2050 sogar 493 TWh.

Interdependenzen – Sektorkopplung und Circular Economy

Die Studie entscheidet sich gegen die Verwendung des Begriffes „Sektorkopplung“. Grund dafür ist, dass die Sektoren, wie man sie kennt sich verändern und Grenzen zwischen ihnen aufweichen und Interaktionen zunehmen. Es gehe also nicht einfach darum, bestehende und in sich geschlossene Einheiten zu verbinden, sondern „darum, die steigende Zahl an Komponenten des Energiesystems aus allen Sektoren in einem System zu integrieren“. Für einen solchen ganzheitlichen, sektorübergreifenden Ansatz prägt die Studie den Begriff der „integrierten Energiewende“.

Die Studie erkennt an, dass jeder Sektor sich durch seine eigenen Merkmale auszeichnet (Technologien, Infrastrukturen, Märkte, Geschäftsmodelle, Wertschöpfungsketten, Kundenanforderungen usw.). Durch die Energiewende kommt es jedoch zu starken Veränderungen in den gewachsenen Strukturen, es ist mehr Flexibilität gefragt. Die Erzeugung richtet sich nicht mehr nur nach Verbrauch, sondern auch andersherum. Aus dem Angebot von Flexibilität (z. B. mit Produktionsanlage oder Speicher) kann eine Dienstleistung werden. Durch die Digitalisierung wird es möglich, Erzeugung und Verbrauch verschiedener Komponenten zu steuern und aufeinander abzustimmen. Daten über Verbrauchsmuster können so neue Geschäftsmodelle schaffen – neue Wertschöpfungsnetzwerke entstehen über Sektorgrenzen hinweg. Das Gesamtsystem wird effizienter und stabiler.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang auch die Integration aller Ebenen: Einzelne Anlagen oder Gebäude, Quartiere oder Stadtteile, Städte und ländliche Gebiete, Regionen, überregionaler Austausch, das nationale Energiesystem und das internationale Energiesystem. Lokale Kooperationen zwischen Unternehmen und Kommunen können „kleinteilige, aber wichtige Aspekte der integrierten Energiewende“ umsetzen. Die integrierte Energiewende verbindet Akteure in den verschiedenen Sektoren und Ebenen miteinander und gibt ihnen häufig neue Rollen und Chancen.

Aufgrund der hohen Komplexität und der vielen Abhängigkeiten hält die Studie es nicht für ausreichend, Bewertungen der integrierten Energiewende nur aus Sicht eines Sektors oder einer Branche vorzunehmen. Die Studie fordert deshalb einen interdisziplinären, branchenübergreifenden

Diskurs. Des Weiteren sei aufgrund der hohen Dynamik der Energiewende Offenheit gegenüber den weiteren Entwicklungen gefragt. Alle Beteiligten müssen auf Veränderungen in Denkweisen oder Prozessen flexibel reagieren. Die Studie begreift ihren eigenen Entstehungsprozess denn auch als vorbildhaft für die geforderte Herangehensweise. Akteure müssen über Sektor- und Branchengrenzen hinweg voneinander lernen und die Energiewende zwar aus ihrer Perspektive, jedoch mit Rücksicht auf das Gesamtsystem denken.

Auf den Stellenwert der Kreislaufwirtschaft geht die Studie im Rahmen der zukünftigen Nutzung von CO₂ als Grundstoff für weitere Produkte (CCU) ein. Allgemein wird darauf verwiesen, dass Energie- und Ressourceneffizienz sowie eine Stärkung der Kreislaufwirtschaft den Trends zur Erhöhung des Energieverbrauchs durch Wirtschaftswachstum und Konsumsteigerung entgegenwirken können. In welchem Maße dies durch eine erweiterte Kreislaufwirtschaft über die genannten CCU-Ansätze erfolgen kann, bleibt in der Studie unbeantwortet.

Allerdings wird auch hier betont, dass das Erreichen des 95 %-Ziels mit deutlich mehr Anstrengungen und höheren volkswirtschaftlichen Kosten verbunden sein wird als das 80 %-Ziel, weil ein nochmals höherer Zubau an erneuerbaren Energien, höhere Effizienzbemühungen sowie erheblich höhere Mengen von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen notwendig sein werden. Zudem verbleiben im Industriesektor laut Studie auch unter Berücksichtigung der heute absehbaren technischen Innovationen bei emissionsintensiven Prozessen noch CO₂-Emissionen von insgesamt 16 Mio. t CO₂, die aus heutiger Perspektive nur durch den Einsatz von CCS oder CCU vermieden werden können.

Vor dem Hintergrund ambitionierter Klimaziele rückt die vermehrte Nutzung von CCU laut Studie unweigerlich in den Blickpunkt. Langfristig wird in den Transformationspfaden dieser Studie davon ausgegangen, dass in Deutschland auf Basis eigener Berechnungen bis zu 5 Mio. t CO₂ pro Jahr zusätzlich zur aktuellen Nutzung verwendet werden können (ohne die Herstellung von synthetischen Brennstoffen).

In der Studie wurden für den Chemiesektor insbesondere die Ammoniak-, Chlor- und Ethylenherstellung in Bezug auf Ihre Dekarbonisierungspotenziale erläutert, allerdings nicht näher bewertet. Während Ammoniak (NH₃) keinen Kohlenstoff enthält und somit auch nicht auf den Kohlenstoff aus fossilen Energieträgern angewiesen ist, so besteht Ethylen (C₂H₄) zu wesentlichen Teilen aus Kohlenstoff, der beim Verzicht auf den Einsatz von fossilen Brennstoffen aus anderen Quellen bereitgestellt werden muss, beispielsweise durch CO₂. Die für die Ammoniakherstellung benötigten Komponenten Wasserstoff und Stickstoff lassen sich durch Elektrolyse von Wasser und durch Luftzerlegung erzeugen. Ammoniak lässt sich somit rein strombasiert erzeugen. Derzeit ist die Wasserstofferzeugung aus Erdgas oder Naphtha aber wesentlich kostengünstiger, so dass für die großtechnische Wasserstofferzeugung fast vollständig auf Verfahren mit fossilen Brennstoffen gesetzt wird. Auch für Ethylen sind alternative Herstellrouten denkbar. Eine Produktion im Wege des Methanol-to-Olefin Verfahrens ist dabei jedoch nur dann sinnvoll, wenn das Methanol (CH₃OH) aus erneuerbaren Energien und CO₂ gewonnen wurde. Noch interessanter wäre jedoch eine direkte Route, um aus CO₂ und Wasserstoff Ethylen direkt herzustellen. Auch daran wird derzeit geforscht.

Politik und Regulierung

Generell kritisiert die Studie, dass das gegenwärtige Regelwerk aus vielen Einzelmaßnahmen besteht, die kontinuierlich in Details verfeinert und verbessert werden. Dieser Ansatz gebe jedoch nicht die benötigten Impulse und müsse durch eine umfassendere, tragfähige politische Strategie ersetzt werden. Rahmenbedingungen müssen Technologieoffenheit gewährleisten, Innovationen fördern und angesichts teils langer Investitionszyklen (zwei bis drei Jahrzehnte) auch langfristige Planungssicherheit herstellen.

Die Dena-Leitstudie spricht diverse Handlungsempfehlungen für verschiedene Handlungsfelder aus. Generell empfiehlt die Studie, einen verlässlichen regulatorischen Rahmen für CO₂-Vermeidung zu schaffen, idealerweise auf europäischer und internationaler Ebene. Zudem müssten noch in dieser Legislaturperiode die Abgaben- und Umlagensysteme im Sinne der integrierten Energiewende umgestaltet werden. Ziel müsse ein diskriminierungsfreies System sein, das Verzerrungen zwischen den Sektoren beseitigt und Innovationen ermöglicht. Netz- und systemdienliches Verhalten sollte angereizt werden. Wo der Markt und der regulatorische Rahmen noch nicht die gewünschten Fortschritte befördern, z.B. Energieeffizienz oder die Erforschung und Markteinführung neuer Technologien, müssen durch die Bundesregierung spezifische Instrumente eingeführt werden. Die Bundesregierung solle sich zudem auf EU-Ebene für einen starken Schutz vor Carbon Leakage einsetzen, damit der Wirtschaft keine Nachteile durch die Energiewende entstehen .

Die DENA-Studie erzwingt die Einhaltung der Zwischenziele 2030 und 2040 aus Gründen des CO₂-Budgets, ähnlich wie auch ESYS jedoch im Unterschied zu BDI oder BMWi. Die beiden etzgenannten Studien optimieren volkswirtschaftlich auf das 2050-Ziel hin.

In Hinsicht auf das genaue Klimaziel fordert die Studie einen Dialog der Bundesregierung mit Wirtschaft und Gesellschaft, um Zielkorridor (80-95%) weiter einzuengen, da diese Entscheidung große Auswirkungen auf die resultierenden Transformationspfade hat. Zudem solle die Bundesregierung sektorspezifische Vorgaben und Monitoring nutzen, um Fortschritte zu evaluieren. Vorgaben sollten jedoch nicht zu starr sein, um genügend Freiräume zur Zielerreichung und Optimierung offenzulassen.

Die Studie macht eine Reihe von Empfehlungen zur Energieeffizienz: die Bundesregierung müsse die aktuelle Strategie und die einzelnen Instrumente überprüfen und dabei folgende Ziele bedenken: Zielerreichung, Wirksamkeit, Effizienz und Beförderung von Know-how. Außerdem müsse es ein kontinuierliches Monitoring geben, damit Instrumente wenn nötig nachjustiert werden können. Insgesamt müsse die Energieeffizienzpolitik im Sinne einer systemischen Optimierung über Sektoren, Energieträger und Wertschöpfungsketten hinweg weiterentwickelt werden. Auch Steuern, Umlagen und Abgaben sollten so umgestaltet werden, dass Energieeffizienz sich mehr lohnt. Die Instrumente sollen zudem die gesamte Handlungskette begleiten (Erstinformation/Motivation, Beratung/Maßnahmenentwicklung/Finanzierung/Umsetzung/Evaluierung). Es sollte eine Balance zwischen Ordnungsrecht und Anreizen bestehen. Die Möglichkeiten der Digitalisierung müssen stärker genutzt werden. Die Erforschung und Demonstration von Hocheffizienztechnologie, auch für Systemschnittstellen, sollte ins Energieforschungsprogramm aufgenommen werden. Die Bundesregierung sollte auf EU-Ebene die Entwicklung ambitionierter Standards unterstützen.

Mit Blick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien empfiehlt die Studie unter anderem, die Ausbaukorridore für Onshore-Wind und Photovoltaik in der nächsten EEG-Novelle so anzupassen, dass die Ziele für 2030 und 2050 erreicht werden können.

Zum Thema synthetische Energieträger regt die Studie an, dass die Bundesregierung sich für den Aufbau globaler Märkte für synthetische Brenn- und Kraftstoffe stark macht, indem sie diesen anstößt und unterstützt (z.B. Energiepartnerschaften oder G20). Zudem sollte eine Markthochlaufstrategie für synthetische Energieträger in Deutschland entwickelt werden. Eine solche Strategie sollte unter anderem folgende Maßnahmen enthalten:

- die Erfordernis, bei neuen Wasserstoffanwendungen nur CO₂-frei erzeugtes H₂ einzusetzen (unterstützt PtG/PtL-Technologien). Die Nutzung klimafreundlicher Synfuels sollte auf europäischer Ebene auf sektorspezifische Quoten und Ziele anrechenbar sein.
- im Energieforschungsprogramm sollten Kostendegressionen für die erforderlichen Technologien priorisiert werden.
- es sollten zeitlich begrenzte Instrumente zur Unterstützung der Markteinführung geprüft werden.
- Regelungen für zuschaltbare Lasten sollten so überarbeitet werden, dass die Möglichkeit entsteht, nicht anderweitig verwendbaren erneuerbaren Strom in PtL/PtG-Anlagen einzusetzen.

Schließlich sollten die Infrastrukturen für flüssige und gasförmige Energieträger weiterentwickelt werden, um bspw. auf steigende Wasserstoffanteile im Gasnetz und synthetische Kraftstoffe insgesamt vorbereitet zu sein. Hierzu sollte durch die Regierung gemeinsam mit den Betreibern auch eine Roadmap entwickelt werden.

Damit das Energiesystem widerstandsfähiger gegenüber kalten Dunkelflauten wird, regt die Studie einen Stakeholderprozess an. Man müsse im Dialog mit Experten und Akteuren zu einem besseren Verständnis des Bedarfs an gesicherter Leistung und Möglichkeiten zu ihrer Aufbietung kommen. Zudem müssen die Möglichkeiten von Maßnahmen wie Demand-Side-Management, Speichern oder Elektrofahrzeugen diskutiert und die Auswirkungen extremer Wetterereignisse und der Verbindungen zum europäischen Ausland besser verstanden werden. In Sachen Versorgungssicherheit sollte zudem das Monitoring intensiviert werden (u.a. Knappheitspreise, Kraftwerkpark, Angebot an Speichern und Nachfrageflexibilität).

Hinsichtlich der Energieinfrastruktur empfiehlt die Studie, dass Bund und Länder das Verständnis für den Netzausbau fördern und die Verfahren zu beschleunigen. Es sollte auf Ebene der Verteilnetze

geprüft werden, wie zusätzliche Potenziale zur besseren Netzauslastung erschlossen werden können (z.B. höherer Automatisierungsgrad, intelligente Netzbetriebsmittel).

Für den Verkehrssektor empfiehlt die Studie unter anderem, dass bei der Festlegung der Abgabenhöhe auf Kraftstoffe zukünftig die CO₂-Intensität der Kraftstoffe mehr Gewicht erhält. Erneuerbare synthetische Kraftstoffe sollten – auch auf EU-Ebene – durch eine ambitionierte Quote gefördert werden. Die Bundesregierung sollte Ausschreibungen für den Bau großer PtX-Anlagen in Betracht ziehen, um mehr Sicherheit für Betreiber zu schaffen.

