

Management-Summary

Analyse des Klimaschutzpotentials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan

28. Mai 2013

Falko Ueckerdt

PIK Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e. V.

Dr. Gunnar Luderer

PIK Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e. V.

Finn Müller-Hansen

PIK Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e. V.

Management-Summary

Analyse des Klimaschutzpotentials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan

Die Power-to-Gas-Technologie, mit der überschüssiger Ökostrom durch Elektrolyse in Wasserstoff bzw. anschließend synthetisches Methan umgewandelt werden kann, erweitert die Möglichkeiten eines effektiven Klimaschutzes und stellt die Transformation des deutschen Energiesystems auf eine sicherere Basis. Im Fall ambitionierter Klimaschutzziele dämpft sie CO₂-Zertifikatspreise und kann Risiken, wie einen verzögerten Ausbau von Offshore-Wind-Anlagen oder mögliche Akzeptanzprobleme beim Stromnetzausbau, abfedern. Power-to-Gas bildet eine Brücke vom Stromsektor in den Wärme- und Transportsektor. Dies ermöglicht den nicht-elektrischen Sektoren Zugriff auf die vergleichsweise günstigen Klimaschutzpotentiale des Stromsektors. Das durch Power-to-Gas bereitgestellte Gas wird deshalb nur zu einem kleineren Anteil in den Stromsektor zurückgeführt. Für die Methanisierung kann CO₂ in ausreichendem Maße von Biogasanlagen bereitgestellt werden. Power-to-Gas stellt auf diese Weise in einem Teil des Energiesystems einen geschlossenen CO₂-Kreislauf für die nachhaltige Dekarbonisierung der Energieversorgung zur Verfügung: *Carbon Capture and Cycling (CCC)*. Dies sind die Kernergebnisse der vorliegenden Studie, die das Klimaschutzpotential der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan in verschiedenen Klimaschuttszenarien für Deutschland untersucht.

Für die Analyse wurde das gekoppelte detaillierte makroökonomische Wachstums- und Energiesystemmodell REMIND-D verwendet und um den Technologiekomplex Power-to-Gas erweitert. Zwei wesentliche Stärken des Modells sind für die Evaluierung von Power-to-Gas entscheidend: Zum einen die langfristige Optimierung (bis 2050), die zukünftige Entwicklungen wie den Umbau des Energiesektors und Lerneffekte antizipiert. Zum anderen ermöglichen die integrierte Betrachtung und Optimierung von Strom-, Wärme und Transportsektor die volle Entfaltung von Power-to-Gas zur Verbindung dieser Sektoren. Die wichtigste Einschränkung dieser Analyse ist, dass eine kleine Anzahl von potentiell konkurrierenden Alternativen der Power-to-Gas-Technologie nicht berücksichtigt wurde. Dazu gehören zum Beispiel eine intensive Integration der europäischen Strommärkte, starke Veränderungen der Struktur der Stromnachfrage und deren Flexibilisierung sowie Power-to-Heat Technologien. Sie überschreiten den Rahmen dieser Studie und sollten Gegenstand von vertiefenden Analysen sein.

Eine Vielzahl von Szenarien wurden berechnet, die sich in drei Szenariorahmen unterteilen lassen, die aus umfangreichen Stakeholder- und Experten-Dialogen herausgearbeitet wurden: „Kontinuität“, „Wandel“ und „Wandel (CCS)“.

- Der aus heutiger Sicht wahrscheinlichste Szenariorahmen „Kontinuität“ nimmt an, dass eine Reihe von historischen Trends auch bei ambitioniertem

Klimaschutz fortgeschrieben wird, auch wenn das die ökonomischen Kosten für Klimaschutz deutlich erhöht. Die Trends beinhalten eine fortbestehende Stromerzeugung mit bestehenden Kohlekraftwerken bis an das Ende ihrer technischen Lebenszeit, die Dominanz des motorisierten Individualverkehrs, und nur moderate Fortschritte bei der Energieeffizienz.

- Der für Klimawandel günstigere Szenariorahmen „Wandel“ erlaubt einen Rückbau von Kohlekraftwerken, falls dies ökonomisch sinnvoll ist. Zudem werden größere Potentiale für Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz angenommen. Im Transportsektor wird von einem Wandel vom Straßenverkehr hin zu Zugverkehr, Fahrrad und öffentlichen Verkehrsmitteln ausgegangen.
- Im Szenariorahmen „Wandel (CCS)“ stehen zudem Technologien der Abscheidung und Speicherung von CO₂ zur Verfügung (Carbon Dioxide Capture and Storage, CCS), auch wenn sich deren Anwendung für Deutschland aus heutiger Sicht als wenig wahrscheinlich darstellt.

Die Bedeutung von Power-to-Gas wurde bestimmt, indem die Szenarien der drei Szenariorahmen entweder mit oder ohne Verfügbarkeit dieser Technologie berechnet wurden. Für die Klimaschuttszenarien wurde ein Reduktionsziel entsprechend des Energiekonzeptes der Bundesregierung angenommen: die Emissionen sinken typischerweise um ca. 80 Prozent gegenüber 1990.

Ein wesentliches Ergebnis ist, dass die Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz bei ambitionierten Reduktionszielen mittel- bis langfristig bis zur Beimischungsgrenze wirtschaftlich ist. Im wahrscheinlichsten Klimaschuttszenario „Kontinuität“ werden bis 2050 bis zu 50 GW Elektrolyse installiert und damit jährlich bis zu 70 TWh Wasserstoff produziert. Für die Elektrolyseure besteht hierbei Forschungs- und Entwicklungsbedarf: Sie sollten Stromschwankungen gut folgen und auch in unteren Teillastbereichen arbeiten können.

Erneuerbares Methan kann mittel- bis langfristig wettbewerbsfähig werden, wenn ambitionierte Klimaschutzziele verfolgt werden, CCS nicht verfügbar ist und die Beimischungsgrenze von Wasserstoff im Gasnetz erreicht ist. Im wahrscheinlichsten Klimaschuttszenario „Kontinuität“ mit 80 Prozent-Emissionsreduktion (gegenüber 1990) werden bis 2050 4 GW installiert und damit jährlich 30 TWh erneuerbares Methan produziert.

Falls CCS zur Verfügung steht, ist Power-to-Gas nicht wettbewerbsfähig. Elektrolyse ist teurer als die Wasserstoffproduktion aus Reformierung von Biomasse oder fossilen Energieträgern mit CO₂-Abscheidung. In diesem Szenario würde es sich lohnen, abgeschiedenes CO₂ geologisch zu speichern und nicht für die Methanisierung zu verwenden.

Die Wettbewerbsfähigkeit von Power-to-Gas wird von einer Reihe teilweise systemabhängiger Treiber, wie den Kosten der Elektrolyse, dem CO₂-Zertifikatspreis und der Überproduktion von erneuerbarem Strom, bestimmt. Erneuerbares Methan ist dann kosteneffizient, wenn seine Gestehungskosten niedriger sind als die Beschaffungskosten für Erdgas zuzüglich des CO₂-Zertifikatspreises.

Um die globale Erderwärmung auf unter zwei Grad halten zu können, sind weltweit ambitionierte Reduktionen von Treibhausgasemissionen erforderlich. Deutschland hat sich daher zu einem ehrgeizigen Klimaschutzziel verpflichtet: Bis 2050 sollen die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 reduziert werden. Derzeit verursacht die Energieversorgung etwa 80 Prozent der Treibhausgasemissionen. Eine tiefgreifende Transformation des Energiesystems ist somit dringend erforderlich.

Eine fast vollständige Vermeidung von CO₂-Emissionen im Stromsektor ist aufgrund einer Reihe von vergleichsweise günstigen Vermeidungsoptionen in diesem Bereich eine notwendige Bedingung zur Erreichung der Klimaschutzziele. Die Nutzung erneuerbarer Energien aus insbesondere Wind und in geringerem Maße Sonne nehmen hierbei eine Schlüsselrolle ein. Jedoch ist deren Erzeugung abhängig von natürlichen Schwankungen der Windgeschwindigkeit beziehungsweise der Sonneneinstrahlung. Daher ist die Integration dieser variablen Quellen in das Stromsystem insbesondere bei großen Anteilen eine technische und ökonomische Herausforderung. Klimaschutz beim nicht-elektrischen Energiebedarf ist eine zweite große Herausforderung. Die CO₂-Emissionen im Wärme- und insbesondere im Transportsektor sinken in Szenarienrechnungen zumeist später und weniger stark als im Stromsektor, da im nicht-elektrischen Bereich die Klimaschutzpotentiale begrenzt und teilweise kostenintensiver sind. Eine stärkere Verknüpfung des Wärme- und Transportsektors mit dem Stromsektor mit Hilfe der Power-to-Gas-Technologie ist ein vielversprechender Lösungsansatz für beide Herausforderungen.

Abschlussbericht

Analyse des Klimaschutzpotentials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan

28. Mai 2013

Falko Ueckerdt

PIK Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e. V.

Dr. Gunnar Luderer

PIK Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e. V.

Finn Müller-Hansen

PIK Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e. V.

Herausgeber

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3
53123 Bonn

T +49 228 91885
F +49 228 9188990
info@dvgw.de
www.dvgw.de

Analyse des Klimaschutzpotentials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan

Abschlussbericht
DVGW-Förderkennzeichen G 8/01/11

Inhaltsverzeichnis

Danksagung.....	2
1. Zusammenfassung	3
2. Einleitung – das Klimaschutzpotential von Power-to-Gas	6
2.1. Integration von Wind- und Solarstrom: Die Gasinfrastruktur als Energiespeicher	8
2.2. Nutzung von erneuerbarem Gas im Transport- und Wärmesektor	10
3. Methodik.....	12
3.1. Das REMIND-D-Modell.....	12
3.2. Variabilität von Wind und Sonne in REMIND-D: Der Residuallast-Ansatz	15
3.3. Modellierung von Power-to-Gas in REMIND-D	17
3.4. Beschränkungen der Analyse und weiterer Forschungsbedarf.....	19
4. Szenariendefinition	21
5. Ergebnisse der REMIND-D-Szenarien.....	25
5.1. Die Transformation des Energiesystems in den REMIND-D-Szenarien	25
5.2. Sieben Kernergebnisse für Power-to-Gas	28
Bibliographie	44
Anhang.....	47
A.1 Nutzung des erneuerbaren Gases im Szenario „Wandel“	47
A.2 Ausführliche Modellbeschreibung von REMIND-D.....	48

Danksagung

Diese Studie wurde vom Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung im Auftrag des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) durchgeführt. Wir danken dem DVGW für die angenehme Zusammenarbeit.

Das Projekt wurde von zahlreichen Experten begleitet. Wir danken insbesondere Prof. Dr. Klaus Heikrodt, Hans Rasmusson, Bernhard Witschen, Frank Gröschl, Dr. Frank Graf, Dr. Hartmut Krause, Dr. Jürgen Lenz, Dr. Klaus-Robert Kabelitz, Dr. Wolf-Peter Schill, Prof. Dr. Anne Neumann, Dr. Stefan Rickelt, Heinrich Busch und Markus Last für die produktive Diskussion.

Zudem danken wir Prof. Dr. Hermann Held für seine Initiative, ohne die das Projekt nicht zustande gekommen wäre.

1. Zusammenfassung

Um die globale Erderwärmung auf unter 2 Grad halten zu können, sind weltweit ambitionierte Reduktionen von Treibhausgasemissionen erforderlich. Deutschland hat sich daher zu einem ehrgeizigen Klimaschutzziel verpflichtet: Bis 2050 sollen die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 reduziert werden. Derzeit verursacht die Energieversorgung etwa 80 Prozent der Treibhausgasemissionen. Eine tiefgreifende Transformation des Energiesystems ist somit dringend erforderlich.

Eine fast vollständige Vermeidung von CO₂-Emissionen im Stromsektor ist aufgrund einer Reihe von vergleichsweise günstigen Vermeidungsoptionen in diesem Bereich eine notwendige Bedingung zur Erreichung der Klimaschutzziele. Die Nutzung erneuerbarer Energien aus insbesondere Wind und in geringerem Maße Sonne nehmen hierbei eine Schlüsselrolle ein. Jedoch ist deren Erzeugung abhängig von natürlichen Schwankungen der Windgeschwindigkeit beziehungsweise der Sonneneinstrahlung. Daher ist die Integration dieser variablen Quellen in das Stromsystem insbesondere bei großen Anteilen eine technische und ökonomische Herausforderung. Klimaschutz beim nicht-elektrischen Energiebedarf ist eine zweite große Herausforderung. Die CO₂-Emissionen im Wärme- und insbesondere im Transportsektor sinken in Szenarienrechnungen zumeist später als im Stromsektor, da im nicht-elektrischen Bereich die Klimaschuttpotentiale begrenzt und teilweise kostenintensiver sind. Eine stärkere Verknüpfung des Wärme- und Transportsektors mit dem Stromsektor ist ein vielversprechender Lösungsansatz.