Für den Industriesektor spricht sich die Studie dafür aus, dass Forschungsförderprogramme schon jetzt darauf ausgerichtet werden, Erforschung und Entwicklung der langfristig erforderlichen Technologien voranzutreiben und den schrittweisen Ersatz in Unternehmen anzureizen. Mittelfristig ist eine erneute Diskussion über den Einsatz von CCS nötig, vor allem falls das 95%-Ziel angestrebt wird. Da die Industrie einen guten Einstiegsmarkt für Wasserstoffanwendungen bietet, sollen Bund und Länder weitere Pilotprojekte unterstützen und in der Umsetzung die Aspekte erneuerbare Energien, Infrastrukturen und Industriekunden ganzheitlich betrachten. Kurzfristig sollten Studien erstellt werden zu der Frage, wie die genauen strukturellen Auswirkungen der Energiewende aussehen und welche Grundstoffe in verschiedenen Branchen verfügbar sind. Die freiwilligen Energieeffizienznetzwerke sollten sich für weitere Energiewendethemen öffnen, da sich durch den dortigen Erfahrungsaustausch Fortschritte doppelt so schnell vollzogen hätten.

Schließlich gibt die Studie Empfehlungen zum Handeln auf der internationalen Ebene. Auf G20-Ebene solle sich die Bundesregierung für weitergehende Vereinbarungen einsetzen, um gleichwertige bzw. angemessene nationale Ambitionsniveaus zu erreichen und damit Verzerrungen zu reduzieren. Weiterhin sollte die Bundesregierung die Zielsystematik und den Instrumentenmix über Akteure und Politikfelder hinweg überprüfen und vereinheitlichen.

Veränderungen auf der Nachfrageseite

Dieses Thema, insbesondere zur Chemieindustrie, wird von der Studie nicht untersucht.

Kosten

Die Dena-Leitstudie beziffert alle Szenarien und Ziele mit Kosten. Folgende Tabelle, entnommen aus S. 72f, gibt einen Überblick über die jeweiligen Kosten.

TABELLE 1: KERNERGEBNISSE DER SZENARIENRECHNUNGEN

Entwicklungen bis 2050 (Auswahl)	Referenz	80 %-Klimazielszenarien		95 %-Klimazielszenarien	
		Elektrifizierung (EL80)	Technologiemix (TM80)	Elektrifizierung (EL95)	Technologiemix (TM95)
THG-Emissionen	GESAMT				
	470 Mio. t CO ₂ ä (- 62 % ggü. 1990)	250 Mio. t CO ₂ ä (-80 % ggü. 1990)	250 Mio. t CO ₂ ä (-80 % ggü. 1990)	64 Mio. t CO ₂ ä (-95 % ggü. 1990)	64 Mio. t CO ₂ ä (-95 % ggü. 1990)
	DURCHSCHNITTLICHE JÄHRLICHE MINDERUNG AB 2015				
	13 Mio. t CO ₂ ä	19 Mio. t CO ₂ ä	19 Mio. t CO ₂ ä	24 Mio. t CO ₂ ä	24 Mio. t CO ₂ ä
Mehrkosten ggü. Referenz (kumuliert bis 2050 und undiskontiert)	SUMME				
	---	1,77 Bio. EUR	1,18 Bio. EUR	2,22 Bio. EUR	1,68 Bio. EUR
	STROMIMPORTKOSTEN				
	---	131 Mrd. EUR	104 Mrd. EUR	231 Mrd. EUR	115 Mrd. EUR
	PTX-IMPORTKOSTEN				
	---	56 Mrd. EUR	187 Mrd. EUR	448 Mrd. EUR	813 Mrd. EUR
	PRIMÄRE BRENNSTOFFKOSTEN				
	---	-592 Mrd. EUR	-480 Mrd. EUR	-790 Mrd. EUR	-671 Mrd. EUR
	INFRASTRUKTURKOSTEN				
	---	377 Mrd. EUR	253 Mrd. EUR	391 Mrd. EUR	272 Mrd. EUR
FOM-KOSTEN					
---	54 Mrd. EUR	47 Mrd. EUR	68 Mrd. EUR	52 Mrd. EUR	
KAPITALKOSTEN					
---	1746 Mrd. EUR	1064 Mrd. EUR	1866 Mrd. EUR	1098 Mrd. EUR	

Endenergieverbrauch	ENDENERGIEVERBRAUCH GEBÄUDE IN 2050				
	656 TWh (-34 % ggü. 2015)	383 TWh (-62 % ggü. 2015)	532 TWh (-47 % ggü. 2015)	362 TWh (-64 % ggü. 2015)	523 TWh (-48 % ggü. 2015)
	ENDENERGIEVERBRAUCH INDUSTRIE IN 2050				
	815 TWh (-1 % ggü. 2015)	837 TWh (+2 % ggü. 2015)	741 TWh (-10 % ggü. 2015)	781 TWh (-5 % ggü. 2015)	673 TWh (-18 % ggü. 2015)
Technologien Endenergieverbrauch	ENDENERGIEVERBRAUCH VERKEHR IN 2050				
	470 TWh (-62 % ggü. 2015)	331 TWh (-52 % ggü. 2015)	401 TWh (-43 % ggü. 2015)	331 TWh (-52 % ggü. 2015)	401 TWh (-43 % ggü. 2015)
	DURCHSCHNITTLICHE SANIERUNGSRATE GEBÄUDEHÜLLE 2015 BIS 2050				
	1 %	1,6-2,8 %	1,4 %	1,6-2,8 %	1,4 %
Technologien Endenergieverbrauch	ELEKTRISCHE WÄRMEPUMPEN IN WOHNGBÄUDEN BIS 2050 (2015: 0,5 Mio.)				
	3,2 Mio.	16 Mio.	6,5 Mio.	17 Mio.	7,4 Mio.
	GASHEIZUNGEN IN WOHNGBÄUDEN BIS 2050 (2015: 10,3 Mio.)				
	12 Mio.	1,6 Mio.	7,1 Mio.	1,2 Mio.	6,4 Mio.
	ÖLHEIZUNGEN IN WOHNGBÄUDEN BIS 2050 (2015: 6,2 Mio.)				
	2,8 Mio.	0,3 Mio.	3,2 Mio.	0,2 Mio.	2,9 Mio.
	EFFIZIENZFortschritt in der Industrie bis 2050 ggü. 2015				
	23 %	26 %	28 %	30 %	33 %
	ANZAHL BENZIN/DIESEL PKW 2050 (2015: 44,3 Mio.)				
	29,1 Mio.	0,2 Mio.	0,0 Mio.	0,2 Mio.	0,0 Mio.
	ANZAHL CNG/LNG/H2 PKW (2015: 0,3 Mio.)				
	2,1 Mio.	6,6 Mio.	14,5 Mio.	6,6 Mio.	14,5 Mio.
	ANZAHL ELEKTRISCHE (BEV/PHEV) PKW BIS 2050 (2015: 0,1 Mio.)				
	11,3 Mio.	35,7 Mio.	28,1 Mio.	35,7 Mio.	28,1 Mio.
	ANZAHL BENZIN/DIESEL LKW/LNF (2015: 2,7 Mio.)				
	1,6 Mio.	0,1 Mio.	0,1 Mio.	0,1 Mio.	0,1 Mio.
ANZAHL CNG/LNG/H2 LKW/LNF (2015: 0,0 Mio.)					
0,8 Mio.	1,2 Mio.	1,7 Mio.	1,2 Mio.	1,7 Mio.	
ANZAHL ELEKTRISCHE (BEV/PHEV) LKW/LNF BIS 2050 (2015: 0,0 Mio.)					
0,8 Mio.	2,0 Mio.	1,4 Mio.	2,0 Mio.	1,4 Mio.	
Energiesektor	STROMNACHFRAGE IN 2050 (2015: 567 TWh)				
	612 TWh (+8 % ggü. 2015)	1150 TWh (+103 % ggü. 2015)	809 TWh (+43 % ggü. 2015)	1156 TWh (+104 % ggü. 2015)	837 TWh (+48 % ggü. 2015)
	EE-ANTEIL AN NETTOSTROMERZEUGUNG (2015: 30%)				
	72 %	76 %	91 %	87 %	91 %
Energiesektor	IMPORTSALDO (2015: -52 TWh)				
	-44 TWh	15 TWh	-22 TWh	136 TWh	-29 TWh
Gesamtsystem	PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IN 2050 (2015: 3681 TWh)				
	2484 TWh (-33 % ggü. 2015)	2007 TWh (-46 % ggü. 2015)	2069 TWh (-44 % ggü. 2015)	1861 TWh (-49 % ggü. 2015)	2007 TWh (-46 % ggü. 2015)
	ANTEIL ERNEUERBARE ENERGIEN AM PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH 2050 (2015: 12%)				
	29 %	55 %	48 %	61 %	51 %
Gesamtsystem	IMPORTE SYNTHETISCHER ENERGIETRÄGER (2015: 0 TWh)				
	0 TWh	25 TWh	152 TWh	396 TWh	744 TWh

Diese Kosten beschreiben die Mehrkosten verschiedener Transformationspfade im Energiesektor und energieverbrauchenden Sektoren im Vergleich zum Referenzszenario. Die Studie macht explizit klar, dass sie keine Aussagen zum Kostenoptimum des Gesamtsystems macht. Was den Industriesektor angeht, gibt die Studie zu bedenken, dass Anlagen oft sehr individuell gestaltet seien und es deshalb schwierig sei, Standardinvestitionskosten zu bestimmen. Ein weiteres Problem sei, dass viele Technologien noch zu entwickeln seien und deren weitere Entwicklung noch unsicher sei. Deshalb sei eine wissenschaftlich fundierte Quantifizierung der nötigen Investitionskosten nicht möglich. Genauso wenig konnten die positiven volkswirtschaftlichen Effekte (Arbeitsplätze, vermiedene Externalitäten, veränderte Wertschöpfung) bewertet werden. Die genannten Mehrkosten sind zudem aus

volkswirtschaftlicher Perspektive betrachtet, nicht aus einzelwirtschaftlicher. Die Studie regt an, weitere Studien zur Umsetzung der Energiewende aus einzelwirtschaftlicher Perspektive, zu den konkreten Auswirkungen für die Bürger (z.B. Wohn- und Energiekosten) und auch Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten zu erstellen.

1.3 Dechema

1.3.1 Über die Studie

Die Studie „Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry“ konzentriert sich auf Optionen zur emissionsarmen Produktion der 9 meistproduzierten (petro)chemischen Produkte in Europa, welche allein für mehr als 50% des Energieverbrauchs und CO₂-Emissionen des Chemie-Sektors verantwortlich sind. Des Weiteren sind diese Grundstoffe essenzielle Bestandteile nahezu aller Produkte der organischen Chemie.

Die Studie wurde vom European Chemical Industry Council (CEFIC) in Auftrag gegeben und von der Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie DECHEMA e.V. erstellt. Sie wurde im Juni 2017 publiziert.

1.3.2 Forschungsfrage

Das Ziel der Studie ist, Optionen für eine kohlenstoffarme (d. h. emissionsarme) europäische Chemieindustrie zu erforschen. Die Studie bietet einen vergleichenden Überblick über Technologieoptionen mit ihren Beschränkungen, technischer Machbarkeit und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit.

1.3.3 Methoden

Die Studie vergleicht drei Szenarien gegenüber einem Business-as-usual:

- Business-as-usual (BAU): In diesem Szenario kommen keine neuen Technologieoptionen zum Einsatz, es erfolgt keine Weiterverfolgung von Effizienzmaßnahmen. Das reflektiert nicht die Realität, dient jedoch dazu, eine Vergleichbarkeit aller kombinierter Maßnahmen mit dem heutigem Stand herzustellen.
- Maximum Scenario (Max): Dieses Szenario beschreibt das obere Limit der möglichen Reduktionen, falls alle beschriebenen Technologien bis 2050 zum Einsatz kommen.
- Intermediate Scenario (Interm): Dieses Szenario nimmt kontinuierliche Verbesserung der Effizienz in den Prozessen an, sowie einen langsam anlaufenden aber sich stets beschleunigenden Einsatz bahnbrechender Technologien. Eine erhebliche Ersatzrate alter Anlagenkapazitäten wird angenommen.
- Ambitious Scenario (Amb): Dieses Szenario geht von einer vollen Unterstützung aller Stakeholder, höchst günstigen Rahmenbedingungen und voller politischer Unterstützung aus. Es nimmt keine Rücksicht auf wirtschaftliche Beschränkungen. Der Treibstoffsektor unterstützt den Übergang zu CO₂-neutralen Treibstoffen voll. Es erfolgt ein unmittelbarer Start und schneller Verlauf von FuE, Pilotanlagen und Kommerzialisierung.

Die 9 von der Studie betrachteten chemischen Produkte sind: Methanol, Ethylen, Propylen, Benzol, Toluol Xylene, Ammoniak, Harnstoff, Chlor.

Folgende Technologieoptionen werden betrachtet:

- Energieeffizienz;
- Wasserstoff und CO₂-basierte Produktionswege;
- Umwandlung von Biomasse und Biomasseabfall;
- Elektrizitätsbasierte Prozesse;
- „Industrial Symbiosis“ (~Sektorkopplung) und Kreislaufwirtschaft;

- Andere (CO₂-Nutzung ohne Wasserstoff, CCS, Abscheidung und Reinigung von CO₂).

Alle Technologien werden mit Technology Readiness Levels¹ (TRL) von 2 (geringe Einsatzfähigkeit) bis 9 (einsatzfähig) eingestuft. Die Studie betrachtet in der Regel solche Technologien, die zumindest auf Pilotniveau erprobt und demonstriert sind (TRL 6 und höher). Von Technologien mit TRL 2-4 erwartet die Studie nicht, dass sie bis 2050 einen Beitrag leisten können. Technologien, für die es vereinzelt Demonstrationsaktivitäten auf TRL 4-5 geben könnte, werden diskutiert.

1.3.4 Annahmen

Der Primärenergiemix 2050 entspricht den Werten des IEA 450 ppm-Szenarios (WEO 2015). Es wird davon ausgegangen, dass emissionsarmer Strom bis 2050 gemäß dem 2°C-Szenario der IEA verfügbar ist (IEA-ETP-Modell). Dieses Modell ist weitgehend konsistent mit dem WEO. Für die Studie wurden wesentliche Parameter zum Energiesystem diesem Modell entnommen.

An Wachstum sind in der Studie 1% gesamtwirtschaftlich angenommen. Regionale Veränderungen der Produktion oder auch Produktionsverlagerungen in andere Erdteile außerhalb Europas sowie mögliche Carbon Leakage Effekte wurden nicht untersucht.

Die Studie basiert zudem auf einer großen Zahl einzelner Annahmen. Diese sind in einem Anhang detailliert aufgeführt.

1.3.5 Ergebnisse

Technologie/Prozesse

Energieeffizienz

Die Studie geht davon aus, dass sich inkrementelle Verbesserungen (d.h. aus dem normalen Betrieb heraus durch Nachrüstungen etc) in einer Größenordnung zwischen 0,2-1,0% pro Jahr bewegen werden. Die Verwendung von Best-Practice-Technologien ermögliche ebenfalls Einsparungen, sei jedoch zumeist nur bei Neuanlagen relevant. Verbesserte Wärmeintegration spiele auch eine wichtige Rolle. 20-50% der Energie, die in Industrieprozessen aufgewendet wird, geht über Abwärme, Abgase oder Kühlwasser verloren. Mögliche Technologien für die Effizienzverbesserungen seien Wärmepumpen und bessere Integration mit anderen Industrieanlagen – letzteres erhöhe jedoch auch die Komplexität und sei deswegen nicht immer einfach umzusetzen. Prozessintensivierende Ausrüstung (intensive mixing, heat-transfer and mass-transfer devices sowie integrated hybrid equipment) kann auch einen Beitrag leisten, der Einsatz wird jedoch häufig von technischen Problemen, ungünstigen Einsatzfenstern und hohen Investitionskosten verhindert. Da besagte Maßnahmen vor allem für konventionelle Verfahren bestimmt sind, würden Energieeffizienzmaßnahmen bei weniger ambitionierten Entwicklungspfaden eine größere Rolle spielen und mit höheren Ambitionen zunehmend an Gewicht verlieren.

Direkte Verwendung sauberen Stroms

Sauberer Strom kann direkt zur Wärmeherzeugung verwendet werden, oder um Abwärme weiter bis zu ihrer Verwendbarkeit zu erhitzen. Folgende Verfahren werden diskutiert: Electricity based steam production (TRL7); Advanced heat management via steam recompression (TRL 6-7); Chlorine production (TRL 9).

¹ Siehe hierzu: Horizon 2020 – Work Programme 2016-2017, General Annexes, G. Technology Readiness Levels

Wasserstoffsynthese

Zunächst diskutiert die Studie diejenigen Verfahren, die relativ ausgereift sind. Sie sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Elektrolysebasierte Verfahren	
Alkalische Elektrolyse (TRL 7-9)	<p>Nutzt 20-40%ige KOH-Lösung. Gegenwärtig 4% der globalen H₂-Produktion. Kosten: 1000-1200 €/kW. Bis 2030 wird von einer Kostensenkung auf 600€/kW ausgegangen. 370€/kW werden für 2050 als realistisch betrachtet, eventuell früher. Systemgröße bis zu 5,3 MW pro Einheit (stack). Strombedarf effizienter Anlagen: 4.3 kWh pro Nm³ H₂.</p> <p>Vermutung: bis 2050 Effizienzgewinne und Senkung der Investitionskosten. Mehr Erfahrung ist nötig bzgl. der Frage, wie das Verfahren mit fluktuierenden Energiequellen zuverlässig operieren kann. Die Technik kann zwar als reif betrachtet, aber die Produktionsvolumina sind noch gering. Kostensenkungen sind durch erhöhte Produktionsvolumen und verbesserte Lieferketten zu erwarten.</p>
PEM-Elektrolyse (TRL 7-8) (PEM = Proton-Exchange-Membrane)	<p>Läuft mit reinem Wasser, keine KOH-Lösung nötig. Sehr gutes dynamisches Verhalten, ergo gut mit variablen erneuerbaren Energien kompatibel. Aufgrund teurer Katalysatoren (Platin, Iridium) hohe Investitionskosten. Seit einigen Jahren erfolgreicher Betrieb einiger Einheiten, aber bisher keine Erfahrungen mit vollem Lebenszyklus. Aktuelle PEM-Elektrolysatoren mit Größe von 6 MW.</p> <p>Kosten aktuell etwa das Zweifache der alkalischen Technologie (ca. 2000€/kW). Signifikante Kostenreduktionen werden durch Lerneffekte und die Entwicklung günstigerer Katalysatoren erwartet. Bis 2020 werden 700€-1000€ erwartet. Bis 2030 und danach könnten 500€/kW erreicht werden.</p>
Hochtemperatur-Festoxidelektrolyse (TRL 6-7)	<p>Höhere Temperatur (700-1000°C) reduziert Strombedarf für Elektrolyse (2,6 kWh pro Nm³).</p> <p>Könnte Anwendung finden, wo es Hochtemperatur-Wärmequellen gibt. TRL 9 könnte bis 2030 erreicht werden. Kosten 2015-2020 ca. 2000€/kW, 2020-2030 1000€/kW, längerfristig 300€/kW.</p>

Es wird darauf hingewiesen, dass einige der gegenwärtigen Produktionsanlagen der chemischen Industrie, die Wasserstoff weiterverarbeiten (z.B. Mega-/Giga-Methanol-Anlagen) eine Größe haben, die einen Elektrolysator von 700x1000m erfordern würden. Solche Elektrolysatoren würden einen Bedarf an erneuerbarem Strom von 28-95 GWh/d aufweisen (entspricht 1.3-4.3 GW installierter Leistung). Dies legt nahe, dass Produktionsanlagen, die klimafreundlichen Wasserstoff verwenden, kleiner und dezentraler organisiert sein müssten. Zwar weisen Elektrolysatoren nur mäßige Größenvorteile in ihrer Produktivität auf, so dass in dieser Hinsicht kleinere Anlagen vertretbar sind, allerdings wäre der relative Kapitalbedarf dann höher. Die Studie weist außerdem darauf hin, dass selbst Wasserstoff, der mit emissionsarmem Strom hergestellt wird, noch mit gewissen CO₂-Emissionen verbunden ist. Da beispielsweise auch eine Windturbine in ihrer Herstellung und durch die mit ihr verbundene Infrastruktur mit Emissionen verbunden ist, hat erneuerbarer Strom einen geringfügigen CO₂-Fußabdruck (die Studie geht von 11,2g CO₂e /kWh aus). Für eine Tonne Wasserstoff liefe das auf einen Fußabdruck von 0,56 tCO₂e hinaus. Auf Vergleichbares wird in anderen Studien nicht hingewiesen.

Darüber hinaus erörtert die Studie auch neuere Verfahren, wie in folgender Tabelle zusammengefasst. Eine Anwendung dieser Verfahren bis 2050 wird in der Studie nicht unterstellt.

Unausgereifte Verfahren	
Methanpyrolyse (TRL 4-5)	<p>Methan (z.B. Biogas, Deponiegas oder synthetisch) oder andere einfache Kohlenwasserstoffe werden bei hohen Temperaturen zu H₂ und festem Kohlenstoff zersetzt. Die Enthalpie dieser Reaktion ist viel niedriger als die der Aufspaltung von Wasser. Der Kohlenstoff kann an andere Industrien weiterverkauft werden und so den kommerziellen Nutzen erhöhen.</p>
Thermochemische Prozesse (TRL 4)	<p>Bei Temperaturen um 2000°C kann Wasser ebenfalls aufgespalten werden. Dieser Temperaturbedarf kann durch Katalysatoren gesenkt werden. Vorausgesetzt, dass die Wärmequelle emissionsarm ist (konzentrierte Solarenergie oder industrielle Abwärme), stellt dies eine emissionsarme Produktionsmethode dar.</p>
Photokatalytische Prozesse (TRL 2-3)	<p>Mit Hilfe von Solarenergie wird Wasser auf der Oberfläche eines Katalysators aufgespalten. Bisher ist der Ertrag jedoch noch zu gering und die Prozesse funktionieren bislang mit dem UV-Spektrum am besten. Bislang werden zudem zusätzlich zum Katalysator Reaktanten benötigt.</p>

Ammoniak und Harnstoff

Die Studie diskutiert zunächst die konventionelle Produktion von Ammoniak (NH_3) mit Erdgas (TRL 9) durch den Haber-Bosch-Prozess. Die Verwendung des Eingangsstoffs setzt $1,33 \text{ tCO}_2\text{e/t NH}_3$ frei. Ein Großteil des CO_2 wird jedoch zur Produktion von Harnstoff weiterverwendet. Wird der Brennstoffverbrauch dazugerechnet, ergibt sich ein Gesamtfußabdruck von $1,83 \text{ tCO}_2\text{e}$.

Dann widmet sich die Studie der emissionsarmen Ammoniakproduktion (TRL 7). Hier wird N aus der Luft abgeschieden und mit Wasserstoff aus Elektrolyse in einen Kompressor geleitet und durch anschließende Kühlung Ammoniak herausgefiltert. Dieses Verfahren benötigt insgesamt laut der Studie $45,1 \text{ GJ}$ pro Tonne Ammoniak. Der konventionelle Prozess benötigt in Europa etwa 35 GJ , jedoch macht davon der Verbrauch des Eingangsstoffs 21 GJ aus, so dass der Energiebedarf des emissionsarmen Prozesses mehr als das Dreifache des konventionellen Prozesses beträgt (S. 57). Der CO_2 -Fußabdruck des emissionsarmen Verfahrens liegt bei $0,12 \text{ tCO}_2\text{e/t NH}_3$. Bei einem Strompreis von 50€/MWh würden die Stromkosten pro Tonne Ammoniak 626€ betragen. Mit Kapital- und Betriebskosten ergibt sich ein Preis von 800€ . Die Brennstoffkosten pro Tonne im konventionellen Verfahren belaufen sich auf lediglich $35\text{-}45\text{€}$ mit Gesamtkosten (in Europa) von ca. 350€/t . Daraus geht hervor, dass emissionsarme Ammoniakproduktion auf niedrige Strompreise angewiesen ist, wenn sie kostenkompetitiv sein soll.

Da Harnstoff bislang mit dem CO_2 aus der konventionellen Ammoniak-Produktion produziert wird und Ammoniak als Eingangsstoff benötigt, müsste bei der emissionsarmen Route CO_2 aus anderem Quellen zugeführt werden, um diese Produktionskette zu erhalten. Pro Tonne Harnstoff werden $0,35 \text{ tCO}_2$ gebunden. In Anbetracht der Kosten emissionsarmen Ammoniaks (von welchem $0,57\text{t}$ pro Tonne Harnstoff benötigt werden), ergeben sich Produktionskosten von $450\text{-}500\text{€}$ pro Tonne Harnstoff.

Methanol

Die konventionelle Methanolproduktion (TRL 9) basiert ebenfalls auf der Reformation von Erdgas. Der spezifische Energiebedarf liegt in Europa im Schnitt bei $12,5 \text{ GJ/t}$ (ausschließlich ca. 25 GJ aus Eingangsstoff). Die aktuell beste Technologie benötigt $9,8 \text{ GJ/t}$. Wenn Upstream-Emissionen aus Erdgasgewinnung und -transport mitgerechnet werden liegt der Fußabdruck bei $0,85\text{tCO}_2\text{e/t}$ Methanol.

Emissionsarme Methanolproduktion (TRL 7) basiert auf der Hydrogenisierung von CO_2 mit Hilfe von Katalysatoren. Das Verfahren benötigt $39,7 \text{ GJ/t}$ (S. 63ff). Das Verfahren spart gegenüber der konventionellen Route $1,53 \text{ tCO}_2\text{e/t}$ Methanol ein. Was die Kosten anbelangt, gibt die Studie eine Reihe von Werten an, je nach Strompreis und Verfügbarkeit von variablem erneuerbarem Strom (minimal 290€/t bei 10€/MWh und 7000h Laufzeit pro Jahr, maximal 826€/t bei 50€/MWh und 3000h). Angesichts von konventionellen Produktionskosten zwischen 60€/t und 260€/t kommt die Studie zu dem Schluss, dass 100% erneuerbares Methanol selbst unter Idealbedingungen ohne Subventionen nicht attraktiv wäre.

Ethylen und Propylen

Ethylen und Propylen wird aktuell größtenteils via Steamcracking aus Naphta hergestellt, obwohl LPG mit 25% im Jahr 2015 in Europa an Anteilen gewinnt. Der Prozess generiert auch andere Chemikalien, die als high value chemicals (HVC) bekannt sind. Der spezifische Energiebedarf liegt bei $16,5 \text{ GJ/tHVC}$ (beste Technologie 12 GJ/tHVC). Die Kosten werden auf ca. 800€/t geschätzt.

Gegenwärtig gibt es keinen ausgereiften Prozess, um Ethylen und Propylen direkt aus Wasserstoff und Kohlendioxid herzustellen. Die Studie erwähnt das eEthylene-Projekt von Siemens (TRL 3-4), welches einen solchen elektrokatalytischen Prozess erprobt, welcher in der Tat einen Durchbruch bedeuten würde. Die Studie konzentriert sich deshalb auf den aktuell ausgereiften „Methanol-to-Olefin“ (MTO)-Prozess, welcher aktuell kommerziell genutzt wird (allerdings nur in China, nicht in Europa). Hierfür müssten neue Anlagen gebaut werden. Der Energiebedarf des MTO-Prozesses selbst ist mit der besten Technik bei 5 GJ/tHVC . Hinzu kommt der Energiebedarf von $2,28 \text{ t}$ Methanol, die pro Tonne Ethylen oder Propylen benötigt werden. Es resultiert ein Energiebedarf von $95,5 \text{ GJ/t}$. Dies ist mehr als das Fünffache des naphtabasierten Prozesses. Wird der Energiegehalt des Naphta miteinberechnet, ist der spezifische Energiebedarf der emissionsarmen Route noch immer um 40% niedriger. Der MTO-Prozess spart $0,36 \text{ tCO}_2\text{e/t}$ gegenüber dem naphtabasierten Prozess ein. Bezieht man die Einsparungen durch emissionsarme Methanolproduktion mit ein, ergibt sich eine Einsparung von $1,89\text{tCO}_2\text{e/t}$. Die Studie nennt keine Kosten für den Gesamtprozess, rechnet aber mit Feedstock-

Kosten von 680-1450€/t und gibt zu bedenken, dass Investitionskosten für neue Anlagen auch berücksichtigt werden müssen.