Power-to-Gas kann helfen, diese Herausforderungen zu bewältigen. Bei Power-to-Gas wird überschüssiger erneuerbarer Strom mit Elektrolyseuren in erneuerbaren Wasserstoff umgewandelt. In einem zweiten Schritt ist es möglich, aus diesem Wasserstoff mit CO₂ erneuerbares Methan herzustellen. Power-to-Gas kann einen Beitrag zur Integration von Wind- und Sonnenstrom leisten, indem erneuerbare Gase als Energiespeicher verwendet werden. Zum anderen ermöglicht Power-to-Gas die Nutzung der Energie aus Wind und Sonne im Wärme- und Transportsektor.

In dem hier zusammengefassten Projekt untersucht das Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung im Auftrag des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. das Klimaschuttpotential der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan in verschiedenen Klimaschuttszenarien für Deutschland. Für die Analyse wurde das gekoppelte detaillierte makroökonomische Wachstums- und Energiesystemmodell REMIND-D verwendet und um den Technologiekomplex Power-to-Gas erweitert. Zwei wesentliche Stärken des Modells sind für die Evaluierung von Power-to-Gas entscheidend: Zum einen die langfristige Optimierung (bis 2050), die zukünftige Entwicklungen wie den Umbau des Energiesektors und Lerneffekte antizipiert. Zum anderen ermöglichen die integrierte Betrachtung und Optimierung von Strom-, Wärme und Transportsektor die volle Entfaltung von Power-to-Gas zur Verbindung dieser Sektoren. Die wichtigste Einschränkung dieser Analyse ist, dass eine kleine Anzahl von potentiell konkurrierenden Alternativen der Power-to-Gas-Technologie nicht berücksichtigt wurde. Dazu gehört eine intensive Integration der europäischen Strommärkte sowie starke Veränderungen der Struktur der Stromnachfrage und deren Flexibilisierung. Sie überschreiten den Rahmen dieser Studie und sollten Gegenstand von vertiefenden Analysen sein.

Es wurde eine Vielzahl von Szenarien berechnet, die sich in drei Szenariorahmen unterteilen lassen: „Kontinuität“, „Wandel“ und „Wandel (CCS)“. Diese wurden in einem vergangenen Projekt aus umfangreichen Stakeholder- und Experten-Dialogen destilliert. Der aus heutiger Sicht wahrscheinlichste Szenariorahmen „Kontinuität“ nimmt an, dass eine Reihe von historischen Trends auch bei ambitioniertem Klimaschutz fortgeschrieben wird, auch wenn das die ökonomischen Kosten für Klimaschutz deutlich erhöht. Die Trends beinhalten eine fortbestehende Stromerzeugung mit bestehenden Kohlekraftwerken bis an das Ende ihrer technischen Lebenszeit, die Dominanz des motorisierten Individualverkehrs, und nur moderate Fortschritte bei der Energieeffizienz. Der für Klimawandel günstigere Szenariorahmen „Wandel“ erlaubt einen Rückbau von Kohlekraftwerken, falls dies ökonomisch sinnvoll ist. Zudem werden größere Potentiale für Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz angenommen. Im Transportsektor wird von einem Wandel vom Straßenverkehr hin zu Zugverkehr, Fahrrad und öffentlichen Verkehrsmitteln ausgegangen. Im Szenariorahmen „Wandel (CCS)“ stehen zudem Technologien der Abscheidung und Speicherung von CO₂ zur Verfügung (CCS), auch wenn sich deren Anwendung für Deutschland aus heutiger Sicht als wenig wahrscheinlich darstellt.

Die Bedeutung von Power-to-Gas wurde bestimmt, indem die Szenarien der drei Szenariorahmen entweder *mit* oder *ohne* Verfügbarkeit dieser Technologie berechnet wurden. Für die Klimaschuttszenarien wurde ein Reduktionsziel entsprechend des Energiekonzeptes der Bundesregierung angenommen: die Emissionen sinken typischerweise um ca. 80 % gegenüber 1990.

Die wesentlichen Ergebnisse sind:

- Die Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz wird bei ambitionierten Reduktionszielen mittel- bis langfristig bis zur Beimischungsgrenze ausgeschöpft. Es werden bis 2050 bis zu 50 GW Elektrolyse installiert und damit jährlich bis zu 70 TWh Wasserstoff produziert. Nur in dem unwahrscheinlichen CCS-Szenario ist die Elektrolyse aus erneuerbarem Strom im Vergleich zu Wasserstoff aus Reformierung von Biomasse oder fossilen Energieträgern mit CO₂-Abscheidung nicht wettbewerbsfähig.
- Erneuerbares Methan kann mittel- bis langfristig wettbewerbsfähig werden, wenn ambitionierte Klimaschuttsziele verfolgt werden, CCS nicht verfügbar ist und die Beimischungsgrenze von Wasserstoff im Gasnetz erreicht ist. Im wahrscheinlichsten Szenario *Kontinuität* mit 80%-Emissionsreduktion (2050, ggü. 1990) werden bis 2050 4 GW installiert und damit jährlich 30 TWh erneuerbares Methan produziert.
- Eine Erweiterung des Portfolios von Klimaschutzoptionen um Power-to-Gas stellt die Transformation des Deutschen Energiesystems auf eine sicherere Basis. Power-to-Gas hilft somit bei der Erreichung ambitionierter Klimaschuttsziele, dämpft CO₂-Zertifikatspreise und kann Risiken, wie einen verzögerten Ausbau von Offshore-Wind-Anlagen oder möglichen Akzeptanzproblemen beim Stromnetzausbau, abfedern.
- CO₂ für die Methanisierung kann in ausreichendem Maße von Biogasanlagen bereitgestellt werden. Power-to-Gas stellt auf diese Weise in einem Teil des Energiesystems einen geschlossenen CO₂-Kreislauf für die nachhaltige Dekarbonisierung der Energieversorgung zur Verfügung: *Carbon Capture and Cycling (CCC)*.

- Falls CCS zur Verfügung steht, ist Power-to-Gas nicht wettbewerbsfähig. Elektrolyse ist teurer als die Wasserstoffproduktion aus Reformierung von Biomasse oder fossilen Energieträgern mit CO₂-Abscheidung. Zudem lohnt es sich abgeschiedenes CO₂ geologisch zu speichern und nicht für die Methanisierung zu verwenden.
- Die Wettbewerbsfähigkeit von Power-to-Gas wird von einer Reihe teilweise systemabhängiger Treiber, wie den Kosten der Elektrolyse, dem CO₂-Zertifikatspreis und der Überproduktion von erneuerbarem Strom, bestimmt. Erneuerbares Methan ist dann kosteneffizient, wenn seine Gestehungskosten niedriger sind als die Beschaffungskosten für Erdgas zuzüglich des CO₂-Zertifikatspreises.
- Power-to-Gas bildet eine Brücke vom Stromsektor in den Wärme- und Transportsektor. Dies ermöglicht den nicht-elektrischen Sektoren Zugriff auf die vergleichsweise günstigen Klimaschutzpotentiale des Stromsektors. Hingegen wird in den Szenarienrechnungen zusätzliches Gas aus Power-to-Gas in der Gesamtbilanz nicht maßgeblich als Speicher innerhalb des Stromsektors genutzt.

2. Einleitung – das Klimaschutzpotential von Power-to-Gas

In den vergangenen Jahren wurden in politischen Erklärungen der Europäischen Union, der G8-Staaten und des ‚Copenhagen Accord‘ sowie der ‚Cancun Agreements‘ immer wieder ambitionierte Klimaschutzziele, wie das 2-Grad-Ziel, festgehalten (G8 Summit 2009; UNFCCC 2010).

Der Weltklimarat IPCC zitiert in seinem Sachstandsbericht 2007 (IPCC 2007) Studien, die für ein 2-Grad-Ziel erforderliche Emissionsminderungen berechnen: Bis 2050 wäre eine globale Reduktion der Treibhausgase von etwa 50-85 Prozent gegenüber 1990 nötig. Hierbei wird oft davon ausgegangen, dass Industriestaaten Reduktionen von 80-95% anstreben sollten. Deutschland verfolgt Reduktionsziele von 40% bis 2020 und mindestens 80% bis 2050 (gegenüber 1990) (Bundesregierung 2010).

Besondere Bedeutung für den Klimaschutz besitzt die Energieversorgung, denn die Hauptursache der globalen Erwärmung ist die Verbrennung fossiler Energieträger. In Deutschland verursacht die Energieversorgung derzeit etwa 80 Prozent der Treibhausgasemissionen. Eine tiefgreifende Transformation des Energiesystems ist somit dringend erforderlich.

Es gibt eine Vielzahl von Szenarien, die aufzeigen, wie eine Transformation der Energieversorgung auf möglichst kosteneffiziente Weise erreicht werden könnte und welche Rolle verschiedene Technologien und Sektoren beim Klimaschutz spielen können (van Vuuren et al. 2009, IPCC 2011, Luderer et al. 2012, GEA 2012).

Im Stromsektor gibt es eine Reihe von vergleichsweise günstigen Vermeidungsoptionen: Zum einen einige erneuerbare Energieträger wie Wind-Onshore und Offshore, Photovoltaik, Biomasse, Wasserkraft und Geothermie, zum anderen Kernenergie sowie möglicherweise CCS-Kraftwerke bei denen CO₂ abgeschieden und gespeichert werden kann. Klimaschuttszenarien zeigen, dass eine fast vollständige Vermeidung von CO₂-Emissionen im Stromsektor eine notwendige Bedingung zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele ist. In Deutschland hat aufgrund der Entscheidung für einen Ausstieg aus der Kernenergie (Bundesregierung 2011) und den Unsicherheiten und Verzögerungen der CCS-Technologie (von Hirschhausen et al. 2012, van Noorden 2013) ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien herausragende Bedeutung. 2012 wurden etwa 22% des Strombedarfs aus erneuerbaren Energien erzeugt. 2020 sollen es 35% (Bundesregierung 2010) oder sogar 40% (Altmaier 2012), 2050 mindestens 80% sein (Bundesregierung 2010). Insbesondere Wind- und Sonnenstrom sollen eine Schlüsselrolle bei der Stromerzeugung übernehmen.

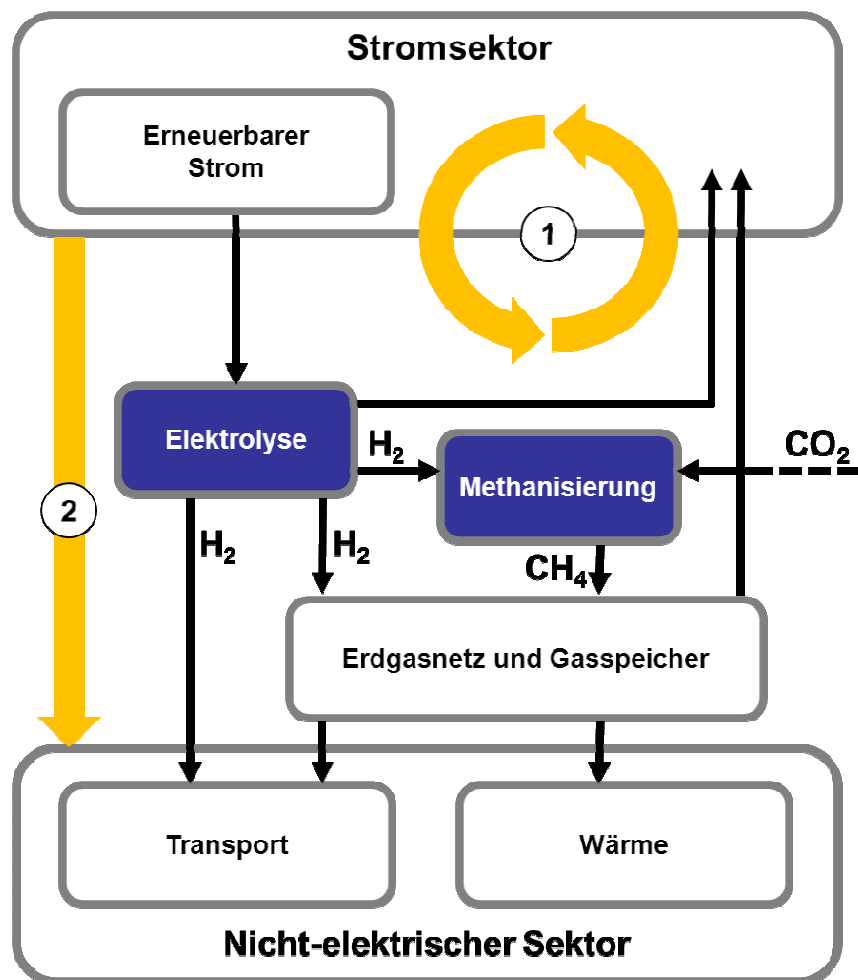


Abbildung 1: Mit Power-to-Gas kann Strom in Wasserstoff und Methan umgewandelt werden. Power-to-Gas kann als Stromspeicher eingesetzt werden (1) und eine Brücke vom Stromsektor in den nicht-elektrischen Sektor bilden (2).