Benzol, Toluol, Xylene (BTX)

Konventionell wird BTX über Steamcracking von Naphta (TRL 9) durch Extraktion aus Pyrolysegas gewonnen. Der spezifische Energiebedarf des Prozesses liegt bei 7GJ/tHVC (S. 71).

Als emissionsarme Produktionsroute erörtert die Studie Mobils „Methanol-to-Aromatics“ (MTA)-Prozess, der Methanol mit Hilfe eines Katalysators umwandelt. Dabei werden pro Tonne BTX 4,3t Methanol benötigt. Durch den hohen Energieaufwand der emissionsarmen Methanolproduktion beträgt der Energiebedarf des gesamten Prozesses mit Feedstocks 176 GJ/t, wovon nur 5 GJ/t für den Prozess selbst benötigt werden. Was Emissionen betrifft, sind die Emissionen des MTA-Prozesses selbst höher als die des naphtabasierten. Durch den niedrigen Fußabdruck des emissionsarmen Methanols werden jedoch insgesamt 1,7t CO₂ gegenüber dem konventionellen Prozess eingespart. Die Feedstock-Kosten würden zwischen 1300€ und 2800€ pro Tonne BTX liegen. Die gesamten Produktionskosten würden vermutlich die des konventionellen Prozesses um einen Faktor von drei oder mehr übersteigen.

Synthetische Kraftstoffe

Die Studie trifft keine Vorhersagen zum Ausmaß, in dem synthetische Kraftstoffe zum Einsatz kommen könnten, bewertet aber verschiedene Möglichkeiten der Herstellung. Das zuvor diskutierte Methanol kann außer als Grundstoff auch als Kraftstoff mit hoher Oktanzahl verwendet werden. In höheren Konzentrationen ist es jedoch denkbar, dass am Material von Teilen des Motors, der Kraftstoffleitungen oder des Tanks Anpassungen vorgenommen werden müssen, um Korrosion oder anderen Schäden vorzubeugen. Bei hohen Konzentrationen (>89%) müssen weitere Stoffe beigemischt werden, um die Funktion als Kraftstoff weiter zu gewährleisten. Die wahrscheinlichste Verwendung von Methanol ist nicht die als alleiniger Kraftstoff, sondern die Beimischung zu konventionellen Kraftstoffen, um Emissionen zu senken. Im Vergleich zum CO₂-Fußabdruck von Benzin (87,1 g CO₂/MJ) hat windenergiebasiertes Methanol einen wesentlich geringeren Fußabdruck (14 g CO₂/MJ). Mit Kosten von 300-650€/t wären die Produktionskosten um den Faktor 1,5-2,5 höher als die von konventionellem Benzin.

Die Studie befasst sich auch mit der Produktion von synthetischem Diesel und Kerosin mittels wasserstoffbasiertem Syngas und Fischer-Tropsch-Synthese (TRL 5-7). Der resultierende Kraftstoff hat nahezu die gleiche chemische Zusammensetzung wie konventioneller Kraftstoff, und könnte diese komplett ersetzen. Der Energiebedarf der Herstellung beträgt 66,3 GJ/t. Die CO₂-Einsparung synthetischen Diesels und Kerosins (falls aus erneuerbaren Energien hergestellt) betragen 2,3 t CO₂e/t bzw. 1,85 t CO₂e/t. Die Studie schätzt die Produktionskosten auf 1,2-1,5 € pro Liter für Diesel und Kerosin (ca. 2x höher als fossile Kraftstoffe) und geht davon aus, dass Kostenparität mit fossilen Kraftstoffen unter den aktuellen Rahmenbedingungen außer Reichweite liegt.

Methan aus Wasserstoff und CO₂

Die Studie betrachtet die Möglichkeiten für die Herstellung von synthetischem Erdgas (Power-to-Gas, Power-to-Methane) durch Methanisierung von CO oder CO₂ (TRL 6-7). Dieser Prozess verbraucht 96,7 GJ/t. Pro Tonne Syngas würden 1,31 t CO₂ eingespart. Die Produktionskosten hängen auch hier vom Preis erneuerbaren Stroms ab und zudem von den Laufzeiten einer Produktionsanlage pro Jahr. Bei 7000 h pro Jahr und Stromkosten von 50€/MWh ist mit 2000-3500€/t zu rechnen.

Rohstoffe/Feedstocks

Allgemein zeichnen sich alle emissionsarmen Syntheserouten durch einen hohen Energiebedarf aus. Dies liegt auch daran, dass zwar H₂ einen sehr hohen, CO₂ hingegen keinen Energiegehalt hat. Bei fossilen Grundstoffen hingegen kann der Energiegehalt des Naphta noch mitgenutzt werden. Aus der Perspektive des Gesamtressourcenverbrauchs ist zudem zu beachten, dass die emissionsarmen Produktionsrouten potenziell einen höheren Bedarf an Edelmetallen und seltenen Erden nach sich ziehen werden. Dies liegt zum einen am hohen Bedarf an erneuerbarem Strom und zum anderen am gestiegenen Bedarf an Katalysatoren.

Da CO₂ aus anderen industriellen Prozessen sowie der Strom- und Wärmeerzeugung ein zentraler Eingangsstoff für emissionsarme chemische Produktion ist, befasst sich die Studie auch mit der Möglichkeit, dass dieses CO₂ zunehmend knapp werden könnte, je mehr auch diese anderen Sektoren zu emissionsärmerer Produktion übergehen. Dazu werden die prognostizierten Emissionen der europäischen Industrie und Stromerzeugung der International Energy Agency European Technology Perspectives 2015 mit dem CO₂-Bedarf der chemischen Industrie in den jeweiligen Szenarien. Die Studie kommt jedoch zu dem Schluss, dass sich dieses Problem nur im Maximum-Szenario materialisieren würde (welches ohnehin für sehr unwahrscheinlich gehalten wird) und bereits im Ambitious-Szenario im betrachteten Zeitraum nicht auftreten würde. Es bleibt jedoch zu bedenken, dass es mehr als heute einer größeren geografischen Nähe zwischen CO₂-Quellen und Verbrauchern bedarf. Deshalb wird ein detailliertes Mapping der Quellen, Verbraucher und nötigen Infrastruktur gefordert.

Die Studie betrachtet auch die Möglichkeit der verstärkten Nutzung von Biomasse als stoffliche Kohlenstoffquelle. Die Studie schätzt, dass die Menge der verfügbaren Biomasse in den kommenden Jahren noch zunehmen wird und sich zwischen 353-411 Mtoe in der EU betragen wird. Dies entspricht 14.779 – 17.208 PJ/a. Nach 2030 wird nicht mit einem weiteren Anstieg gerechnet. Folgende Tabelle listet die diskutierten Verfahren und wichtige Kennzahlen auf.

Biomassebasierte Verfahren					
Verfahren, TRL	Energiebedarf	Vgl. Energiebedarf fossile Route	Biomassebedarf	CO ₂ -Vermeidung	Kosten
Biomethanolproduktion (TRL 6-7)	14,6 GJ/t	12,5 GJ/t	2,6 t trockenes Holz / t Methanol	1,57 t CO ₂	160€-940€/t, abh. von spezifischen Bedingungen, mit Abfall als Basis 200€-500€
Bioethanol-Produktion TRL 9 für 1. Gen. (Zucker, Stärke); TRL 7 für 2. Gen. (Lignocellulose)	47,7 GJ/t	21,9 GJ/t	6,75 t Weizenstroh / t Ethanol; 6,05 t Holz / t Ethanol	Fußabdruck: Bio: 0,43-1,03 t CO ₂ Fossil: 1,06 t CO ₂ → 0,03-0,63 t CO ₂	IRENA: 975€/t; 0,77€/l Andere Schätzungen: 0,40-0,60€/l
Bioethylen-Produktion TRL 8-9	85,5 GJ/t	21,9 GJ/t	10,5 t / t	1,95 tCO ₂ /t	2250-2800€/t
Biopropylen-Produktion TRL 6-7 (130 GJ/t		5,9 t / t	0,23 tCO ₂ / t	-
BTX-Produktion TRL 6-7	72 GJ/t-174 GJ/t	7 GJ / tHVC	11,2 t / t	1,54 tCO ₂	

Energiesystem

Zur Anwendung der untersuchten Technologien sind große Mengen CO₂-freien Stroms erforderlich. Mit dem gegenwärtigen europäischen Strommix kann durch die vorgestellten Verfahren keine CO₂-Einsparung erreicht werden. Der Strombedarf der verschiedenen Szenarien liegt 2050 zwischen 960 und 4.900 TWh für die Herstellung von Chemieprodukten. Sollen auch Kraftstoffe synthetisch hergestellt werden, liegt die Spannbreite zwischen 2.000 und 11.700 TWh Strom.

Das erwartete Angebot an CO₂-freiem Strom liegt 2050 bei ca. 3.300 TWh Strom. Damit ist klar, dass die Verfügbarkeit von CO₂-freiem Strom den entscheidenden Flaschenhals darstellt, zumal dieser auch bezahlbar sein muss.

Der hohe Energiebedarf ist darauf zurückzuführen, dass die meisten Produkte aus Wasser und CO₂ hergestellt werden und nicht auf den hohen Energiegehalt konventioneller Rohstoffe zurückgegriffen werden kann. Die Studie schlägt vor, Energieverbrauch anhand des Energiebedarfs zur Herstellung eines Produkts zu bewerten, also einschließlich des Energiegehalts der Eingangsstoffe.

Den niedrigsten Energie-Gap weist Methanol auf, da es auf nur einer Synthese beruht.

Die Studie vermerkt, dass CO₂-freier Strom in anderen Sektoren möglicherweise sinnvoller zur CO₂-Reduktion eingesetzt werden könnte. Allerdings ist diese Betrachtung jenseits des Scopes der Studie.

Als mögliche Einsparmaßnahme wird das Recycling von Polymeren thematisiert. Hierdurch könnten laut einer zitierten Studie von Accenture etwa 663 TWh eingespart werden.

Interdependenzen – Sektorkopplung und Circular Economy

Die Studie untersucht ebenfalls die Möglichkeiten zur Verwertung von Abgasen aus anderen Industrien in der chemischen Produktion. Was die Abscheidung von CO₂ anbelangt, so sollten oberste Priorität jene Quellen haben, die CO₂ mit einer großen Reinheit emittieren und eine hohe Konzentration aufweisen. Dies sind zunächst einmal Quellen aus der chemischen Industrie selbst, insbesondere Ammoniakproduktion und Ethylenoxid. Mit einigem Abstand folgen Zement (15-33% CO₂-Volumenanteil) und Stahl (14-27%). Fossile Kraftwerke haben die geringsten Konzentrationen (3-4%, 12-14% für IGCC-Anlagen).

Die Stahlherstellung kann eine Quelle für Wasserstoff, CO₂ und CO darstellen. Der Wasserstoff aus den Abgasen der Stahlproduktion wäre ausreichend für die Herstellung von 2 Mt Methanol, was der erwarteten Produktion im Jahr 2050 entspricht (diese Zahl schließt Methanolproduktion für emissionsarme Routen noch aus).

Darüber hinaus würde die stärkere Integration von Energie- und Stoffflüssen über Sektorgrenzen hinweg erhebliche Effizienz- und Emissionsminderungspotentiale bieten. Dies würde jedoch hohen Aufwand erfordern, um Geschäftsmodelle und Verträge dementsprechend auszugestalten.

Mit Hilfe von acetogenen Bakterien kann Kohlenmonoxid aus Hochöfen in Ethanol umgewandelt werden. In den vergangenen Jahren haben einige Pilot- und Demonstrationsanlagen den Betrieb aufgenommen, was dieses Verfahren voraussichtlich auf TRL 5-7 heben wird.

Die Frage des Recyclings und der Wiederverwendung von Polymerabfällen in der chemischen Industrie behandelt die Studie in einem kürzeren Abschnitt ebenfalls. Sie stützt sich dabei auf eine Studie von Accenture² und unterscheidet zwischen fünf „Loops“, die sich bieten und in folgender Tabelle dargestellt sind. Die Anwendung all dieser Loops würde laut Accenture erlauben, bis zu 70% aller Moleküle, die die europäische Chemie-Industrie liefert, wiederzuverwenden.

Loop	Beschreibung
1. Zirkularität durch erneuerbare Grundstoffe	Fokus der Dechema-Studie.
2. Zirkularität durch Wiederverwendung der Produkte	Wird z.B. mit PET-Flaschen bereits praktiziert. Schätzungsweise 18% (19 Mt) aller chemischen Produkte können wiederverwendet werden. Die Nachfrage nach neuen Polymerprodukten sinkt.
3. Zirkularität durch Wiederverwendung des Materials, nicht der Produkte selbst.	Geschätztes Potenzial: 28% (30 Mt) der europäischen Chemieprodukte. Würde jedoch vsl. 18 Mtoe an Energie benötigen, 34% des heutigen Energiebedarfs der europäischen Chemie-Industrie.
4. Zirkularität durch Wiederverwendung chemischer Produkte als sekundäre Rohstoffe	Verwendung von katalytischem Cracking und Plasma-Gasifizierung. Geschätztes langfristiges Potenzial: 10 Mt.
5. Zirkularität durch energetische Verwertung und Zurückgewinnung des CO ₂	Verbrennung von Plastikabfall und Weiterverwendung des so freigesetzten CO ₂ . Erwartetes Potenzial: 9 Mt.