Bei der Power-to-Gas-Technologie wird überschüssiger erneuerbarer Strom mit Elektrolyseuren in erneuerbaren Wasserstoff umgewandelt (Sterner 2009). In einem zweiten Schritt ist es möglich, aus diesem Wasserstoff mit CO₂ erneuerbares Methan herzustellen (Abbildung 1). Außerdem kann Wasserstoff bis zu einem bestimmten Anteil in das Erdgasnetz eingespeist oder in natürlichen unterirdischen Speichern oder Spezialtanks gelagert werden. Er kann zur Stromerzeugung verwendet werden, indem er in Gasturbinen verbrannt wird oder Brennstoffzellen speist. Im Transportsektor kann Wasserstoff Busse oder PKW mit Brennstoffzellen antreiben.

Power-to-Gas besitzt großes Potential, um zwei Herausforderungen für die Erreichung der Deutschen Klimaschutzziele zu begegnen. Zum einen ist die Integration von Strom aus Wind und Sonne in das Stromsystem aufgrund ihrer charakteristischen Eigenschaften insbesondere bei großen Anteilen eine technische und ökonomische Herausforderung. Power-to-Gas kann hierbei als langfristiger Energiespeicher eine wichtige Integrationsoption sein. Zum anderen stellen sich deutliche Emissionsreduktionen beim nicht-elektrischen Energiebedarf insbesondere im Transportsektor noch

kostenintensiver dar als beim Stromsektor. Power-to-Gas kann helfen, dem Transport- und Wärmesektor die Klimaschutzoptionen des Stromsektors zugänglich zu machen.

2.1. Integration von Wind- und Solarstrom: Die Gasinfrastruktur als Energiespeicher

Erneuerbare Energiequellen zur Stromerzeugung lassen sich in regelbare und variable¹ Technologien unterscheiden. Regelbar sind zum Beispiel Biomassekraftwerke, Stauwasserkraftwerke und zum Teil Geothermiekraftwerke. Ihre Erzeugung kann vom Betreiber angepasst werden und somit auf Schwankungen der Stromnachfrage oder Preissignale reagieren. Ihre Funktionsweise ähnelt sich darin der von konventionellen Kraftwerken und ihre Integration in das Stromsystem stellt somit keine größere Herausforderung dar. Die Erzeugung variabler Technologien wie Windkraftwerken und Photovoltaikanlagen ist von natürlichen Wetterschwankungen abhängig und kann nur sehr bedingt kontrolliert und vorhergesagt werden. Variabilität und Unsicherheit führen zu indirekten Kosten die auf Systemebene entstehen und oft *Integrationskosten* genannt werden.

Unsicherheit der Prognose für Nachfrage und Angebot im Stromsystem wird durch Regelleistung Rechnung getragen, die kurzfristig Angebot und Nachfrage in Einklang zu bringen soll. Fehler bei der Vorhersage der Erzeugung von Wind- und Solarstrom führt zu einem erhöhten Bedarf an Regelleistung. Die resultierenden Zusatzkosten wurden in zahlreichen Studien mit einer Größenordnung von 0,2 bis 0,4 ct/kWh abgeschätzt (Holttinen et al. 2011, Gross et al. 2006 und Hirth 2012). Das ist klein im Vergleich zu anderen indirekten Kosten und Gestehungskosten der verschiedenen Erzeugungstechnologien.

Variabilität von Wind und Sonne hat zwei Konsequenzen. Zum einen müssen regelbare Kraftwerke flexibler operieren, das heißt ihre Erzeugung öfter, schneller und über größere Leistungsbereiche hinweg anpassen. Auch wenn dieser Effekt oft viel Aufmerksamkeit erhält, legt eine Reihe von Studien nahe, dass die resultierenden Kosten im Vergleich zu anderen indirekten Kosten und Gestehungskosten vernachlässigbar sind (Grubb 1991, Nicolosi 2012, CONSENTEC 2011). Stattdessen gibt es Implikationen von Wind- und Solarstrom, die oft nicht berücksichtigt oder unterschätzt werden. Daraus entstehen auch dann noch Kosten, wenn regelbare Kraftwerke perfekt flexibel wären. Residuale Lastdauerkurven illustrieren diese Herausforderungen (Abbildung 3).

In Abbildung 2 ist zunächst illustriert, wie residuale Lastdauerkurven abgeleitet werden. Auf der linken Seite sind die Stromnachfrage in Deutschland (rot) und eine hohe Windstromerzeugung (blau) als Zeitreihe für ein Jahr in stündlicher Auflösung zu sehen. Zieht man die variable erneuerbare Erzeugung von der Nachfrage ab, so ergibt sich die residuale Lastkurve (mittlere Abbildung). Sortiert man diese absteigend, so erhält man die residuale Lastdauerkurve (rechts). Die Fläche zwischen dieser Kurve und der sortierten Last (Lastdauerkurve) entspricht der Erzeugung aus variablen erneuerbaren Quellen, in diesem Beispiel der Windstromerzeugung.

¹ Anstelle von „variabel“ wird in diesem Zusammenhang oft von „dargebotsabhängig“ oder „fluktuierend“ gesprochen.

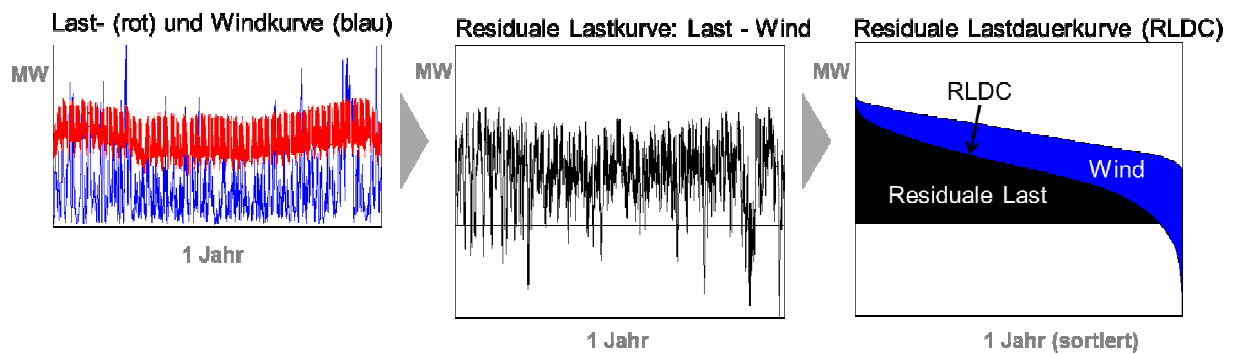


Abbildung 2: Eine residuale Lastdauerkurve ist die sortierte Zeitreihe der residualen Last (hier: stündliche Auflösung). Die residuale Last ergibt sich aus der Differenz aus Last und variabler Stromerzeugung aus Wind und Sonne.

In Abbildung 3 ist illustriert, dass Wind und Solarkraftwerke Energie liefern, ohne einen größeren Beitrag zur gesicherten Leistung zu leisten, sodass es auch weiterhin regelbarer Kraftwerke als Reserve bedarf. Stattdessen werden die Betriebsstunden kapitalintensiver Kraftwerke reduziert, sodass deren Gestehungskosten steigen. Zudem wird ein Teil des erneuerbaren Stroms überproduziert und kann nicht direkt genutzt werden, wenn das erneuerbare Angebot die Nachfrage übersteigt.

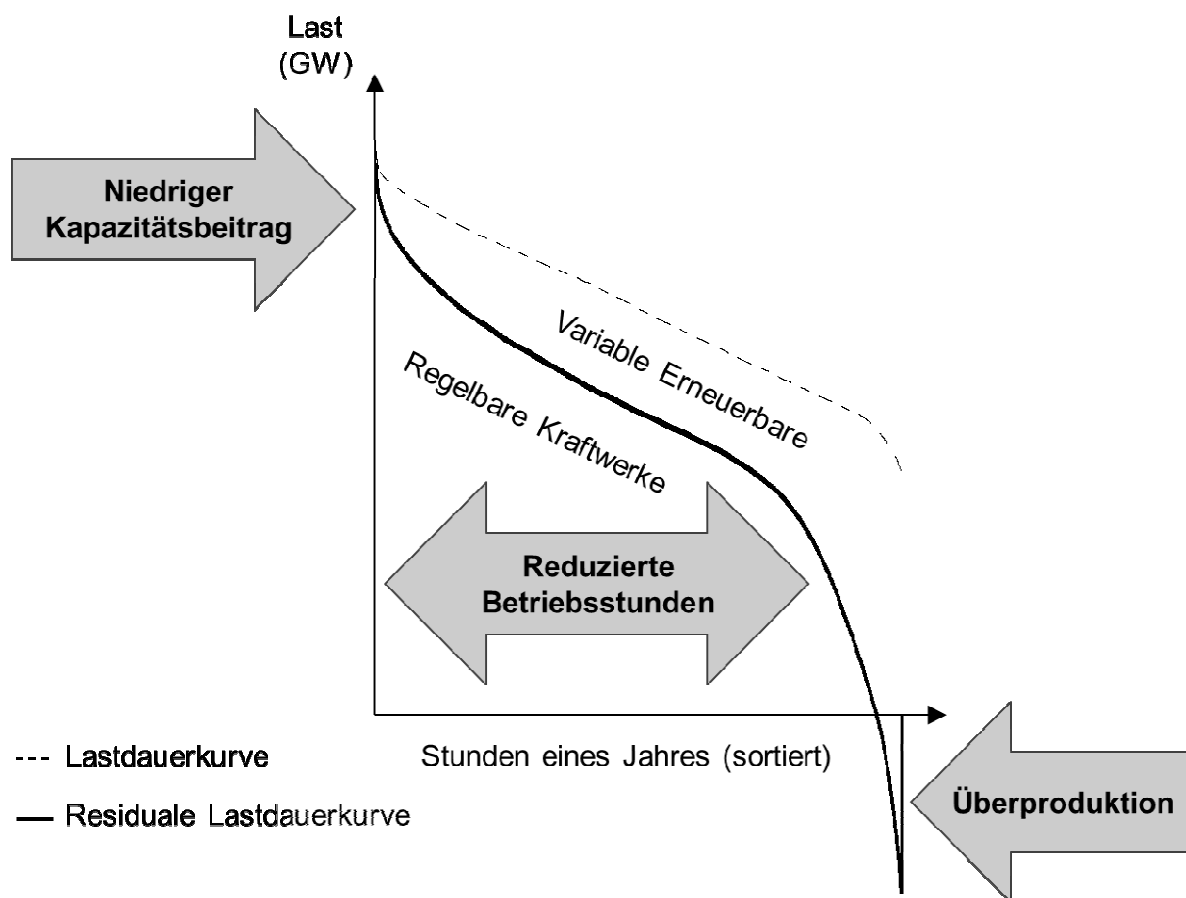


Abbildung 3: Die Residuale Lastdauerkurve illustriert wesentliche Herausforderungen der Integration von variablen erneuerbaren Quellen wie Wind und Sonne in Stromsysteme. Variable Erneuerbare leisten einen geringen Kapazitätsbeitrag, reduzieren die Betriebsstunden regelbarer Kraftwerke und ein Teil ihrer Erzeugung kann nicht direkt genutzt werden.

Stromspeicher können helfen, diese Herausforderungen zu bewältigen. Die einzige derzeit kommerzielle Option sind Pumpspeicherkraftwerke. Allerdings ist deren Potential begrenzt. In Deutschland sind 7,6 GW installiert ohne dass ein signifikanter Zubau erwartet wird. Die speicherbare Energiemenge entspricht sechs bis acht Stunden maximaler Leistung. Diese Zeitskala ist geeignet, um tägliche Schwankungen z.B. der solaren Stromerzeugung auszugleichen. Für die Speicherung von Energie über Wochen bis Monaten sind die deutschen Pumpspeicherpotentiale nicht ausreichend. Für die längerfristige Speicherung von erneuerbarer Überproduktion sind Elektrolyse und Methanisierung sowie deren Rückverstromung somit eine wichtige Option.

2.2. Nutzung von erneuerbarem Gas im Transport- und Wärmesektor

Eine zweite große Herausforderung für den Klimaschutz sind Emissionsreduktionen beim nicht-elektrischen Energiebedarf. Insbesondere der Transportsektor ist ein Sorgenkind. Der Anteil des Transportsektors an den jährlichen Treibhausgasemissionen Deutschlands ist in den letzten 20 Jahren von 15% (1990) auf 20% (2009) gestiegen. Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der Emissionen für die drei Sektoren Strom, Transport und Wärme in einem von Stakeholdern als wahrscheinlich eingeschätzten

Szenario für Deutschland (Schmid & Knopf 2012). Im Stromsektor sinken die Emissionen am schnellsten, bis 2020 um mehr als die Hälfte im Vergleich zu 2005. Im Transportsektor sinken die Emissionen nur langsam. Zudem verursacht dieser mehr als die Hälfte der verbleibenden Restemissionen in 2050. Klimaschutz im nicht-elektrischen Bereich ist vergleichsweise teuer.

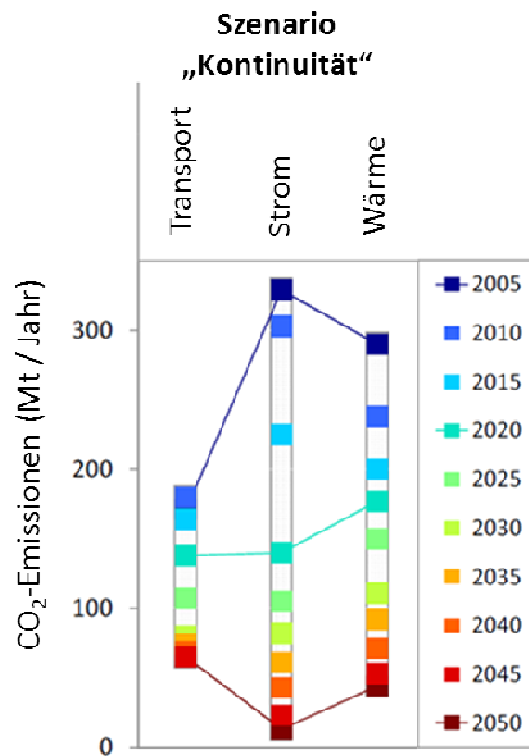


Abbildung 4: Die Entwicklung von Emissionen nach Sektoren in Modellergebnissen mit REMIND-D für Deutschland (Schmid & Knopf 2012). Im Stromsektor gibt es die größten kosteneffizienten Potentiale für Emissionsreduktionen. Der Transportsektor hat den größten Anteil an den Restemissionen in 2050.

Eine stärkere Verknüpfung des Transport- und Wärmesektors mit den Klimaschutzoptionen des Stromsektors ist ein vielversprechender Lösungsansatz. Zum einen können mit der Elektrolyse und Methanisierung die großen und vergleichsweise günstigen Potentiale für erneuerbaren Strom insbesondere deren Überproduktion im Transport- und Wärmesektor genutzt werden. Zum anderen stehen mit gasbetriebenen Fahrzeugen und Gaswärmekraftwerken bereits etablierte Technologien zur Verfügung, die für erneuerbare Gase verwendet werden können.

3. Methodik

3.1. Das REMIND-D-Modell

Hier werden die wesentlichen Merkmale des REMIND-D-Modells auf wenigen Seiten beschrieben. Eine ausführlichere Dokumentation ist im Anhang oder in Eva Schmid, Brigitte Knopf & Bauer (2012) zu finden. Abbildung 5 gibt einen ersten Überblick über das Modell REMIND-D.

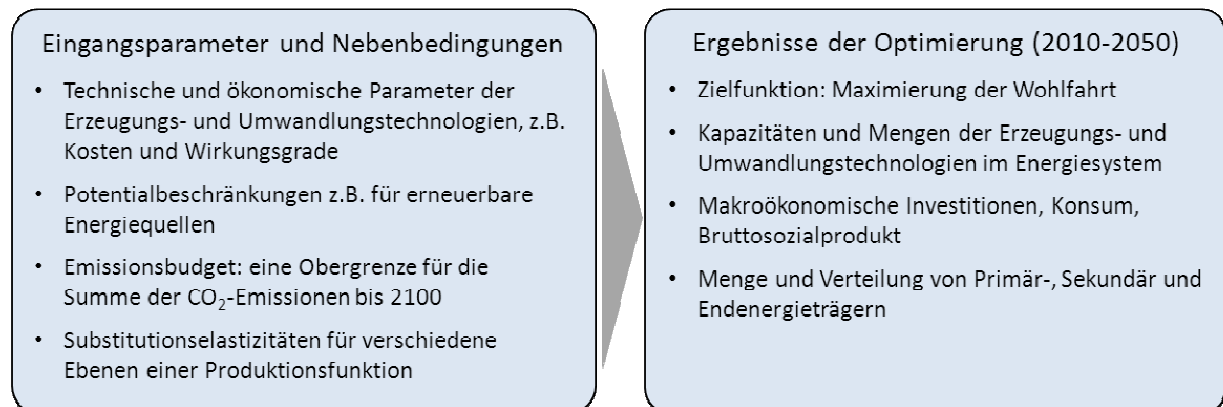


Abbildung 5: Die wesentlichen Eingangsparameter und Nebenbedingungen (links) und die Ergebnisse der Optimierung (rechts) des Modells REMIND-D.

Alle Modelle, ob nun Klimamodelle, Energiesystemmodelle oder ökonomische Modelle, zeichnen sich generell dadurch aus, dass sie die Komplexität der realen Welt stark reduzieren. Es sind stilisierte Abbildungen der wichtigsten Wirkmechanismen, welche in der Realität beobachtet werden. Um ein numerisch lösbares mathematisches Modell zu entwickeln, ist dies unvermeidbar. Die zugrunde gelegten Annahmen, die hier im Falle eines gekoppelten Makroökonomie-Energiesystemmodells getroffen wurden, um die Komplexität zu reduzieren, sollen im Folgenden kurz umrissen werden. Sie sind in der makroökonomischen Modellierung gängige Praxis. Trotz der teils stark vereinfachenden Annahmen können mit Modellen komplexe Gedankenexperimente analysiert werden, deren Ergebnisse in der Realität von Relevanz sind. Je nach Modelltyp variieren die Beschränkungen und Stärken, sowie die Fragestellungen, welche damit beantwortet werden können.

REMIND (Refined Model of long-term Investment Decisions) ist ein gekoppeltes Energie-Ökonomie-Klima Modell. REMIND-Deutschland (REMIND-D) baut auf den Grundgleichungen des globalen Modells REMIND-G (Bauer et al. 2010), sowie des strukturell eng verwandten regionalisierten Modells REMIND-R (Leimbach et al., 2009) auf. Weitere Modellbeschreibungen sind in den genannten Referenzen, sowie in Bauer et al. (2008) und auf der REMIND Website zu finden. REMIND ist ein sogenanntes Hybridmodell, welches ein top-down ökonomisches Wachstumsmodell mit einem detaillierten bottom-up Energiesystemmodell direkt koppelt (siehe Abbildung 6). Das Makroökonomiemodul ist blau, das Energiesystemmodul grün dargestellt. Diese Modellstruktur ermöglicht eine integrierte Analyse des optimalen langfristigen Zusammenspiels von technologischen CO₂-Minderungsoptionen in den verschiedenen Sektoren des deutschen Energiesystems sowie der allgemeinen makroökonomischen Dynamik.

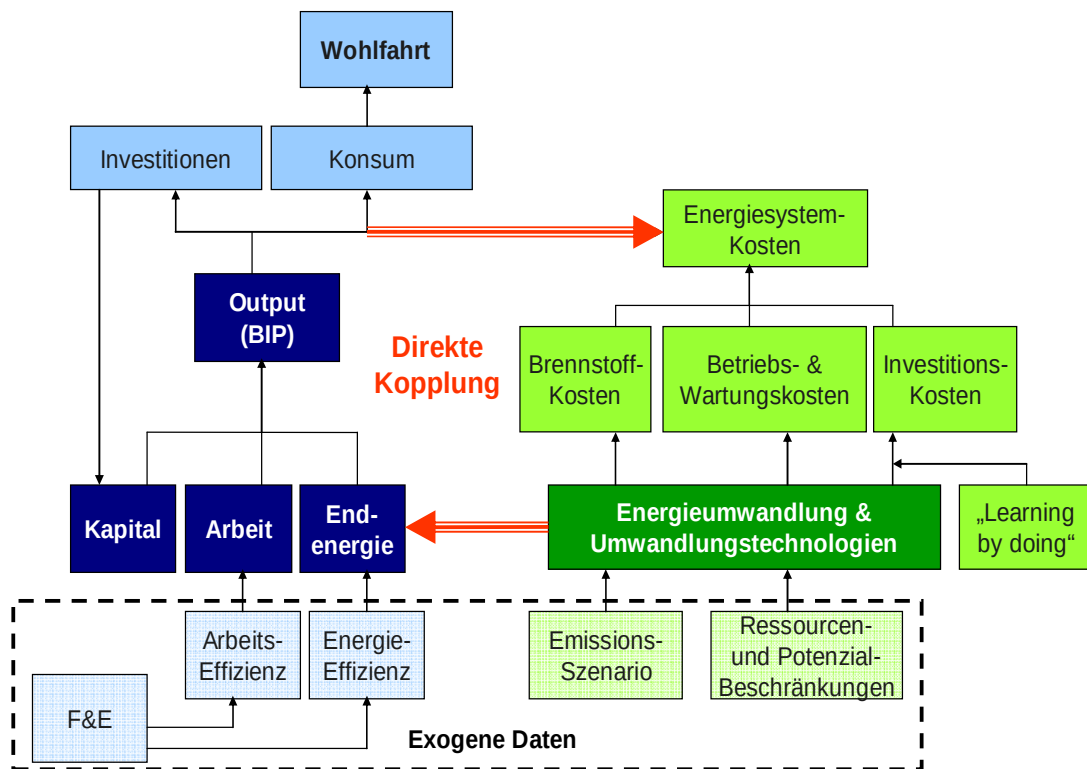


Abbildung 6: Schematischer Aufbau von REMIND-D. Das Makroökonomiemodul, hier in blau, und das Energiesystemmodul, hier in grün, wird in den nachfolgenden Kapiteln erläutert.

Das Makroökonomiemodul von REMIND-D unterliegt der grundsätzlichen Annahme, dass Deutschland eine geschlossene Ökonomie ist. Zugleich betrachtet sie das System auf einer Aggregationsebene, bei der keine einzelnen Akteure abgebildet sind, die Güter nachfragen oder produzieren. Aus den drei Produktionsfaktoren Kapital, Arbeit und Energie wird das Bruttosozialprodukt produziert, welches die Kosten des Energiesystems und die Investitionen in den makroökonomischen Kapitalstock decken muss. Der Rest bleibt für den Konsum und somit zur Steigerung der Wohlfahrt, die eine logarithmische Funktion des Konsums darstellt. Diese gesamtgesellschaftliche Wohlfahrt ist die Zielfunktion des Optimierungsmodells. Sie wird durch einen Optimierungsalgorithmus maximiert, und nicht das Bruttosozialprodukt. Es gibt einen repräsentativen Haushalt, außerdem wird Vollbeschäftigung angenommen. Beschränkungen, die sich hieraus ergeben, sind insbesondere die Tatsache, dass mit REMIND-D weder Arbeitsplatzeffekte von Klimaschutzmaßnahmen analysiert werden können, noch die Rolle einzelner Akteure (Firmen oder Haushalte) oder die Verteilungsfrage. Außerdem führt der Optimierungsalgorithmus per se zu Klimaschutzkosten in ambitionierten CO₂-Emissionsreduktionsszenarien im Vergleich zu wenig ambitionierten Szenarien.