Politik und Regulierung

Die Studie identifiziert zwei Barrieren, die den beschriebenen Technologien im Wege stehen, obwohl diese sogar teils schon sehr ausgereift sind. Die erste Barriere ist die Diskrepanz zwischen den emissionsarmen Ansätzen und den konventionellen in ihrer Wirtschaftlichkeit. Dies liegt an den niedrigen Preisen fossiler Energieträger. Selbst wenn der Preis steige, werde die Volatilität der Preise, d.h. die Ungewissheit, ob sie nicht wieder fallen, große Investitionsentscheidungen hemmen. Die

² Accenture, Taking the European Chemical Industry into the Circular Economy

zweite Hürde liegt in der mangelnden Erfahrung und fehlender Machbarkeitsstudien, jeweils in großen industriellen Dimensionen. Mehr Referenzfälle sind notwendig, in denen besagte Technologien auf industriellem Niveau kombiniert werden. Betriebserfahrungen und verlässliche Kosteneinschätzungen fehlen noch.

Politische Maßnahmen werden eine wichtige Rolle dabei spielen, diese Barrieren abzubauen. Die Studie sieht Handlungsbedarf in folgenden Feldern:

- Verfügbarkeit und wettbewerbsfähiger Zugang zu sauberem Strom.
- Finanzierung von FuE, inkl. Pilot- und Demonstrationsaktivitäten, so dass Schlüsseltechnologien vorangebracht werden und damit die Machbarkeit sektorübergreifender Modelle der Zusammenarbeit bewiesen wird. Dies erfordert:
 - Langfristige Finanzierungsgarantien öffentlicher und privater Financiers, um Kontinuität der Forschung zu gewährleisten.
 - Offene Finanzierungsinstrumente und strategische Initiativen für neue saubere Technologien.
 - Unterstützung der Schaffung von Public-Private-Partnerships (PPPs), um FuE-Bemühungen zu bündeln und Investitionsrisiken für die Demonstration innovativer Technologien zu teilen. Sektorübergreifende Partnerschaften können „industrielle Symbiose“ (Überbegriff der Studie für Sektorkopplung) erleichtern.
- Unterstützung und Information zur Begleitung der Technologieentwicklung.
 - Gezielte LCA-Studien mit angemessener Methodik zu entstehenden emissionsarmen Technologien, inkl. Konfigurationen für Kreislaufwirtschaft und industrielle Symbiose. Solche Studien sollten auch Anhaltspunkte und Nachweise zur Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen und synthetischen Kraftstoffen liefern, die einer erhöhten Quote für saubere Treibstoffe zugrunde liegen könnten. Alle Daten sollten in einem zentralen Register zugänglich gemacht werden.
 - Eine zentrale Datenbank für Quellen und Infrastrukturen (inkl. für CO₂, Biomasse und andere Abgase), die industrielle Symbiose unterstützen können.
 - Technologieoptionen sollten in IEA- oder EU-Szenarien berücksichtigt werden, um die Konzeption angemessener politischer Rahmenwerke zu stimulieren.

1.4 BMWi

1.4.1 Über die Studie

Die Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ wird von Fraunhofer ISI, der Consentec GmbH und dem Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Ifeu, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, BMWi, erstellt. Sie wird im Folgenden mit „BMWi“ bezeichnet.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Metastudie war die BMWi-Studie in Teilen veröffentlicht. Diese sind:

- Modul 0: Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen
- Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter
- Modul 2: Modelle und Modellverbund
- Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario
- Modul 4: Szenario „Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze“
- Modul 5: Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung“
- Modul 6: Restriktionsarmes Szenario

- Modul 10a: Reduktion der Treibhausgasemissionen Deutschlands um 95% bis 2050
- Modul U.a: Ökologische Evaluierung der Szenarien Referenzszenario, Basisszenario, Szenario Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze, Szenario Alternative regionale EE-Verteilung und Restriktionsarmes Szenario

Diese veröffentlichten Teile beziehen sich überwiegend auf den unteren Rand des langfristigen Zielintervalls von 80 bis 95% Emissionsreduktion. Die Metastudie bezieht sich nur auf diese veröffentlichten Teile.

1.4.2 Forschungsfrage

Die Studie untersucht die Frage, wie die Energiewende kosteneffizient gelingen kann.

1.4.3 Methoden

Weil die Forschungsfrage auf Kosteneffizienz zielt, ist nicht gesagt, dass die ermittelten Optimierungen auch diejenigen sind, die sich am besten umsetzen lassen. Die Studie versteht die Ergebnisse denn auch als Leitszenarien für technologische Pfade, auf deren Basis eine Umsetzung diskutiert werden kann. Im Vordergrund stehen nicht die Ergebnisse einzelner Szenarien, sie haben keinen Empfehlungscharakter. Der Erkenntnisgewinn ergibt sich vielmehr im Vergleich der Szenarien und ihrer Diskussion.

Die Studie ist unter allen untersuchten die am aufwändigsten modellierte. Ihr Fokus liegt auf dem Stromsektor. Um Wechselwirkungen adäquat zu erfassen, ist jedoch das Energiesystem in seiner Gänze aufwändig abgebildet. Zur Untersuchung der Forschungsfrage wird einerseits der Umwandlungssektor äußerst detailliert abgebildet. Andererseits sollen Wechselwirkungen konsistent erfasst werden. Gerade im Stromsystem führt das zu aufwändigen Modellierungen, weil der hohe Grad der Nutzung Erneuerbarer Energien eine stündliche Auflösung erforderlich macht.

Die Studie untersucht auch die Folgen eines geringeren Netzausbaus. Damit liefert sie Erkenntnisse darüber, was die verbreitete Annahme einer „Kupferplatte“ an Einschränkungen bedeutet.

Der Industriesektor wird mit dem Modell „Forecast-Industry“ abgebildet. Bei dem Modell handelt es sich um ein nachfrageseitiges Bottom-up-Modell. Die Industrie ist untergliedert in Subsektoren, denen Prozesse zugewiesen werden. Für den Subsektor Chemie werden 18 verschiedene Prozesse modelliert. Die Diffusion von Effizienztechniken wird auf Basis einer Amortisationsdauer simuliert. Die Dampferzeugung wird im Sinn einer Querschnittstechnologie modelliert, weil sie in einer Vielzahl unterschiedlicher Prozesse zum Einsatz kommt.

Um diese verschiedenen Anforderungen zu erfüllen, werden eine Reihe verschiedener Modelle miteinander gekoppelt. Die Kaskade aus neun Komponenten enthält verschiedene Iterationen.

1.4.4 Annahmen

Die Modelle arbeiten mit einer Reihe an Nebenbedingungen. Die wichtigsten unter ihnen sind:

- Die Strom- und Wärmenachfrage muss gedeckt werden.
- Der stündliche Einsatz einer Technologie wird von der installierten Leistung begrenzt. Das Modell kann also nur verfügbare Leistungen nutzen, also existierende und solche, die es zugebaut hat. Der Zubau erfolgt immer über eine Optimierung der Kosten.
- Lebensdauern von Technologien werden berücksichtigt. Auch kann das Modell einen endogenen Rückbau betreiben.
- In den meisten Szenarien werden CO₂- Preise vorgegeben. Dies erleichtert die Kopplung der Modelle hin zu den Nachfragesektoren. Die AutorInnen der Studie verweisen auf die Möglichkeit der Modelle, für CO₂ sowohl Preise als auch Obergrenzen vorzugeben.
- Verschiebungen durch Nachfragemanagement sind begrenzt.
- In einzelnen Modellen können weitere Nebenbedingungen gesetzt werden.

Das Modell geht für die Grundstoffchemie von einem Wachstum von 12% bis 2050 gegenüber 2010 aus. Die sonstige Chemie wächst im gleichen Zeitraum 17%. Bis 2050 reduziert sich die Zahl der Beschäftigten im Sektor um 50%.

1.4.5 Ergebnisse

Als größte Herausforderung identifiziert die Studie die Sicherung der Akzeptanz des Transformationsprozesses. Zwar kann diese Aussage nicht aus der Anwendung der Modelle gezogen werden. Er ist vielmehr eine sozialwissenschaftliche Deutung. Der Umfang der erforderlichen Maßnahmen lässt sie jedoch schlüssig erscheinen. Denn der dargestellte Wandel erfordert von Bürgern und Unternehmen die Bereitschaft, sowohl Verhalten als auch Investitionsentscheidungen und Geschäftsprozesse zu ändern.

Der Schwerpunkt der zum Zeitpunkt der Untersuchung veröffentlichten Szenarien liegt auf dem 80%-Ziel. Die Schlussfolgerungen zum einzigen bislang vorliegenden 95%-Szenario sind eher grundsätzlicher Natur und insgesamt eher skeptisch bis zurückhaltend. Die nachfolgenden Darstellungen tragen dieser Schwerpunktsetzung Rechnung.

Energiesystem

Aufgrund des Forschungsdesigns liefert die BMWi-Studie vorrangig Erkenntnisse zum Energiesystem.

Die energie- und klimapolitischen Ziele werden als „sehr ambitioniert“ eingeordnet. Der Einsatz neuer Technologien und Konzepte ist in allen Bereichen der Wirtschaft erforderlich. Dabei bestehenden neben technischen und ökonomischen Herausforderungen zahlreiche Unsicherheiten, etwa in Bezug auf die Kosten von Energiespeichern.

Energieeffizienz ist eine zentrale Säule der Erreichung der Klimaziele. Einerseits hilft sie dabei, kurz- und mittelfristig Emissionen zu reduzieren. Andererseits ist sie langfristig bedeutsam, um knappe Ressourcen wie Biomasse möglichst effizient einzusetzen. Häufig ist sie zudem Voraussetzung für die Substitution fossiler Energieträger durch Erneuerbare.

Die Flexibilisierung der Gesamtsystems durch Sektorkopplung, vor allem durch Power-to-Heat und Elektromobilität, erlaubt die Integration eines höheren Anteils an Erneuerbaren Energien. Auch kommt ihr eine große Bedeutung zu, wenn die Übertragungsnetze nicht stark ausgebaut werden, auch hier dient die Sektorkopplung der Bereitstellung von Flexibilität.

Eine sehr wichtige Option zur Flexibilisierung ist der Ausbau von Transportkapazitäten im Übertragungsnetz. Dies gilt auch, wenn verstärkt auf Erdkabel gesetzt wird, wenngleich dies mit höheren Kosten verbunden ist. Stark ausgebaute Netze schaffen auch innereuropäisch Flexibilität, weil sie der Tatsache Rechnung tragen, dass die Wetterbedingungen quer durch Europa oft unterschiedlich sind.

Ein Ausbau des Übertragungsnetzes ist deutlich über die heute beschlossenen Maßnahmen hinaus kosteneffizient. Wird Windenergie stärker im Süden Deutschlands ausgebaut, spart dies kaum Übertragungsnetzausbau. Auch im Ausland ist Übertragungsnetzausbau in großem Umfang erforderlich.

Biomasse sollte langfristig in bestimmten Industrieprozessen sowie dem Luft- und Seeverkehr genutzt werden, weil hier oft nur vergleichsweise teure Alternativen zur Biomassenutzung bestehen, um CO₂ zu reduzieren.

Der Ausbau von Speichern erweist sich in den Modellrechnungen nur in Ausnahmefällen als eine kosteneffizientere Form der Integration Erneuerbarer Energien.

Die Defossilisierung führt hinsichtlich des Stromsystems zu steigenden Kosten. Langfristig jedoch erreichen die spezifischen Kosten der Stromversorgung wieder das heutige Niveau.

Technologie

Für die Industrie sieht die BMWi-Studie einen grundlegenden Wandel voraus, zumal bei anhaltendem wirtschaftlichem Wachstum. Die Umstellung der industriellen Produktion erfordert vielfach neue Technologien, Prozesse und andere Stoffnutzungskonzepte. Wichtige Optionen sind dabei die

Nutzung der nur eingeschränkt zur Verfügung stehenden Biomasse und von Strom, aber auch die Abscheidung und Speicherung von CO₂ durch CCS.

Dieser Umstellungsdruck stellt für Branchen, die im internationalen Wettbewerb stehen, eine große Herausforderung dar. Der CO₂-Preis aus dem Emissionshandel reicht nach Sicht der Verfasser nicht aus, um den benötigten Wandel einzuleiten: Zwar sagt die Modellierung im Basisszenario für 2050 einen Preis von 100 €/t CO₂ voraus. Weil aber viele Entscheidungen sowohl für Investitionen als auch für Emissionen teilweise bereits um das Jahr 2020 herum getroffen werden müssen, sind die verbleibenden Zeiträume insgesamt sehr kurz.

Power-to-gas ist zur Erreichung eines 80%-Ziels nicht erforderlich bzw. nicht wirtschaftlich. Dies gilt sowohl für Wasserstoff wie auch für synthetische Kohlenwasserstoffe.

Für die Industrie ist CCS eine wichtige Minderungsoption. Die Studie geht davon aus, dass für einige emissionsintensive Prozesse kaum alternative Minderungsoptionen bestehen könnten. Es kommt gemäß der Studie nach 2030 in großem Umfang zum Einsatz bei der Produktion von Stahl, Klinker, Ammoniak, Ethylen und Methanol. Im Jahr 2050 steigt im Basisszenario, das auf -80% Minderung hinausläuft, die Vermeidung durch CCS auf 42% (37 MT CO₂ p.a.) der noch anfallenden Industrieemissionen. Besonders hoch ist die Abscheiderate in der Chemieindustrie, hier liegt sie bei 95%. Die nachstehende Tabelle aus dem Dokument verdeutlicht dies.