Stärken, die das Modell REMIND-D im Vergleich zu anderen Makroökonomie/Energiesystemmodellen aufweist, beziehen sich vor allem auf den Optimierungsmechanismus und weiterhin auf die endogene Repräsentation der verschiedenen Sektoren im Energiesystem und der Makroökonomie. Hier sind viele

Zusammenhänge berücksichtigt, die in anderen Modellen nicht abgebildet sind. Insbesondere die Repräsentation der Verknüpfungen des Strom-, Wärme- und Transportsektors sind eine entscheidende Voraussetzung für eine umfassende Bewertung von Power-to-Gas. Ebenfalls wichtig ist die langfristige Perspektive, da die Bedeutung von Power-to-Gas von vielen sich stark verändernden Systemparametern, wie der zukünftigen Überschussproduktion aus erneuerbaren Quellen, abhängt.

Die Modellergebnisse von REMIND-D geben ein Bezugsszenario an, das beschreibt, wie eine Transformation im optimalen Fall aussehen könnte, wenn es keine institutionellen Barrieren oder Marktversagen gäbe und wenn die gesellschaftliche Wohlfahrt maximiert werden würde. Sie sind daher keine Prognosen, sondern Projektionen, die abhängig von bestimmten Annahmen sind. In Bezug auf deutsche Klimaschutzbemühungen sind solche Befunde konzeptionell hilfreich. Es können Aussagen darüber getroffen werden, wie sich verschiedene Rahmenbedingungen in unterschiedlichen Szenarien auf die Aufteilung der Emissionsminderungen in den Sektoren des Energiesystems auswirken. Des Weiteren kann aufgezeigt werden, welche Technologien zur Emissionsreduktion beitragen können und wie die Transformation wohlfahrtsoptimierend (im Rahmen des aktuellen Gleichgewichts) aussehen könnte.

Klimaschutz ist über die Anwendung eines nationalen CO₂-Emissionsbudgets implementiert. Die Wahl des Budgetansatzes im Modell ist durch die Arbeit von M. Meinshausen et al. (2009) und WBGU (2009) inspiriert. Durch die Budgetierung der Emissionen kann das Modell jährliche Emissionen selbständig entscheiden, was signifikant zur Flexibilität in Bezug auf die Wahl der technischen Minderungsoptionen beiträgt. Aufgrund der für Wachstumsmodelle typischen perfekten Voraussicht antizipiert REMIND-D die zukünftige Knappheit von Energieträgern sowie verfügbaren CO₂-Emissionen durch Schattenpreise. Optimale jährliche Minderungsleistungen in den verschiedenen Sektoren sowie die Verbreitung bestimmter Technologien sind daher ein Resultat des Modells. Die Entwicklung von CO₂-Zertifikatspreisen ergibt sich ebenfalls innerhalb des Modells und ist keine exogene Annahme. Der CO₂-Zertifikatspreis eines Jahres entspricht den Kosten für die letzte eingesparte Tonne CO₂ (Grenzvermeidungskosten). Dies entspricht der Preisentwicklung, die sich in einem umfassenden und perfekten Emissionshandelssystem² einstellen würde. In diesem Bericht werden Ergebnisse für zwei verschiedene CO₂-Emissionsbudgets (2010-2100) gezeigt: ein ambitioniertes Klimaschutzszenario mit rund 27Gt CO₂ und ein Referenzszenario mit rund 65Gt CO₂ (siehe Kapitel 4). Für das Klimaschutzszenario ergibt sich somit eine Emissionsreduktion von 80% in 2050 (ggü. 1990), für das Referenzszenario etwa 40%.

Die im Modell verfügbaren CO₂-Minderungsoptionen lassen sich in vier Kategorieneinteilen:

- (i) Verwendung von alternativen CO₂-emissionsarmen Technologien
- (ii) Substitution in der Nachfrage von emissionsintensiver Endenergie und Energiedienstleistungen
- (iii) Verbesserung der Energieeffizienz und
- (iv) Nachfragereduktion.

² Mit sogenanntem „Banking and borrowing“, das heißt der Emissionshandel innerhalb einer ausgedehnten zeitlichen Periode ist erlaubt.

Die letzte Option wird vom Modell soweit wie möglich gemieden, da sie zu Reduktionen im Wirtschaftswachstum führt. Das Energiesystemmodul von REMIND-D ist mit einer Vielfalt von alternativen Technologien ausgestattet, aus welchen das Modell selbstständig auswählen kann. Der endogene Kapazitätszubau unterliegt jedoch Potenzial- und Ressourcenrestriktionen für erneuerbare Primärenergiequellen und Brennstoffkosten für fossile Primärenergieträgern. Steinkohle, Erdgas und Rohöl werden zu exogenen Preisen beschafft (Preispfad B, Nitsch et al. 2004). Inländische Braunkohleressourcen werden durch einen Extraktionskostenansatz im Modell repräsentiert. REMIND-D stehen ca. 70 Konversionstechnologien zur Verfügung, sowie 20 Verteiltechnologien und 40 Transporttechnologien (siehe A.2). Konversionstechnologien produzieren die Sekundärenergieträger Strom, Fernwärme, lokale Wärme, Wasserstoff, Gas, Benzin, Diesel, Kerosin und Heizöl. Verteiltechnologien transformieren die Sekundärenergieträger in Endenergieträger, welche von den Sektoren Industrie und Haushalte/Gewerbe/Dienstleistungen nachgefragt werden. Transporttechnologien stellen Energiedienstleistungen für den Frachtverkehr sowie den Personenverkehr zu Verfügung. Die Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) ist im Modell abgebildet und kann in ausgewählten Szenarien zur Verfügung gestellt werden. CCS wird dabei angewendet bei der Verstromung oder Verflüssigung von Steinkohle, Braunkohle und Biomasse. Aufgrund der Entscheidung des deutschen Bundestages ist der Ausstieg aus der Atomenergie bis 2022 dem Modell vorgeschrieben (Bundesregierung 2011). In REMIND-D sind die inländischen erneuerbaren Primärenergiepotenziale von Lignozellulose³, öliger und stärkehaltiger Biomasse, tiefe und oberflächennahe Geothermie, Wasserkraft, Wind-onshore, Wind-offshore und solare Strahlung abgebildet. Das Modell berücksichtigt die Variabilität von erneuerbaren Energiequellen, z.B. von Wind und solarer Strahlung. Dies geschieht mit Hilfe eines Residuallast-Ansatzes, der im nächsten Kapitel erklärt ist.

3.2. Variabilität von Wind und Sonne in REMIND-D: Der Residuallast-Ansatz

In Abbildung 3 sind die wesentlichen Herausforderungen der Integration von Wind- und Solarstrom erläutert worden. Die Variabilität von erneuerbaren Quellen sollte in jedem Modell, das den Stromsektor untersucht, abgebildet sein. Die Schwierigkeit besteht dabei darin, langfristige Investitionen zu optimieren und dabei kurzzeitigere Effekte zu berücksichtigen. Für das Modell REMIND-D wird dies durch den sogenannten *Residuallast-Ansatz* gelöst (Ueckerdt et al. 2011). Dieser trägt den Schwankungen von erneuerbarem Angebot und Stromnachfrage Rechnung. Zudem erlaubt der Ansatz eine gleichzeitige Optimierung des Betriebes und der Investitionen regelbarer Kraftwerke.

³ Es wird angenommen, dass lignozelluloseartige Biomasse nur aus Altholz gewonnen wird.

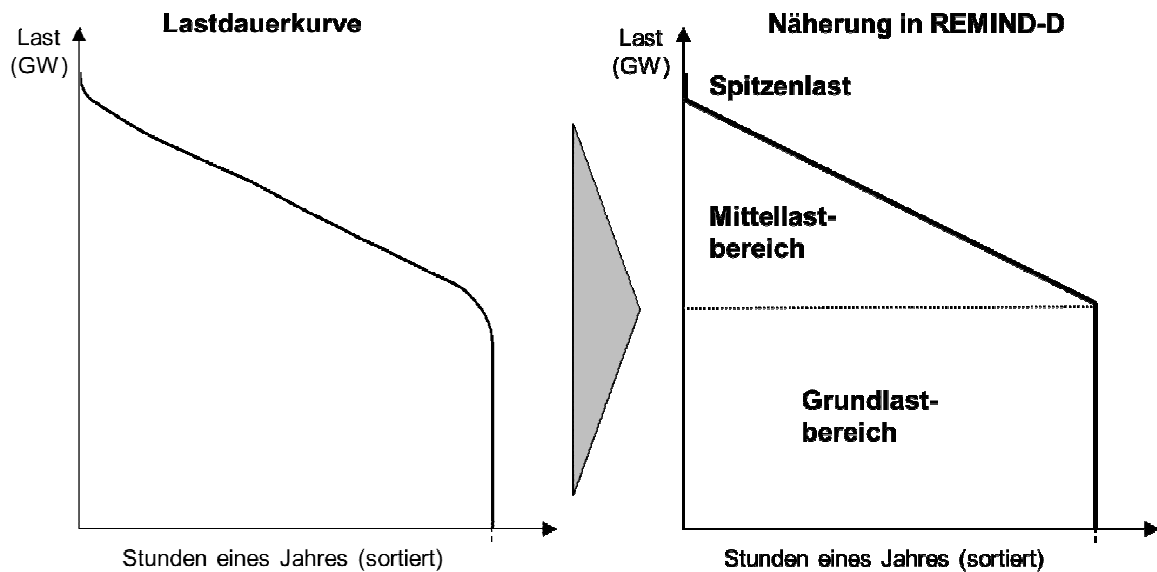


Abbildung 7: Die Lastdauerkurve stellt die sortierte Stromnachfrage eines Jahres dar (links). Sie wird in REMIND-D linear angenähert (rechts).

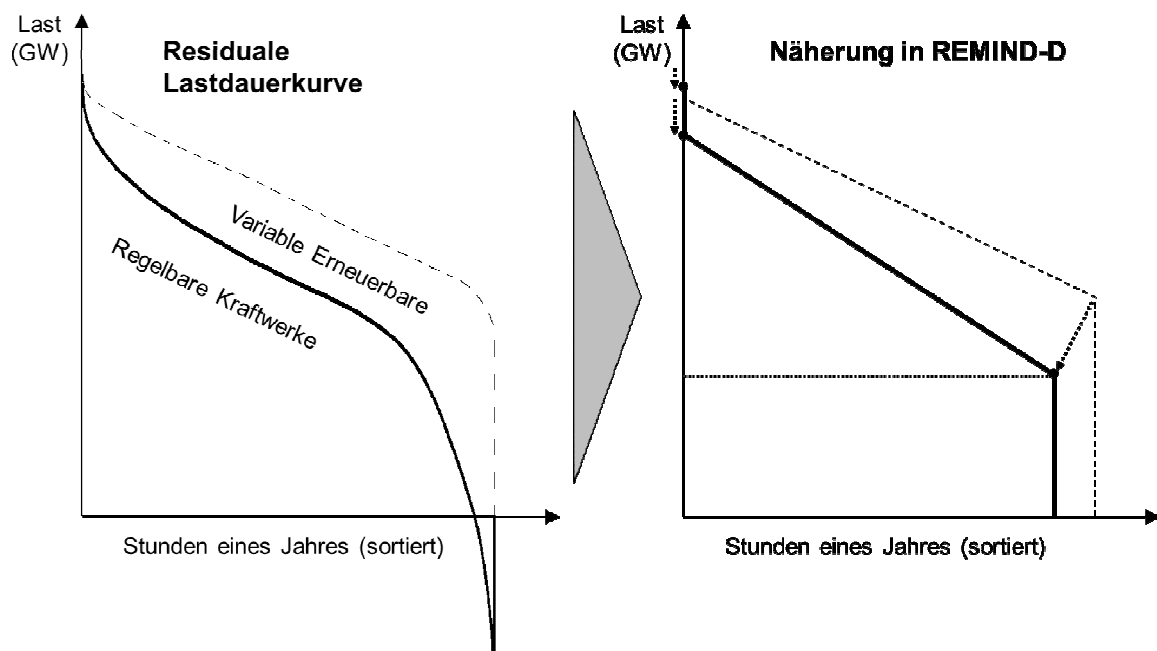


Abbildung 8: Die residuale Lastdauerkurve stellt die sortierte Stromnachfrage nach Abzug der Erzeugung variabler Erneuerbarer dar (links). Sie wird in REMIND-D linear angenähert (rechts). Die Parameter dieser Näherung werden als Funktion des Anteils von Wind- und Solarerzeugung verändert.

Im Kern des Ansatzes stehen (residuale) Lastdauerkurven, die die wesentlichen Herausforderungen der Integration berücksichtigen. Diese werden im Modell linear approximiert. Die Lastdauerkurve ist die Verteilung der Stromnachfrage eines Jahres und beinhaltet somit wesentliche Informationen über die Variabilität (Abbildung 7). Die Kurve lässt sich gut linear annähern. Die Last wird in drei Teile unterteilt: ein Rechteck repräsentiert Grundlast, ein Dreieck repräsentiert Mittellast und ein vertikales Stück

repräsentiert Spitzenlast. Mit Erzeugung aus variablen Erneuerbaren beschreiben residualen Lastdauerkurven den Teil der Last, der mit regelbaren Kraftwerken gedeckt werden muss. Zudem wird ein jährliches Band von konventioneller Mindesteinspeisung modelliert, um Must-run-Anlagen zu berücksichtigen, die nicht frei regelbar sind oder Systemdienstleistungen, vor allem Regelenergie, bereitstellen. Die residualen Lastdauerkurven werden ebenfalls linear mit einem Rechteck, Dreieck und vertikalem Stück angenähert (Abbildung 8). Die Struktur der Näherung bleibt somit dieselbe. Die Fit-Parameter, die die Näherung beschreiben, ändern sich in Abhängigkeit der Anteile von Wind- und Solarstrom. Somit sind die Korrelationen von Wind, Sonne und Nachfrage abgebildet. Diese funktionalen Zusammenhänge berücksichtigt das Modell bei der Optimierung des Ausbaus der variablen Erneuerbaren. Regelbare Kraftwerke decken die residuale Last. Das Modell entscheidet, welche Erzeugungstechnologien zur Deckung welchen Anteils der Residuallast eingesetzt werden. Auch Biomassekraftwerke werden im Unterschied zur derzeitigen Praxis regelbar betrieben. Die Betriebsstunden der regelbaren Kraftwerke sind somit endogen, das heißt, sie ergeben sich während der Optimierung. Auf diese Weise berücksichtigt das Modell die Herausforderungen bei der Integration von Wind und Solar und optimiert langfristig deren Ausbau sowie den Umbau der residualen Kraftwerke. Im Rahmen dieses Projektes wurde den Modellszenarien die Technologiepfade von Power-to-Gas als wichtige Integrationsoption hinzugefügt.

3.3. Modellierung von Power-to-Gas in REMIND-D

Die Implementierung von Power-to-Gas in das Klima-Ökonomie-Energie Modell REMIND-D besteht aus zwei Kernelementen. Zum einen wird dem Modell eine Elektrolysetechnologie hinzugefügt, die insbesondere überschüssigen EE-Strom in Wasserstoff umwandelt. Besondere Aufmerksamkeit bedarf die Parametrisierung der bei der Elektrolyse zur Verfügung stehenden Menge erneuerbarer Stromerzeugung. Diese hängt von den zeitlichen Schwankungen der erneuerbaren Quellen (insbesondere Wind und Sonne) ab. Zum anderen wird dem Modell die Technologie der Methanisierung hinzugefügt, die Wasserstoff und CO₂ in Methan umwandelt. Hierbei kann das CO₂ aus Verbrennungs- oder Reformierungsprozessen von fossilen Energieträgern oder Biomasse kommen.

	Technische Lebenszeit	Spezifische Investitionskosten	Sockelkosten	Lernrate ⁴	Wirkungsgrad
	Jahre	€/kW	€/kW	%	%
Elektrolyse (PEM)	20	1000 (€/kW _{el})	500 (€/kW _{el})	15	70
Methanisierung	20	1000 (€/kW _{Methan})	250 (€/kW _{Methan})	15	80
Quellen	Fuchs et al. 2012, Sterner 2009, Müller-Langer et al. 2007, Müller-Langer et al. 2008, A. Miltner et al. 2008, Cerbe 2008, Jurascik et al. 2008, Schoots et al. 2008, BMU 2012				

Tabelle 1: Wesentliche Parameter für Elektrolyse und Methanisierung in REMIND-D.

⁴ Reduktion der spezifischen Investitionskosten bei Verdopplung der installierten Leistung.

Für die Elektrolyse gibt es verschiedene Verfahren. Heute wird vor allem die alkalische Elektrolyse angewendet. Diese hat den Nachteil, dass sie nur schlecht mit schwankendem Leistungseingang arbeiten kann. Da dies jedoch für die Verwendung von überschüssigem erneuerbaren Strom notwendig sein wird, ist dieses Verfahren ungeeignet. Stattdessen können PEM-Elektrolyseure (Proton Exchange Membrane) verwendet werden, die Schwankungen besser folgen und auch in unteren Teillastbereichen arbeiten können.

Für beide Technologien, PEM-Elektrolyse und Methanisierung, bedarf es noch weiterer Forschung und Entwicklung. Sie werden zurzeit nur in kleinen Leistungsbereichen kommerziell eingesetzt. Die Größe der PEM-Elektrolyseanlagen ist derzeit durch die Größe der Membran-Elektroden-Einheiten beschränkt. Die weitere Entwicklung der technoökonomischen Parameter ist mit großer Unsicherheit behaftet. Aus verschiedenen Studien ergibt sich ein breites Spektrum insbesondere für die spezifischen Investitionskosten (€/kW). Für die Modellierung wurden geeignete Mittelwerte abgeschätzt, die in Tabelle 1 zusammengefasst sind.

Für die Parameter der PEM-Elektrolyse wird die alkalische Elektrolyse als Referenz benutzt. Für den Wirkungsgrad der Elektrolyse ergibt sich in der Literatur ein Bereich von 50% bis 80% (Müller-Langer et al. 2007, A. Miltner et al. 2008, Cerbe 2008, Sterner 2009, BMU 2012, Fuchs et al. 2012). Der Wirkungsgrad der Methanisierung ist etwa 75% bis 85% (Jurascik et al. 2008, Müller-Langer et al. 2008, Sterner 2009, BMU 2012). Die Strom-zu-Methan-Effizienz ist das Produkt der Einzeleffizienzen der beiden Prozesse.

Die spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse sind derzeit etwa 1000 €/kW_{el} (Müller-Langer et al. 2007, BMU 2012). Für die Kombination aus Elektrolyse und Methanisierung werden derzeit Kosten von etwa 2000 €/kW_{el} (Sterner 2009) angegeben, die langfristig auf unter 1000 €/kW_{el} fallen sollen. Die Methanisierung, die im Modell REMIND-D einzeln, also von der Elektrolyse unabhängig, abgebildet ist, wird mit spezifischen Investitionskosten von 1000 €/kW_{Methan} (pro Ausgangsleistung) parametrisiert.

Diese Kosten besitzen großes Reduktionspotential. In dem Modell werden diese Lerneffekte „endogen“ abgebildet, das heißt das in Abhängigkeit des realisierten Ausbaus der Technologie deren Kosten aufgrund der damit verbundenen Erfahrung sinken. Die Lernrate gibt an, um wie viel Prozent die Kosten bei einer Verdopplung der installierten Leistung sinken. Schoots et al. 2008 leiten für die Elektrolyse aus empirischen Kostendaten (1974-2004) eine Lernrate von 18±13 % ab. Die Unsicherheit dieser Parameter ist besonders hoch. In dem Modell wird für beide Technologien eine Lernrate von 15 % angenommen (siehe Tabelle 1). Die Sockelkosten geben eine untere Grenze für die spezifischen Kosten an, die nicht überschritten werden kann. In den Szenarien ergeben sich Kostenreduktionen auf unter 600 €/kW für die Elektrolyse für die Szenarien „Kontinuität“ und „Wandel“, und etwa 800 €/kW für die Methanisierung im Szenarien „Kontinuität“.

Ein weiterer wichtiger Parameter ist die Beimischungsgrenze von Wasserstoff im Gasnetz. Derzeit ist diese Grenze auf einstellige Volumenprozent festgelegt (DVGW 2013). Es besteht keine Sicherheit darüber, wie weit diese Grenze technisch erhöht werden kann. Sie wird in dieser Studie ab 2010 schrittweise von 10 auf 15 Volumenprozent im Jahr 2030 erhöht (konsistent mit Abschätzungen in DVGW 2011b). Bezogen auf den Energieinhalt entspricht dies einer Erhöhung von 3% auf 4.5 %. Diese

Grenzwerte beziehen sich auf den jährlichen Erdgasverbrauch. Die tatsächlich zeitlich und örtlich einspeisbaren Mengen können deutlich niedriger sein. H₂-Speicher erlauben eine stetige Beimischung, so dass die jährliche Beimischungsgrenze erreicht werden kann.

Die der Elektrolyse zur Verfügung stehenden Menge erneuerbarer elektrischer Energie ist eine wichtige systemabhängige Variable, die innerhalb des Modells während der Optimierung bestimmt wird. Diese hängt von dem Anteil von Wind und Sonne an der Stromerzeugung sowie von der installierten Elektrolysekapazität ab. Abbildung 9 zeigt diesen Zusammenhang schematisch. Die Kapazität und ihre Betriebsstunden ergeben sich endogen im Modell. Die Betriebsstunden hängen von der Form der residualen Lastdauerkurve also von dem Anteil von Wind- und Sonnenstrom ab. Das Produkt aus Kapazität und Betriebsstunden entspricht dem Wind- und Solarstrom, der der Elektrolyse zur Verfügung steht (eingefärbte Fläche). Die Betriebsstunden der Elektrolyse sind über das Jahr verteilt, so dass der Elektrolyseur auch bei schwankendem erneuerbaren Strom einsetzbar sein muss. Es wird angenommen, dass diese technische Voraussetzung erfüllt ist.

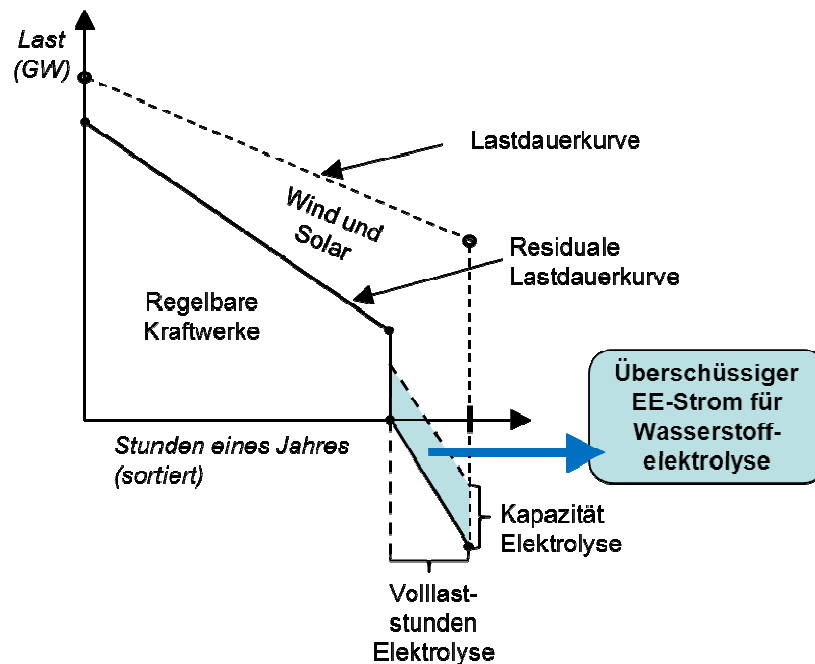


Abbildung 9: Schematisch wird hier der Zusammenhang zwischen installierter Elektrolyseleistung, nutzbarem überschüssigen Strom und Volllaststunden des Elektrolyseurs gezeigt. Die eingefärbte Fläche entspricht dem überschüssigen Strom, der der Elektrolyse zur Verfügung steht. Über die installierte Kapazität der Elektrolyse wird während der Optimierung innerhalb des Modells (endogen) entschieden.

3.4. Beschränkungen der Analyse und weiterer Forschungsbedarf

Alle Modelle, ob nun Klimamodelle, Energiesystemmodelle oder ökonomische Modelle, zeichnen sich generell dadurch aus, dass sie die Komplexität der realen Welt stark reduzieren. Zum einen können Modelle nur stilisierte Abbildungen der wichtigsten Wirkmechanismen sein, die in der Realität

beobachtet werden. Zum anderen ist eine Reduktion unvermeidbar, um ein mathematisches Modell numerisch lösen zu können. Die zugrunde gelegten Annahmen, die hier im Falle eines gekoppelten Makroökonomie-Energiesystemmodells getroffen wurden, um die Komplexität zu reduzieren, sollen im Folgenden kurz umrissen werden. Sie sind in der makroökonomischen Modellierung gängige Praxis. Trotz der teils stark vereinfachenden Annahmen können mit Modellen komplexe Gedankenexperimente analysiert werden, deren Ergebnisse in der Realität von Relevanz sind. Je nach Modelltyp variieren die Beschränkungen und Stärken, sowie die Fragestellungen, die damit sinnvoll bearbeitet werden können.