Tabelle 18: Verbleibende Brutto-THG-Emissionen im Industriesektor im Jahr 2050 nach Szenario, Subsektor und Energieträger inkl. Abscheidung und Speicherung

Szenario	Branche	THG Emissionen (ohne CCS)					Summe	Abzug CCS	Netto
		biogene Brstoffe	Erdgas	Kohle	Sonstige	Prozess			
Basis	Ernährung und Tabak	0,3	2,5	0,6	-	-	3,4	-	3,4
	Fahrzeugbau	0,2	0,8	0,2	0,1	-	1,3	-	1,3
	Gew. von Steinen und Erden	0,0	0,2	0,1	0,0	-	0,2	-	0,2
	Glas u. Keramik	0,1	2,1	0,1	-	1,3	3,6	-	3,6
	Grundstoffchemie	1,2	7,5	0,6	1,8	9,9	21,0	21,1	- 0,1
	Gummi- u. Kunststoffwaren	0,1	0,3	0,1	-	-	0,5	-	0,5
	Maschinenbau	0,1	0,8	0,1	-	-	1,0	-	1,0
	Metallbearbeitung	0,2	1,1	0,2	-	-	1,5	-	1,5
	Metallerzeugung	0,1	3,2	8,8	1,0	-	13,0	9,6	3,4
	NE-Metalle- gießereien	0,1	1,3	1,0	0,2	0,5	3,2	-	3,2
	Papiergewerbe	0,6	1,0	0,8	-	-	2,4	-	2,4
	Sonstige chemische Industrie	0,2	1,2	0,3	-	-	1,7	-	1,7
	Sonstige Wirtschaftszweige	0,9	1,6	0,4	-	-	2,9	-	2,9
	Verarbeitung v. Steine u. Erden	0,4	2,2	1,3	0,9	10,5	15,3	4,6	10,7

Abbildung 1: Verbleibende Emissionen 2050 im Basisszenario (80% Minderung)

Rohstoffe

Als einzige Studie diskutiert die des BMWi eingehend die Verfügbarkeit von Biomasse. Die Grundlage hierfür ist der Stand der Forschung, eine eigene Analyse wird nicht durchgeführt. Die Studie unterscheidet zwischen Anbaubiomasse, Reststoffen und Abfallstoffen. Für Rest- und Abfallstoffe liegen die Potentiale der verschiedenen untersuchten Studien zwischen 700 und 900 PJ/a. Deutlich anders sieht es bei der Anbaubiomasse aus, hier reicht die Bandbreite von einer Fläche zwischen 0 und 7 Mio ha. Die Studie geht für 2050 von einem mittleren Wert von insgesamt 3,6 Mio ha aus.

Ein anderer Ansatz ist das Konzept eines globalen Pro-Kopf-Biomassebudgets. Dieser weist für Deutschland 2050 ein Bioenergiebudget von 770 bis 2.310 PJ/a aus. Allerdings ist dieser Ansatz mit großen Unsicherheiten verbunden. Unter anderem vernachlässigt er den hohen Flächenfußabdruck Deutschlands in anderen Ländern. Deshalb wird die Weiterentwicklung des Ansatzes hin zu einem Pro-Kopf-Flächenbudget empfohlen.

Aktuell wird Biomasse überwiegend importiert. Auch für die Zukunft ist aufgrund der globalen Struktur der Agrarmärkte mit internationalem Handel von Biomasse zu rechnen.

Die Studie weist darauf hin, dass die meisten Studien zu Potentialen von Energiepflanzen zwar von einer bilanziellen Selbstversorgung Deutschlands mit Lebens- und Futtermitteln ausgehen. Allerdings

könnte ein Beitrag Deutschlands zur globalen Ernährungssicherheit einer steigenden Weltbevölkerung implizieren, dass für Non-food-Zwecke wie Bioenergie keinerlei Fläche zur Verfügung stünde.

Wesentlich ist auch die Frage, welche Energiepflanzen angebaut werden. So unterscheidet sich der Energieertrag verschiedener Ölpflanzen teilweise um Faktoren von 3 (Zuckerrohr vs. Mais) bis 7,7 (Soja vs. Ölpalme).

In der Gesamtsicht geht die Studie von einem Gesamtbiossepotential 2050 von 1.434 PJ/a aus.

Interdependenzen – Sektorkopplung und Circular Economy

Bemerkenswert erscheint an dieser Stelle, dass sich in den zentralen Ergebnissen und Schlussfolgerungen des umfangreichen BMWi-Gutachtens (Modul 0) kaum Verweise auf mögliche Interdependenzen zwischen Sektorkopplung und Kreislaufwirtschaft finden lassen.

Als zentrale Elemente zum Erreichen der Klimaschutzziele werden hier die Energieeffizienz sowie die Umstellung der Energieversorgung in den Sektoren Wärme und Verkehr auf erneuerbare Energieträger genannt, welche einen entsprechenden Ausbau der Übertragungsnetze mit sich bringen.

Es wird lediglich erwähnt, dass bei anhaltendem Wirtschaftswachstum eine Umstellung der industriellen Produktion und in vielen Bereichen neue Technologien, Prozesse und andere Stoffnutzungskonzepte erforderlich werden. Neben Energieeffizienztechnologien sowie Strom- und Biomasseeinsatz und CCS werden eine zügig steigende Nutzung von Sekundärrohstoffen sowie das stärkere Wirtschaften in Kreisläufen genannt.

Die Hauptstudie geht hingegen stärker auf die weitere Verwendung von CO₂ vor allem im Rahmen der Energieversorgung ein. Die stoffliche Nutzung von CO₂ als Edukt für synthetisch hergestellte Produkte (CCU) wird ebenfalls thematisiert. Für den Bereich der Chemieindustrie werden beispielhaft die Herstellung von Ammoniak und Methanol zitiert. Für die Ammoniaksynthese nach Haber-Bosch-Verfahren werden Stickstoff und Wasserstoff eingesetzt. Der Wasserstoff wird derzeit über Dampfreformation oder partielle Oxidation aus Erdgas gewonnen. Eine Umstellung auf Elektrolyse-Wasserstoff wäre mit heutigen Techniken möglich. Abhängig von der Stromerzeugung kann die Ammoniakherstellung so vollständig CO₂-neutral werden. Bei einer weitgehenden Umstellung könnten so im Jahr 2050 25 TWh Erdgas durch etwa die gleiche Energiemenge Strom ersetzt werden [Wietschel et al. 2015]. In ähnlicher Weise könnte auch der Wasserstoffbedarf für die Herstellung von Methanol anstatt über Dampfreformation über Elektrolyse hergestellt und so im Jahr 2050 etwa 15 TWh Erdgas durch etwa 15 TWh Strom substituiert werden [Wietschel et al. 2015].

Neben dieser stofflichen Bindung von CO₂ geht die Studie auch auf künstliche CO₂-Senken ein. Als künstliche CO₂-Senken werden in der Studie beispielhaft Biomasse-CCS und die Abscheidung von CO₂ aus der Luft und gleichzeitige Bindung in Natriumhydroxid oder in Aminen sowie Ansätze zur höheren CO₂-Aufnahme von Meeren diskutiert.

Vor dem Hintergrund eines 95 %-Ziels betont die Studie, dass einige dieser Maßnahmen das Potential haben, ökonomisch günstiger oder einfacher umsetzbar zu sein als ihre alternativen Reduktionsoptionen. Es könnte insbesondere in den späteren Jahren des Transformationsprozesses günstiger sein, CO₂ über Senken zu kompensieren als die letzten CO₂-Quellen restlos zu eliminieren.

Das Wissen über die künstlichen Senken ist derzeit zu begrenzt, um sie angemessen als Alternativen für CO₂-Minderungen bewerten zu können. Des Weiteren sind die voraussichtlichen Kosten sehr hoch. In der Studie wird daher nicht davon ausgegangen, dass künstliche CO₂-Senken neben dem eventuell zweckmäßigen Einsatz von Biomasse in CCS-KWK-Kraftwerken bis 2050 eine bedeutende Rolle in der CO₂-Reduktion spielen werden.

Unabhängig von der mehrmaligen Nutzung von Kohlenstoff gehen die Ersteller der Studie davon aus, dass bis 2050 ein ambitionierter Trend hin zu mehr Recycling und Sekundärproduktion stattfinden wird, allerdings eher im Bereich von Sekundäraluminium, Elektrostahl und Recyclingpapier und weniger in der chemischen Produktion.

Wenngleich eine Steigerung von Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft weniger von lock-in Effekten betroffen ist, so sind dennoch bereits heute Maßnahmen und Weichenstellungen nötig. Alleine aufgrund der Vielzahl der betroffenen Akteure auf allen Ebenen der Wertschöpfungskette kann in diesem Feld kein abrupter Wandel stattfinden.

Politik und Regulierung

Insgesamt spricht die eher technisch orientierte Studie kaum Handlungsempfehlungen aus. Gleichwohl können diese gut aus den sachlichen Aussagen abgeleitet werden, wie sie in den vor- und nachstehenden Kapiteln zusammengefasst sind. Als Beispiele hierfür seien die Notwendigkeit einer intensiven europäischen Kooperation und die Glaubwürdigkeit im Hinblick auf die klimapolitischen Ziele als zentraler Faktor für ein Gelingen der Transformation genannt.

Zum 95%-Szenario, für das bislang erst eine Szenarioauswertung vorliegt, formuliert die Studie eine Reihe Maßnahmen. Diese umfassen eine Stärkung des EU-weiten CO₂-Preissignals, eine Beschleunigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien, eine zeitnahe Entscheidung über die Rolle von CCS, einen Ausstieg aus PKW mit Verbrennungsmotoren, eine schnelle und tiefe Sanierung der Gebäude, den Ausbau und die Verdichtung der Wärmenetze und eine Stärkung der Transformationsanreize im Industriesektor.

Kosten

Die Studie vergleicht im Berichtsmodul 3 die annualisierten Differenzkosten zwischen Basis- und Referenzszenario sowohl auf Sektorebene als auch als Gesamtergebnis für Deutschland. Dabei werden zu erwartende Fixkosten (Investitionen inklusive Wartung und Instandhaltung) und Energieträgerkosten aufgeschlüsselt und in der Gesamtrechnung summiert. Während in der Gesamtbetrachtung für Deutschland die Fixkosten wie erwartet über die Jahre steigen, gehen die Autoren von deutlich sinkenden Energieträgerkosten aus. Diese Entwicklungen variieren innerhalb der untersuchten Sektoren bzw. Subsektoren. Für das Jahr 2050 gehen die Autoren von jährlichen Zusatzkosten von ca. 15 Mrd. € im Basisszenario gegenüber dem Referenzszenario aus. Dabei stehen jährlich zusätzlich Fixkosten von ca. 27,5 Mrd. € Einsparungen bei den Energieträgerkosten von ca. 12,5 Mrd. € gegenüber. Mit Blick auf die Energieträgerkosten heben die Autoren hervor, dass diese das Resultat unterschiedlicher, zum Teil gegenläufiger Prozesse, wie Effizienzsteigerungen und Energieträgerpreisentwicklung, sind.

1.5 ESYS

1.5.1 Über die Studie

Die Studie „Sektorenkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems“ wurde im Rahmen des Projekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) von der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Acatech und der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften erstellt. Die Studie ist im November 2017 erschienen. Sie wird im Folgenden als „ESYS“ abgekürzt.

1.5.2 Forschungsfrage

Die Studie untersucht die Frage, welche Rolle in künftigen Energiesystemen der Sektorenkopplung zukommt, also der Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Vier zentrale Komponenten werden analysiert: Die direkte Elektrifizierung; die Erzeugung von Wasserstoff als Energieträger; die Umwandlung von Wasserstoff in synthetische Gase und Brenn- und Kraftstoffe; und die Energiegewinnung aus Biomasse, Solarthermie und Geothermie.

1.5.3 Methoden

Die Studie geht aus von einer Betrachtung des heutigen Energiesystems. Sie stellt anschließend die technischen Optionen für alle genannten Anwendungsbereiche dar und bewertet die Entwicklungspotentiale. Es folgt eine Untersuchung aktueller Energieszenarien auf die Bedeutung der Sektorkopplung hin.

Die Studie enthält auch eigene Berechnungen zur Analyse der Auswirkungen eines zeitgerechten Erreichens der Klimaziele. Dabei werden die CO₂-Ziele für alle einzelnen Jahre erreicht. Die Kosten werden entsprechend ermittelt, die Zielfunktion ist es, das Minimum der kumulierten Gesamtkosten zu ermitteln. Es folgt eine Betrachtung ökonomischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Aspekte. Untersucht werden Zielwerte zwischen -60 und -90% für 2050, also nicht das -95%-Ziels.

1.5.4 Annahmen

Das Rechenmodell nimmt eine „Kupferplatte“ an. Es geht davon aus, dass es keine CO₂-Kostenbelastung für Industrieunternehmen gibt. CCS findet keine Anwendung. Die Stromnachfrage der Industrie ist als Basisstromlast abgebildet, lediglich die brennstoffbasierte Bereitstellung von Prozesswärme wird aus statistischen Daten hergeleitet. Die Basisstromlast wird als konstant angenommen. Auch die Kuppelleistung zum Ausland ist konstant. Das Biomasse-Angebot bleibt auf dem heutigen Niveau von 300TWh. Es werden drei Optionen für PtX berücksichtigt: Wasserstoff-Elektrolyse, Herstellung von synthetischen Flüssigkraftstoffen, Methanisierung. Der Kernausstieg wird wie beschlossen modelliert. Die Energiewende wird schwerpunktmäßig im nationalen Kontext betrachtet, unter Berücksichtigung europäischer Kontexte wie ETS und Energieimporte/-exporte. Vorrangige Ziele bei der Modellierung sind Klimaschutz und Versorgungssicherheit.

1.5.5 Ergebnisse

Die Studie konstatiert einen klaren Handlungsbedarf: Eine Fortschreibung der Trends der letzten Jahre hieße, dass die Klimaziele für 2030 deutlich verfehlt würden, mit Ausnahme des EE-Anteils.

Sektorkopplung, der Fokus der Studie, wird als ein notwendiger Bestandteil der Energiewende beschrieben. Je ambitionierter die Klimaziele, umso enger müssen Strom, Wärme und Verkehr gekoppelt werden.

Neben der eigenen Modellierung liegt ein Schwerpunkt der Studie liegt auf der Diskussion des Status quo und der erforderlichen Rahmenbedingungen für eine Transformation. Dem trägt die nachfolgende Darstellung in ihrer Gewichtung Rechnung.

Technologien und Energiesystem

Die beiden Punkte sind hier zusammengefasst, da technologische Aspekte sich in dieser Studie primär auf Technologien des Energiesystems beziehen.