Die wichtigste Beschränkung dieser Analyse ist, dass eine kleine Anzahl von potentiellen Alternativen der Power-to-Gas-Technologie nicht berücksichtigt wurde. Sie überschreiten den Rahmen dieser Studie und sollten Gegenstand von vertiefenden Analysen sein. Die Bedeutung von Power-to-Gas hängt von der Verfügbarkeit von überschüssigem erneuerbaren Strom ab, der zu niedrigen Kosten zur Verfügung steht, da er nicht direkt genutzt werden kann. Überproduktion entsteht vor allem aufgrund von schlechter zeitlicher Übereinstimmung von Stromnachfrage und erneuerbarem Angebot. Alle Maßnahmen und Technologien, die Stromangebot oder Nachfrage flexibilisieren, können die Überproduktion eindämmen. In diesem Sinne konkurrieren sie mit der Power-to-Gas-Technologie und reduzieren möglicherweise ihre Bedeutung. Zu diesen Maßnahmen gehören: Veränderungen der zeitlichen Struktur der Stromnachfrage, internationaler Netzausbau und Stromim- und -exporte, Power-to-Heat, sowie ein Zugang zu den Pumpspeicherkraftwerken der Alpen und von Skandinavien. Andererseits wird innerhalb Deutschlands ein perfekt ausgebautes Stromnetz angenommen (Kupferplatte). Netzengpässe können in der Realität die Überproduktion von Strom aus Wind und Sonne und somit den Speicherbedarf erhöhen.

Insbesondere langfristig könnte sich die Stromnachfrage an das Angebot anpassen, elastischer werden. Sogenannte Laststeuerung mit beispielsweise intelligenten Stromzählern (Smart metering) ist eine Maßnahme, die die Nachfrage aktiv flexibilisieren könnte. Eine weitere Einschränkung der Bedeutung von Power-to-Gas stellt die zunehmende Integration der europäischen Strommärkte durch Netzausbau dar. Diese ist in dem Modell nicht abgebildet. Verstärkte Stromimporte und -exporte können die Überproduktion in Deutschland reduzieren, insbesondere dann, wenn in den Nachbarländern deutlich weniger Solar- und Windstrom erzeugt wird. Die Vernetzung des deutschen Stromsystems mit den von Wasserkraft dominierten Systemen in Skandinavien oder den Alpen kann den Zugang zu Pumpspeicherpotentialen eröffnen. Dies kann im Vergleich zu Power-to-Gas eine ökonomisch effizientere Verwendung von überschüssigem Strom darstellen. Gleiches gilt für sogenannte Power-to-Heat-Technologien, bei denen zum Beispiel ein Elektrokessel oder ein Heizstab eingesetzt wird, um überschüssigen Strom in Wärme umzuwandeln. Wärmespeicher können den Betrieb dieser Technologien flexibilisieren, da die zeitliche Kopplung des Angebotes von überschüssigem Strom und der Wärmenachfrage abgeschwächt wird. Power-to-Heat bietet somit eine alternative Brücke vom Strom- in den Wärmesektor, wenngleich es drei Einschränkungen gibt. Zum einen wird Power-to-Heat nicht mit Rückverstromung verwendet, sodass die Brückenfunktion nur einseitig wirkt. Zweitens ermöglicht Power-to-Heat keinen Zugang zum Transportsektor. Und drittens sind Wärmespeicher typischerweise nur für Stunden oder wenige Tage ausgelegt. Power-to-Gas hingegen erlaubt eine flexible Verbindung von Strom- und Wärme- bzw. Transportsektor auch über Monate und Jahreszeiten hinweg.

Die Entwicklung dieser konkurrierenden Maßnahmen und Technologien ist unsicher und abhängig von einer Reihe von systemischen Treibern. Daher ist die Analyse von Power-to-Gas im Vergleich zu diesen Alternativen in Kombination mit den Stärken der hier durchgeführten Modellierung anspruchsvoll. Die vorliegenden Szenarien erfassen die Bedeutung von Power-to-Gas aus einer sektorübergreifenden und langfristigen Klimaschutzperspektive im Fall von unzureichenden Alternativen. Für eine umfassendere Analyse von Power-to-Gas sollten die wichtigsten Alternativen ebenfalls modelliert werden.

Eine weitere Annahme der Modellierung ist die volle Flexibilität der verwendeten Elektrolyseure. Überschüssiger erneuerbarer Strom ist über das Jahr verteilt, so dass auch die Betriebsstunden der Elektrolyseure verteilt sind und die Elektrolyse bei schwankendem erneuerbarem Strom durchführbar sein muss. Dies ist eine wesentliche technische Voraussetzung für die Wettbewerbsfähigkeit von Power-to-Gas.

Die Berücksichtigung der Variabilität von Nachfrage und Wind- und Sonnenangebot in langfristigen und sektorübergreifenden Modellen ist eine Herausforderung. Der wesentliche Teil der Variabilität innerhalb eines Jahres wird berücksichtigt. Jährliche Schwankungen des Wind- und Sonnenangebots werden vernachlässigt. Die Bedeutung dieser Einschränkung ist schwer abzuschätzen. Ein Aspekt ist, dass die Betreiber von Elektrolyseuren dem Risiko eines schwachen Wind- oder Sonnenjahrs ausgesetzt sind. Die damit verbundenen Risikoaufschläge sind in der Analyse nicht berücksichtigt, sodass implizit von risikoaversen Investoren ausgegangen wird.

Kleinskalige, lokale Effekte und die genaue Ausgestaltung und Integration der Power-to-Gas-Technologie in das Energiesystem sind nicht Gegenstand der Studie. Dazu gehört die Bedeutung der Kopplung von kleinen dezentralen Power-to-Gas-Einheiten mit zum Beispiel Biogas- oder Syngasanlagen, oder die Frage, ob größere zentrale Power-to-Gas-Anlagen ökonomisch effizienter sind. Zudem ist analog zur Vernachlässigung von Stromnetzen (Annahme einer „Kupferplatte“) die räumliche Auflösung des Gasnetzes ebenfalls nicht abgebildet. Somit werden sämtliche Nebenbedingungen die sich aus der Leitungsinfrastruktur ergeben vernachlässigt.

Diese Studie verwendet die Annahme, dass das Stromnetz innerhalb von Deutschland soweit ausgebaut wird, dass nur erneuerbare Überschüsse auftreten, wenn die nationale Stromnachfrage (abzüglich der Erzeugung aus Must-run-Anlagen und Regelenergie) allein vom Wind- und Solarstromangebot übertroffen wird. Somit werden erneuerbare Überschüsse vernachlässigt, die nur lokal an einzelnen Stromnetzknoten auftreten und auf Netzengpässen beruhen.

4. Szenariendefinition

Es wurde eine Vielzahl von Szenarien berechnet, die sich in drei Szenariorahmen unterteilen lassen: „Kontinuität“, „Wandel“ und „Wandel (CCS)“. Diese wurden im Rahmen eines früheren Projektes in Zusammenarbeit mit Stakeholdern und Experten aus mehreren Visionen für die zukünftige Entwicklung im Transport- und Elektrizitätssektor entwickelt. Die Teilnehmer kamen aus Umwelt-NROs, Verbraucherschutzorganisationen, der Stadtplanung, Gewerkschaften, Übertragungsnetzbetreibern, der Energieerzeugung und Automobilindustrie und Betreiberfirmen für Anlagen erneuerbarer Energie

(Schmid & Knopf 2012). Die drei Szenarienrahmen sind in einer Matrix (Abbildung 10) und in Tabelle 2 dargestellt.

„Kontinuität“: Der aus heutiger Sicht wahrscheinlichste Szenariorahmen „Kontinuität“ nimmt an, dass eine Reihe von historischen Trends auch bei ambitioniertem Klimaschutz fortgeschrieben werden, auch wenn sie für den Klimaschutz nicht wünschenswert sind. Diese Trends beziehen sich auf Entwicklungen von Technologien in den verschiedenen Energiesektoren und nicht auf politische Instrumente wie den Emissionshandel oder der Förderung von Erneuerbaren. Auch in diesem Trendszenario können ambitionierte Klimaschutzziele erreicht werden, allerdings zu höheren Kosten. Für den Stromsektor ist der schwerwiegendste Trend die Stromerzeugung aus bestehenden Kohlekraftwerken bis an das Ende ihrer technischen Lebenszeit, auch wenn ein vorzeitiges Abschalten im Fall hoher CO₂-Zertifikatspreise ökonomisch sinnvoll wäre. Eine weitere Annahme sind nur moderate Potentiale für Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Im Transportsektor bleibt ein hoher Anteil des Güterverkehrs und des Individualverkehrs auf der Straße, auch wenn ein Wechsel zu anderen Verkehrsträgern für den Klimaschutz förderlich wäre.

„Wandel“: Der Szenariorahmen „Wandel“ erlaubt in vielen Aspekten eine Trendwende. Im Unterschied zu „Kontinuität“ dürfen hier bestehende Kohlekraftwerke abgeschaltet werden. Der Gütertransport kann verstärkt auf die Schiene verlegt werden und der öffentliche Verkehr wird ausgebaut und kann das Auto ablösen. Zudem werden höhere Potentiale für Energieeffizienz und erneuerbare Energien angenommen. Es sei bemerkt, dass diese Trendwenden nicht als Annahme vorgegeben sind. Stattdessen entscheidet das Modell nach ökonomischen Gesichtspunkten, welche Möglichkeiten in den Szenarien genutzt werden.

„Wandel (CCS)“: Beim Szenariorahmen „Wandel (CCS)“ stehen zudem Technologien der Abscheidung und Speicherung von CO₂ zur Verfügung (CCS). Hierbei wird angenommen, dass es keine hemmenden Akzeptanzprobleme gegenüber der CCS-Technologie, insbesondere gegenüber der unterirdischen Lagerung von CO₂, gibt. Für Deutschland ist die großskalige Anwendung der CCS-Technologie, insbesondere die unterirdische Lagerung von CO₂, aus heutiger Sicht nicht wahrscheinlich, da diese mit technischen und ökonomischen Unsicherheiten, Verzögerungen und gesellschaftlichen Akzeptanzproblemen verbunden ist (von Hirschhausen et al. 2012, van Noorden 2013). Somit ist „Wandel (CCS)“ als der unwahrscheinlichste Szenariorahmen einzuschätzen.

Stromsektor/ Wärmesektor Transportsektor				
				
		CCS	CCS	CCS
		"Kontinuität"		
			"Wandel"	
				"Wandel (CCS)"

Abbildung 10: Die Matrix illustriert die wesentlichen Annahmen der drei Szenarienrahmen „Kontinuität“, „Wandel“ und „Wandel (CCS)“. (Abbildung nach Schmid, Knopf & Burck 2012)

	Szenariorahmen "Kontinuität"	Szenariorahmen "Wandel"	Szenariorahmen "Wandel (CCS)"
Stilllegung von Kohlekraftwerken	Nein	Ja	Ja
Entkopplung Güterverkehr&BIP	Nein	Ja	Ja
Anteil öffentlicher Verkehrsmittel	konstant	steigend	steigend
Potentiale erneuerbarer Energien	mittel	hoch	hoch
Energieeffizienz	mittel	hoch	hoch
CCS ab 2025	nein	nein	Ja

Tabelle 2: Die wesentlichen Annahmen der drei Szenarienrahmen „Kontinuität“, „Wandel“ und „Wandel (CCS)“.

Um die Bedeutung der Power-to-Gas Option zu bestimmen, wurden die Szenarien innerhalb der drei Szenariorahmen entweder *mit* oder *ohne* diese Technologie berechnet. Zudem wurden verschiedene Klimaschutzziele berechnet. Insgesamt ergeben sich 12 Szenarien (Tabelle 3). Im Klimaschuttszenario mit Standardeinstellungen sinken die Emissionen entsprechend des Energiekonzeptes der Bundesregierung um ca. 80 % gegenüber 1990. Um die Effekte von Klimaschutzstrategien in Hinblick auf wirtschaftliche Parameter zu bewerten, werden die entsprechenden⁵ Business-as-usual-Szenarien (BAU-

⁵ Jedem Klimaschuttszenario entspricht ein BAU-Szenario, bei dem derselbe Szenariorahmen (z.B. „Kontinuität“) verwendet wird.