Der Bedarf an Primärenergie ist wesentlich durch Wandlungsverluste bestimmt. Dies betrifft im bestehenden System gleichermaßen die Umwandlung von Primär- in Endenergie (also Umwandlungs- und Leitungsverluste) und die Umwandlung von Nutz- in Endenergie (durch Umwandlungsverluste und ineffiziente Anwendungen).

Im beschriebenen Energiesystem spielen Photovoltaik und Windkraftanlagen die Hauptrolle in der Stromerzeugung. KWK-Anlagen und Gaskraftwerke sind erforderlich, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Gaskraftwerke dienen als Back-up, KWK-Anlagen zur Verknüpfung des Stromsektors mit der Wärmeversorgung. Insgesamt bleibt eine hohe Zahl flexibler Kraftwerke im System.

Im Wärmesektor kommt es zu einem großen Anteil elektrisch bereitgestellter Heizenergie und zur Flexibilisierung durch thermische Speicher, die gegenüber heute um ein Vielfaches zunehmen. Im Verkehrssektor ist die Umstellung auf Wasserstoff und E-Mobility zentral. Umwandlungstechnologien wie Elektrolyseure, Sabatierprozesse und wasserstoffbasierte Erzeugung von Kraftstoffen werden mittel und langfristig relevant.

Die Kopplung der Sektoren Wärme und Verkehr muss bereits 2030 erheblich fortgeschritten sein. Elektrolyseure und Kraftstoffsynthese sind dann bereits eine Option im Energiesystem

Politische Rahmenbedingungen

Durch die Kopplung der Sektoren ist es künftig nicht mehr zielführend, die Märkte für Kraftstoffe, Strom und Wärme regulatorisch jeweils gesondert zu betrachten. Der Grund hierfür liegt darin, dass

die Verfasstheit von Märkten und ihre Regulierung durch die enge Verzahnung auch Auswirkungen auf andere Märkte hat.

Die Studie fordert ein einheitliches „CO₂-Preissignal“, CO₂ soll also in allen Sektoren gleich viel kosten.

Die Studie fordert einen Vorrang europäischer CO₂-Reduktionsziele vor nationalen Zielen, um kosteneffizient zu mindern. Die Voraussetzung hierfür ist eine umfassende Zusammenarbeit der Staaten, etwa beim grenzüberschreitenden Netzausbau. Im Moment liegt der Schwerpunkt in Deutschland jedoch auf der deutschen Energiewende. Unilaterales Vorgehen kann jedoch bestimmte, nicht genannte energie- und handelsintensive Sektoren im internationalen Wettbewerb benachteiligen. Um dies zu verhindern, können Border Tax Adjustments oder zeitlich begrenzte Ausnahmen angewendet werden.

Am Status quo wird die sehr unterschiedliche Energiebesteuerung kritisiert. Eine Diskriminierung besteht sowohl zwischen Energieträgern, die chemisch ähnlich sind, aber unterschiedlich verwendet werden, als auch zwischen chemisch verschiedenen Energieträgern, die gleich verwendet werden.

Der momentan sehr niedrige CO₂-Preis im Wärmesektor kann z. B. hemmend auf den Einsatz von Wärmepumpen, Heizstäben und erdgasbasierten Brennkesseln wirken. Dies gilt insbesondere, wenn die Gesamtbelastung betrachtet wird.

Auch die Stromsteuer wird kritisiert, weil sie unabhängig von der CO₂-Intensität erhoben wird. Außerdem ist sie ein Beispiel für Mehrfachregulierung. Die Kritik an Mehrfachregulierung ist eine der Kernaussagen, sie führe zu volkswirtschaftlich nicht optimalen Reduktionen.

Das Verhältnis des Strompreises im Vergleich zu anderen Energieträgern ist entscheidend für die Frage, in welchem Maße fossile Technologien durch strombasierte ersetzt werden. Die Studie geht davon aus, dass die Durchschnittsstrompreise absehbar weiter steigen.

Hohe Strompreise können die Kosten der Energiewende senken, weil sie zu Energieeinsparungen und Effizienzsteigerungen führen oder nicht-strombasierte Minderungsmaßnahmen anreizen.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien sollte idealerweise technologieneutral und europäisch über einen reformierten EU-Emissionshandel vorangetrieben werden. Was dies genau bedeutet, bleibt allerdings offen.

Eine wichtige Aufgabe des Staates besteht in der kontinuierlichen Überprüfung neuer Märkte auf Einschränkungen der Wettbewerbsbedingungen hin, etwa im Bereich der sich schnell entwickelnden Ladeinfrastrukturen für E-Mobility.

Grundsätzlich soll der politisch-regulatorische Rahmen Verlässlichkeit bieten. Die Notwendigkeit einer gewissen Flexibilität wird jedoch mit Blick auf disruptive Entwicklungen herausgestellt.

Interdependenzen – Sektorkopplung und Circular Economy

CCU ist laut Studie ein Beitrag zur Kreislaufwirtschaft und hilft durch Wiederverwendung von CO₂ bei der Vermeidung von Emissionen. Dabei kann maximal der Anteil eingespart werden, der wiederverwendet wird, abzüglich jener zuzüglichen Emissionen, die durch Abtrennung, Transport und Aufreinigung eventuell anfallen.

Entscheidend ist nicht die Dauer der Rückhaltung des CO₂, sondern die Substitution eines anderweitig fossil zur Verfügung gestellten Stoffes. Synthetische Brenn- und Kraftstoffe substituieren die entsprechenden fossilen Substanzen, deren Verbrennung zu zusätzlichen Emissionen geführt hätte. Im Falle einer Umwandlung auf Basis erneuerbarer Energien fallen vereinfachend nur die Emissionen der ursprünglichen CO₂-Quelle an, sodass die letztendliche Verbrennung des synthetischen Brenn- oder Kraftstoffes als klimaneutral angesehen werden kann.

Da die mit Power-to-X-Technologien bereitgestellten Brenn- und Kraftstoffe kompatibel zur bestehenden Infrastruktur und zu existierenden Anwendungstechnologien sind, muss weder eine neue Infrastruktur aufgebaut werden, noch müssen die Anwendungstechnologien ausgetauscht werden. Darüber hinaus vermindert sich mit zunehmendem Ausbau die Einfuhr der entsprechenden substituierten fossilen Energieträger, insbesondere Öl und Gas. Durch die Erschließung dieser de facto neuen einheimischen Rohstoffquelle wird daher eine höhere Unabhängigkeit von den bisherigen Lieferanten der entsprechenden fossilen Rohstoffe erreicht. Eine Alternative zur heimischen Herstellung ist allerdings der Import künstlicher Kraft- und Brennstoffe aus Ländern mit besseren Bedingungen für die Implementierung erneuerbarer Energien.

Die Studie spricht unterschiedliche Produktionsverfahren an. Für die Chemieindustrie sind dies u.a. Ethylen, Propylen, Ammoniak und Chlor. Einige der Verfahren stoßen prozessbedingt Treibhausgase aus, zusätzlich zu eventuellen energiebedingten Emissionen, da Kohlenstoff (aus fossilen Energieträgern oder aus karbonatischen Mineralien) als CO₂ emittiert wird. Diese Emissionen sind unabhängig von der Effizienz des Prozesses und können nicht vermieden werden. Nur ein Wechsel zu einem anderen Herstellungsverfahren oder der Einsatz von CCS- oder CCU-Technologien kann laut Studie hier zu einer Emissionsminderung führen.

Im Gegensatz zum Großteil der anderen Studien spricht diese Studie auch CO₂-Einsparungen durch erhöhtes Recycling an. Eine Erhöhung der Recyclingquote ist eine vielversprechende Option zur Reduzierung des Energiebedarfs in der Grundstoffindustrie, da viele Grundstoffe ohne Qualitätsverlust recycelt werden können. Das Recycling ist in der Regel deutlich weniger energieaufwendig als die Herstellung der Primärschubstanz. Allerdings hängt der mögliche Beitrag des Recyclings von der weiteren Entwicklung des Verbrauchs, der Lebensdauer der entsprechenden Produkte und der Rückführungsquote ab. Die Herausforderungen liegen hauptsächlich in der Logistik bezüglich Sortenreinheit, Aufarbeitung der rückgeführten Produkte und möglicher Anwendungen, da nicht alle Materialien bei angemessenem Aufwand auf die gleiche Qualität wie die Primärprodukte zurückgeführt werden können.

Kosten

Ziel der Berechnungen im Rahmen des der Studie zu Grunde liegenden Modells REMod-D ist es, einen kostenoptimierten Transformationspfad vom heutigen Energiesystem zu einem Energiesystem für alle Verbrauchssektoren im Jahr 2050 unter Einhaltung definierter CO₂-Obergrenzen herzuleiten. Dabei liegt der Fokus der Analysen auf Deutschland und den dafür notwendigen nationalen Ressourcen (kein Import von erneuerbaren Brenn- oder Kraftstoffen). Basierend auf diesen Annahmen und Restriktionen und dem im Jahr 2013 existierenden Anlagenbestands (Wandlungs- und Nutzungstechnologien) errechnet das Modell abhängig vom Ambitionsgrad die zukünftigen optimalen Systemkosten (Investitionen, Wartung, Betrieb, Brennstoffkosten etc.). Zugleich werden Effizienzsteigerungen im Bereich der Stromnutzung (-20% bis 2050) unterstellt. Im Ergebnis zeigt sich, dass sich die systemischen Gesamtkosten mit steigendem Ambitionsgrad der zu erreichenden THG-Emissionen stark erhöhen. Im Vergleich zum Referenzszenario (ca. 4.040 Mrd. € systemische Gesamtkosten), das eine Reduktion der energiebedingten Emissionen bis 2030 um 40% (Wert danach konstant) unterstellt, würden im optimierten Energiesystem unter Annahme eines avisierten 60% Reduktionsziels bis 2050 kumulierte systemische Mehrkosten von ca. 300 Mrd. € anfallen. Im Falle ambitionierterer Ziele, wie bspw. -85% bis 2050, zusätzlich ca. 2000 Mrd. € gegenüber dem Referenzfall. Die Autoren weisen explizit darauf hin, dass die genannten Zahlen auf Grund der Komplexität des Systems großen Unsicherheiten unterliegen.

1.6 MWV

1.6.1 Über die Studie

Die Studie „Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende“ der Prognos AG, des Fraunhofer Instituts für Umwelt- Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT und des Deutschen Biomasseforschungszentrums DFBZ ist im Mai 2018 erschienen. In Auftrag gegeben wurde die Studie im April des Jahres 2017 von den Verbänden der deutschen Mineralölwirtschaft. In einer ersten Phase der Studie wurden technologische Grundlagen, die sog. Technologiepfade, erarbeitet. In einer anschließenden zweiten Phase wurden Szenarien erstellt, die die Energiewende unter besonderer Berücksichtigung von Power-to-X untersuchen. Der Schwerpunkt der Studie liegt auf flüssigen Energieträgern (Power-to-Liquid, PtL).

1.6.2 Forschungsfrage

Untersucht werden die aktuelle und zukünftige Bedeutung von Mineralöl in Deutschland, und dessen Substituierbarkeit durch flüssige Energieträger auf Basis Erneuerbarer Energien oder Biomasse.

Die Studie nennt sechs Fragestellungen, die nachfolgend wiedergegeben werden:

- Welche Bedeutung hat heute Mineralöl als Energieträger, Rohstoff und Wirtschaftsfaktor für Deutschland und welche Bedeutung haben langfristig flüssige Energieträger und Rohstoffe in den einzelnen Verbrauchssektoren? Wo werden sie nicht oder nur schwer zu ersetzen sein?
- Welchen Beitrag können flüssige Energieträger und Rohstoffe auf Basis von Biomasse leisten, um die THG-Emissionen zu reduzieren?
- Welchen Beitrag kann das in Deutschland verfügbare Potenzial erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung zur THG-Minderung in den, Verbrauchssektoren leisten?
- Welche technologischen Fortschritte und welche Kosten für die Herstellung weitgehend treibhausgasneutraler flüssiger (und gasförmiger) Energieträger und Rohstoffe sind erreichbar?
- Welche Perspektiven für flüssige Energieträger und Rohstoffe ergeben sich aus den Ergebnissen, wenn in Deutschland der Ausbau der erneuerbaren Energien weniger stark erfolgt als erforderlich?
- Welche Schlussfolgerungen für die Gestaltung der Klimaschutzpolitik ergeben sich aus den Untersuchungsergebnissen?

1.6.3 Methoden

Um diese Fragestellungen zu untersuchen, wurden in einer ersten Projektphase zunächst drei verschiedene sogenannte Technologiepfade erarbeitet. Sie ermitteln die Potentiale zu den technologischen Schwerpunkten Power-to-X, Erneuerbare Energien für die Stromerzeugung und Biomassenutzung in Deutschland. Anschließend wurden Szenarien erstellt, die die künftige Rohstoff- und Energieversorgung Deutschlands beschreiben. Das Referenzszenario entspricht dem der BDI-Studie (für eine Beschreibung wird explizit auf die BDI-Studie verwiesen.). Zwei weitere Szenarien untersuchen die Erreichung der Treibhausgas-Ziele von -80% und -95% im Jahr 2050 ggü. 1990. Neben den Klimazielen ist die Versorgungssicherheit eine Randbedingung. Eine Optimierung der volkswirtschaftlichen Kosten erfolgte nicht. Stattdessen erfolgt die Betrachtung der Kosten aus Verbrauchersicht. Die Klimaziele werden in den Szenarien durch einen Technologiemix erreicht. Die Herstellung der PtL-Rohstoffe erfolgt überwiegend im Ausland auf Basis von Strom aus Erneuerbaren Energien, hierfür sind erhebliche Investitionen im Ausland erforderlich.

1.6.4 Ergebnisse

Technologie/Prozesse

Die Studie untersucht im zweiten Untersuchungsteil die Potentiale, die sich mit drei Technologiepfaden verbinden.

Bei der Untersuchung der Potentiale zur Erzeugung synthetischer flüssiger und gasförmiger Energieträger aus „erneuerbarem Wasserstoff“ und aus Kohlendioxid legen die Autoren ihren Fokus auf die flüssigen Energieträger mit ihren großen Potentialen für eine treibhausneutrale Gewinnung (PtL) und absehbare Nachfrage (v. a. im Verkehrssektor). Dabei reflektieren sie die bessere Transportierbarkeit insbesondere gegenüber gasförmigen Energieträgern.

Sie befassen sich dabei im Kern mit der Fischer-Tropsch-Synthese-Technologie, da sich diese gut in die bestehende Infrastruktur integrieren lässt. Daneben betrachten sie mit der Methanolsynthese und der Polyoxymethylenethersynthese auch zwei weitere Technologien.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass PtL nach heutigem Kenntnisstand unverzichtbar sind, wenn eine weitgehend treibhausgasneutrale Energieversorgung geschaffen werden soll. Aufgrund der künftig fortbestehenden Bedarfe für flüssige Energieträger beschreiben die Autoren die Entwicklung des Power-to-Liquid-Technologiepfads tatsächlich als eine No-Regret-Maßnahme. Zudem stellen sie fest, dass flüssige Energieträger gegenüber strombasierten Minderungsoptionen wettbewerbsfähig sein werden. Derzeit werden 16% des Mineralölaufkommens in Deutschland in diesem Sinne eingesetzt und decken dabei 75% des Rohstoffbedarfs der organischen Chemie zu decken. In der chemischen Industrie sind flüssige Energieträger kaum zu ersetzen, ebenso in Teilen des Verkehrssektors. Dagegen könnte ein teilweiser Ersatz fossiler Rohstoffe durch PtL in der Petrochemie den notwendigen Umfang des Einsatzes von CCS reduzieren helfen.

Der chemischen Industrie, insbesondere der Mineralölwirtschaft – die dann ggf. umzubenennen wäre – kommt durch den PtL-Ansatz eine Rolle als Enabler für eine Defossilisierung zu. Die Studie betont die Nutzbarkeit der künftigen flüssigen Energieträger (insbesondere PtL) im Rahmen der bestehenden Infrastruktur. In allen prognostizierten Verbrauchssektoren sei davon auszugehen, dass eine technische Umrüstung für den Einsatz nicht notwendig sei.

Wichtig für die großtechnische Anwendung sei ein allmählicher und stetiger Markthochlauf. Für die Zukunft hält die Studie fest, dass flüssige Energieträger gegenüber strombasierten Minderungsoptionen wettbewerbsfähig sein werden.

Die Kostenniveaus für den Einsatz der Technologie unterscheiden sich zwischen Deutschland und den untersuchten MENA-Regionen, da deutlich günstigeren äußeren Umständen (etwa Verfügbarkeit von Wind und Sonne).

Da zur Nutzung der Strommengen in Elektrolyseanlagen eine entsprechende Stromerzeugungskapazität bereitgestellt werden muss, die jene der Elektrolyseanlagen übersteigt, weisen die Autoren auf entsprechende Verluste hin. Effektiv sinke die Ausnutzungsrate der Strommengen auf Basis stündlicher Ertragssimulation auf nur mehr 93,5%.

Zudem bedingt eine größere Distanz zwischen Elektrolyseanlage und Stromgestehung höhere Stromkosten.

Energiesystem

Die Autoren gehen von einer starken Importquote für das Energiesystem in Deutschland aus. Daher sehen sie in Ihren Szenarien geringe Investition im Inland vor (bestehende Infrastruktur), dagegen aber umfangreiche Investitionen im Ausland. Zugleich rechnen sie mit insgesamt höheren Energiekosten. Aufgrund der Schwerpunktsetzung der Studie sind die Aussagen zum Energiesystem nicht allzu umfassend.

Interdependenzen – Sektorkopplung und Circular Economy

Vor dem Hintergrund, dass flüssige fossile Energieträger und andere fossile Rohstoffe eine erhebliche Bedeutung im Energiemix, bspw. bei der Erzeugung von Strom und Wärme sowie insbesondere im Bereich Mobilität, und bei der nicht-energetischen Nutzung (insbesondere Chemieindustrie) aufweisen, unterstreicht die Studie die grundlegenden Verbundeffekte, die in den für Deutschland wichtigen Sektoren Raffination, Petrochemie, Chemie und Kunststoffverarbeitung dadurch existieren. Darüber hinaus stellt die Studie fest, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit auch in Zukunft flüssige Energieträger in den Bereichen Verkehr, Industrie und Haushalte genutzt werden. Darauf basierend wird untersucht, inwieweit in diesen eng vernetzten Energie- und Produktionssektoren THG-neutrale flüssige Energieträger einen sinnvollen Hebel zur THG-Reduktion darstellen können, ohne dass jedoch dezidiert auf die Thematik „Sektorkopplung“ oder „Kreislaufwirtschaft“ eingegangen wird.

Mit Blick auf die zentrale Rolle von Raffinerien als Rohstoff- und Kraft-/Brennstofflieferant für diverse Sektoren arbeitet die Studie heraus, dass durch die Einkopplung von erneuerbaren Energien in den Produktionsprozess deutliche THG-Reduktionen erreicht werden können. Dies kann einerseits – in Abhängigkeit vom Emissionsfaktor der eingesetzten elektrischen Energie - durch die Nutzung von „grünem Wasserstoff“ aus der Wasserelektrolyse erfolgen. Andererseits hebt die Studie die Möglichkeit der Veränderung der Rohstoffbasis durch die Substitution von Rohöl durch synthetische Energieträger, wie PtL, und andere Rohstoffe (BtL) hervor. Laut Studie, könnten dabei bereits heute durch kleinere Änderungen in den Anlagenkonfigurationen ca. 20 Millionen Tonnen Rohöl durch strombasiertes PtL-Syncrude substituiert werden. Dieser Anteil könnte zukünftig unter Berücksichtigung signifikanter Änderungen der Anlagenkonfigurationen (ca. 15 % Mehrkosten im regelmäßigen Investitionszyklus der Raffinerien) weiter erhöht werden.

Da sich in diesem Zusammenhang die Produktausbeuten der Anlagen verschieben würden, hebt die Studie hervor, dass Standorte innerhalb eines Chemieverbundes deutliche Vorteile realisieren könnten, da eine zusätzliche Absatzflexibilität vorläge. Vor dem Hintergrund, dass diverse Raffinerieprodukte wie Rohbenzin, leichte Heizöle, Naphta und LPG als Ausgangsstoffe für verschiedenste chemische Produkte fungieren, wären die Effekte in der THG-Bilanz direkt in den weiterverarbeitenden bzw. energetisch nutzenden Sektoren darstellbar. Die Studie unterstreicht allerdings parallel dazu und unter Einbezug der Ergebnisse der DECHEMA-Studie, dass die Mehrkosten für die Einbindung von erneuerbaren Energien (höherer Energiebedarf und zugleich

geringere Effizienz als bei der fossilen Synthese) sich direkt auf den Preis von chemischen Rohstoffen auswirken. Im PtX 80 Szenario der Studie wären die erneuerbaren Energien basierenden Rohstoffe nicht wettbewerbsfähig gegenüber dem Fossilen und werden von den Autoren der Studie als „[...] letzte Option gesehen und gegenüber alternativen Möglichkeiten zurückgestellt“.

Politik und Regulierung

Zur Nutzung der Potentiale der PtL-Technologie sind laut Studie Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen auf Seiten von Unternehmen und Wissenschaft gefragt. Die Studie spricht sich konkret auch für eine staatliche PtL-Roadmap aus, die den systematischen Markthochlauf der PtL-Technologie fördert.

Für die Forschungsförderung heißt dies neue Technologien auf dem Weg hin zur großtechnischen Anwendung zu unterstützen. Dazu nennt die Studie in einem separaten Kapitel selektiv Forschungsfelder von besonderer Relevanz.

Weiterhin sei konkret für die Markteinführung innovativer und aussichtsreicher Energieträger wie der PtL-Technologie eine Förderung von Nöten, analog jener, die in den 90er Jahren die Erneuerbaren in den Markt gebracht hat. Dazu könnte auch die Anrechenbarkeit von PtL (Beimischungen) bei Flottenemissionsgrenzwerten von Bedeutung sein. Gleiches gilt für die Anrechenbarkeit im Fall der europäischen Renewable Energy Directive II, wo dies bereits vorgesehen ist. Neben der direkten Förderung von PtL argumentieren die Autoren auch zugunsten einer Förderung des Einsatzes erneuerbar erzeugten Wasserstoffs in Raffinerien. Dieser markiere einen wichtigen Schritt auf dem Weg hin zu großtechnischen Anwendung von Elektrolyseanlagen – ein perspektivisch wichtiger Baustein für die klimafreundliche PtL Erzeugung. Bei dieser Förderung sollen notwendige Schritte zur Vermeidung von Doppelanrechnungen (EEG) mit berücksichtigt werden.

Weithin regen die Autoren an, die Abgaben zugunsten CO₂-freier Energieträger zu reduzieren. Hierbei sollten aber neben Umwelt- auch soziale Aspekte und Akzeptanzfragen „unter Beachtung sektorspezifischer Besonderheiten“ eine Rolle spielen.

Für die nationale Biomassenutzung, die aus GHG-Gesichtspunkten in Kombination mit der PtL-Technologie attraktiv sein könne, sollte der Gesetzgeber im Sinne eines optimalen Allokationspfades Verfügbarkeiten klären.

International sehen die Autoren eine wichtige Funktion in der Kooperation zwischen Deutschland und entsprechenden Ländern mit entsprechenden PtL-Erzeugungspotentialen. Der Wissensaustausch und die Zusammenarbeit im Politischen und Wirtschaftlichen sie hierauf hin zu intensivieren.

Für die Gewährleistung der ökologischen Integrität via Transparenz sei es zudem wichtig, für synthetische Kraft- und Brennstoffe Nachhaltigkeitsstandards festzusetzen und entsprechende Herkunftsnachweise etwa für Strom zur Anwendung in Elektrolyse zu fordern.

Veränderungen auf der Nachfrageseite

Die Studie identifiziert als Nachfrager für flüssige Energieträger neben der chemischen Industrie vor allem auch den Verkehrssektor, der ebenfalls verbundene Bedarfe nur schwer substituieren kann.

Die Studie untersucht für Verbraucher als relevante Entscheidungsfaktoren die drei Kriterien Wirtschaftlichkeit, Nutzung und Umwelt.

Im Fall der Wirtschaftlichkeit bestehen bis 2030 für konventionelle Verbrennungsmotoren und Heizungen ein Kostenvorteil gegenüber Wärmepumpen oder E-Fahrzeugen. Allerdings rechnen die Autoren damit dass ab 2030 Systemlösungen bei Verwendung höherer PtL-Beimischungsanteile attraktiver werden. Die Nutzung von Wärmepumpen könnte bei entsprechenden Tarifen und Fördermitteln gegenüber Alternativen attraktiv sein.

Aus Sicht der Nutzungsaspekte sehen die Autoren keine systematisch bedeutsamen Unterschiede zwischen Lösungen auf Öl-, Gas- und Strombasis. Dagegen halten sie anwendungsspezifische Aspekte wie bauliche Umstände für bedeutsamer. Dazu gehören weiterhin auch Faktoren wie die begrenzte Verfügbarkeit etwa von Ladeinfrastruktur und technische Begrenzungen (Ladedauer Batteriespeicher etc), die sich aber teilweise bis 2030 erübrigen sollten.

Dagegen sieht die Studie aus Umweltsicht aktuell klare Vorteile für elektrische Lösungen durch geringere Luftschadstoffwirkungen am Verbrauchsort. Allerdings rechnen die Autoren auch hier mit

einer perspektivischen Angleichung der Wirkungen durch zunehmende Beimischungsanteile von GHG-neutralem PtL.

Kosten

Die Studie nimmt basierend auf den jeweiligen Annahmen in den modellierten Szenarien eine Bilanzierung der volkswirtschaftlichen Mehrkosten gegenüber dem Referenzszenario vor. Dabei werden die entsprechenden Energiekosten und Kosten für notwendige infrastrukturelle Investitionen aus inländischer Sicht für den Zeitraum 2015-2050 kumuliert. Gegenüber dem Referenzszenarien ergeben sich die in der Metastudie im Kapitel 6.7. dargestellten volkswirtschaftlichen Mehrkosten. Die niedrigeren Kosten im ambitionierteren Szenario PtX 95 ergeben sich hauptsächlich aus den niedrigeren Preisen für fossile Energieträger durch ambitionierteren Klimaschutz. Eine volkswirtschaftliche Bewertung der Effekte auf das Bruttoinlandsprodukt wurde nicht vorgenommen. Der Großteil der Mehrkosten ergibt sich aus den höheren kumulierten Energiekosten gegenüber dem Referenzszenario. Die Mehrkosten im Kontext notwendiger Investitionen (in Stromversorgung, Raffinerieumbau, inländische PtX Erzeugung) fallen verhältnismäßig gering aus, da weitgehend auf bestehender Infrastruktur aufgebaut werden kann. Im PtX 95 Szenario fallen jedoch zusätzlich noch Investitionen in CCS-Maßnahmen an.

2 Weitere Studien

Weitere für die Erarbeitung einer Roadmap für die Chemieindustrie sind folgende Studien potentiell relevant:

- Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose (Prognos, 2014)
- Klimaschutzszenario 2050 (2. Endbericht) (Öko-Institut, 2015)
- Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 (UBA, 2013)
- Was kostet die Energiewende? (Fraunhofer ISE, 2015)
- Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr (IWES, 2015)
- GROKO – II Szenarien der deutschen Energieversorgung auf der Basis des EEG-Gesetzentwurfs – insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor (J. Nitsch, 2014)
- VET-Berichte der DEHSt (fortlaufend, zuletzt für 2017)
- UBA-Studie zum Stand der Technik von CCU in der EU, sobald diese veröffentlicht ist (FutureCamp, KPMG, VDZ, 2018)
- Besonders bedeutsame inzwischen vorliegende Rechtsakte der EU. Hier ist neben der Reform des EU-ETS insbesondere (u,a, mit Blick auf PtX) die RED zu nennen.