Szenarien) als wichtige Referenzszenarien bei der Interpretation der Parameter BIP und Konsum berücksichtigt. In den BAU-Szenarien wird nur so wenig Klimaschutz⁶ angenommen, wie einer Fortschreibung der bisher implementierten Maßnahmen entspricht, sodass die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) bis 2050 um etwa 40% sinken. Nur durch den Vergleich mit diesem kontrafaktischen, das heißt einem eigentlich unrealistischen, Business-as-usual-Fall können die Effekte von Klimaschutz in den Klimaschutzszenarien beziffert werden. Für die verschiedenen Klimaschutzszenarien werden jeweils spezifische BAU-Szenarien gerechnet, die denselben Szenariorahmen verwenden und sich somit nur im Klimaschutzziel (Emissionsbudget) unterscheiden.

		Szenariorahmen "Kontinuität"	Szenariorahmen "Wandel"	Szenariorahmen "Wandel (CCS)"
Klimaschutz- szenario	Mit Power-to-Gas	1	2	3
	Ohne Power-to-Gas	4	5	6
BAU- Szenario	Mit Power-to-Gas	7	8	9
	Ohne Power-to-Gas	10	11	12

Tabelle 3: Insgesamt 12 Szenarien ergeben sich aus der Kombination der verschiedenen Szenarieneinstellungen.

⁶ Bei der Modellierung der BAU-Szenarien wird ein im Vergleich zu Klimaschutzszenarien (27Gt CO₂) vergrößertes Emissionsbudget von 65 Gt CO₂ (2010-2100) verwendet.

5. Ergebnisse der REMIND-D-Szenarien

In Unterkapitel 5.1 sind Szenarienergebnisse gezeigt, die einen Einblick in die Transformation des Energiesystems in den verschiedenen Szenariorahmen „Kontinuität“ und „Wandel“ geben. Unterkapitel 5.2 stellt im Anschluss sieben Kernergebnisse für die Power-to-Gas-Technologie dar und zieht Schlussfolgerungen für ihre Bedeutung.

5.1. Die Transformation des Energiesystems in den REMIND-D-Szenarien

Bevor wir im nächsten Kapitel die Bedeutung der Power-to-Gas-Technologie analysieren, werden im Folgenden Ergebnisse der grundsätzlichen Transformationen in den verschiedenen Sektoren des Energiesystems für die Klimaschuttszenarien im Szenariorahmen „Kontinuität“ und „Wandel“ mit Power-to-Gas gezeigt. Das verwendete Klimaschuttsziel orientiert sich an den Zielen der Bundesregierung (-80% Treibhausgasemissionen in 2050 ggü. 1990).

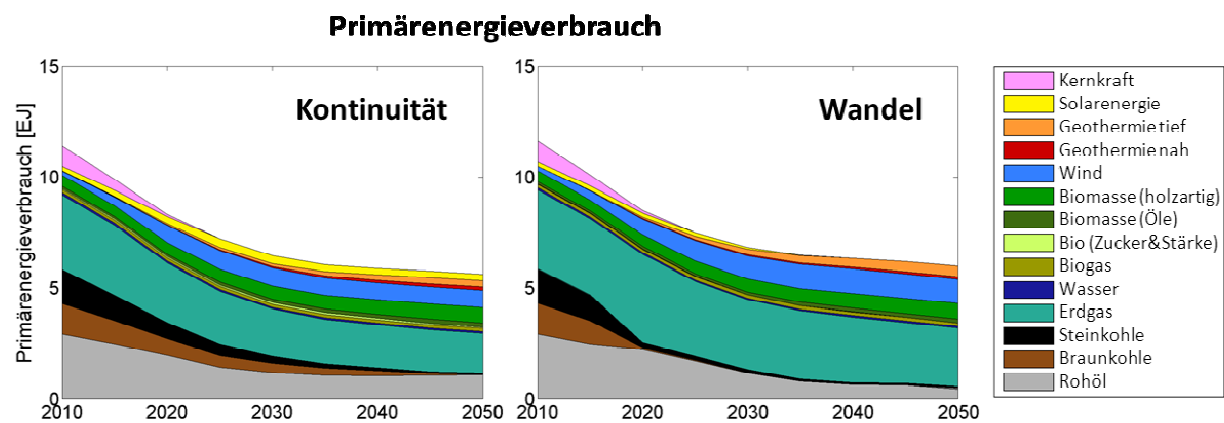


Abbildung 11: Primärenergiemix im Klimaschuttszenario Kontinuität (links) und Wandel (rechts).

Abbildung 11 stellt die Primärenergiemixe der beiden Szenarien dar. Der Energieverbrauch sinkt in den Klimaschuttszenarien stark. Dabei nimmt der Anteil der fossilen Energieträger Kohle und Öl stark ab. Die relative Bedeutung von Erdgas nimmt leicht zu. Der absolute Beitrag von Erdgas sinkt leicht im Szenariorahmen „Kontinuität“ und bleibt etwa konstant in „Wandel“, da hier eine frühzeitige Abschaltung von Kohlekraftwerken mit Gas kompensiert wird (Abbildung 11, rechts). Erneuerbare Gase aus Power-to-Gas sind hier nicht dargestellt, da sie erst auf der Ebene der Sekundärenergieträger aus erneuerbarem Strom entstehen. CCS steht in den Szenarien nicht zur Verfügung. Stattdessen wird ein Ausstieg aus der Kohle vollzogen. Im Szenariorahmen „Wandel“ dürfen Kraftwerke vor dem Ende ihrer technischen Lebenszeit abgeschaltet werden. Dies erfolgt bereits 2020 aufgrund des sich im Modell endogen einstellenden hohen CO₂-Zertifikatspreises, der einen Weiterbetrieb unrentabel macht.

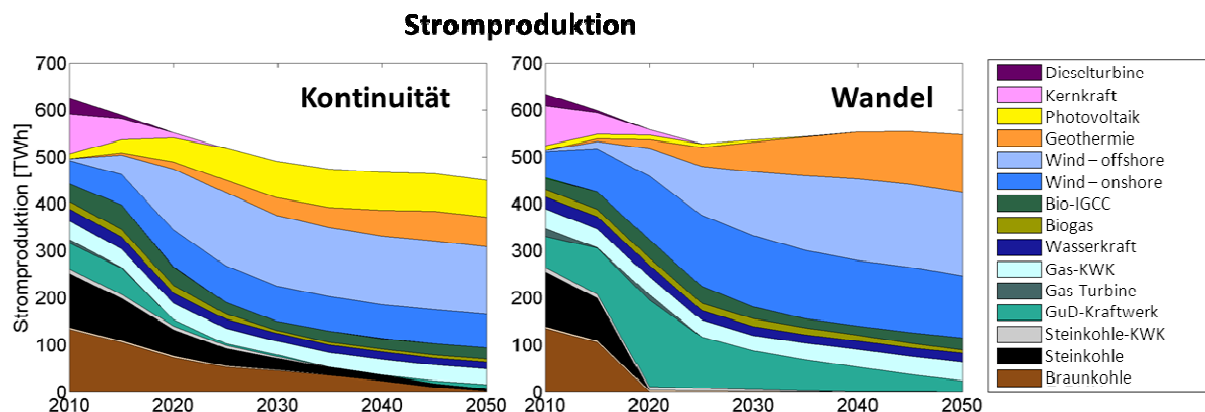


Abbildung 12: Strommix im Klimaschutzscenario Kontinuität (links) und Wandel (rechts).

Abbildung 12 stellt die Strommixe der beiden Szenarien dar. Der Stromverbrauch sinkt leicht bis 2050. Der Anteil fossiler Energieträger nimmt stark ab bis jeweils nahezu Null ab. Kohlekraftwerke werden im Szenariorahmen „Wandel“ frühzeitig abgeschaltet. Der Anteil erneuerbarer Energien steigt, vor allem von Wind-onshore und –offshore auf zusammen 50%. Solaranlagen sind nur im Szenariorahmen „Kontinuität“ wettbewerbsfähig, da hier der Bedarf an Klimaschutzoptionen größer ist. Im Szenariorahmen „Wandel“ wird ein Wechsel der Energieträger von CO₂-intensiver Kohle zu Gas vollzogen.

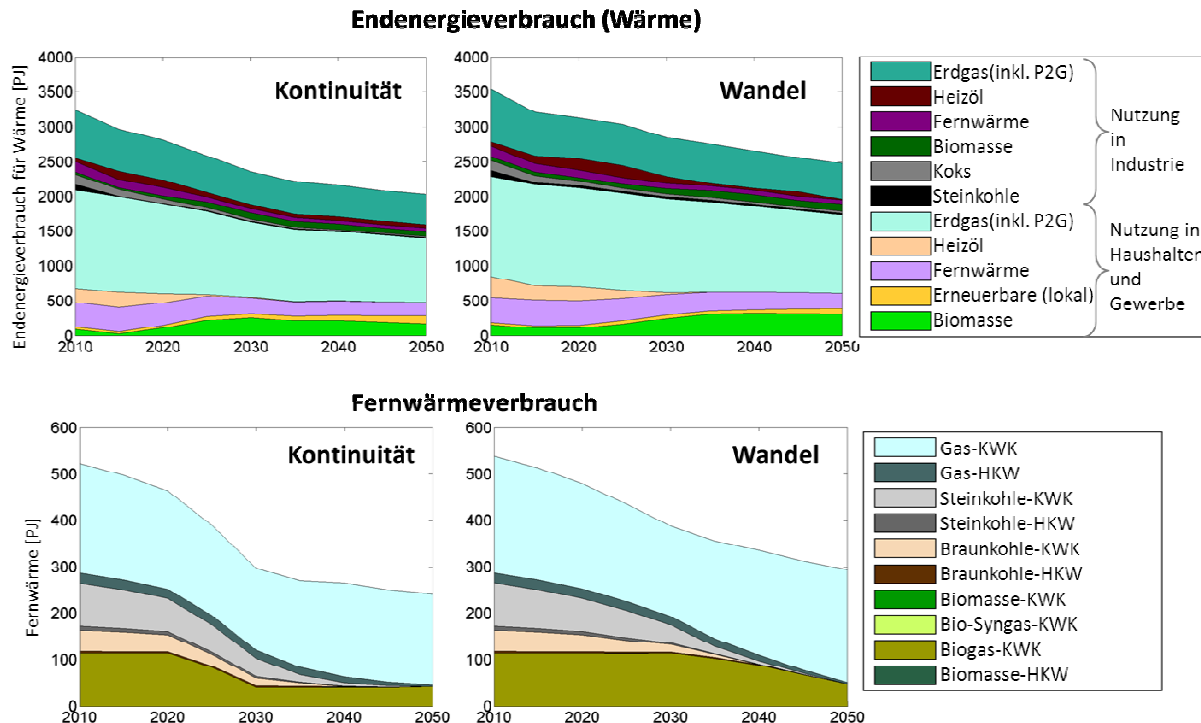


Abbildung 13: Endenergieverbrauch für Wärme (oben) sowie Fernwärmeproduktion (unten) im Klimaschutzscenario Kontinuität (links) und Wandel (rechts). Fernwärme umfasst keine dezentrale Wärmeproduktion z.B. in Einfamilienhäusern. (P2G: Power-to-Gas)

In Abbildung 13 ist die Entwicklung für den Wärmesektor der beiden Szenarien gezeigt. Oben ist der Endenergieverbrauch nach Wärme für Industrie und Haushalte/Gewerbe dargestellt und nach Energieträgern unterschieden. Unten ist die Produktion von Fernwärme isoliert dargestellt und nach Technologien unterschieden. Der Wärmeverbrauch sinkt sowohl insgesamt als auch für den Bereich der Fernwärme bis 2050 stark. Der absolute Gasbeitrag (Erdgas und Gase aus Power-to-Gas) bleibt jedoch hoch. Für den Fernwärmebereich wächst der Gasanteil deutlich. Langfristig wird Fernwärme fast ausschließlich mit Erdgas- und Biogas-KWK-Anlagen bereitgestellt. Lokale erneuerbare Wärme ist der Teil des Wärmeverbrauchs der für Haushalte und Gewerbe vor Ort mittels Solarthermie und Wärmepumpen gewonnen wird. Dieser Teil steigt, bleibt jedoch auf sehr niedrigem Niveau.

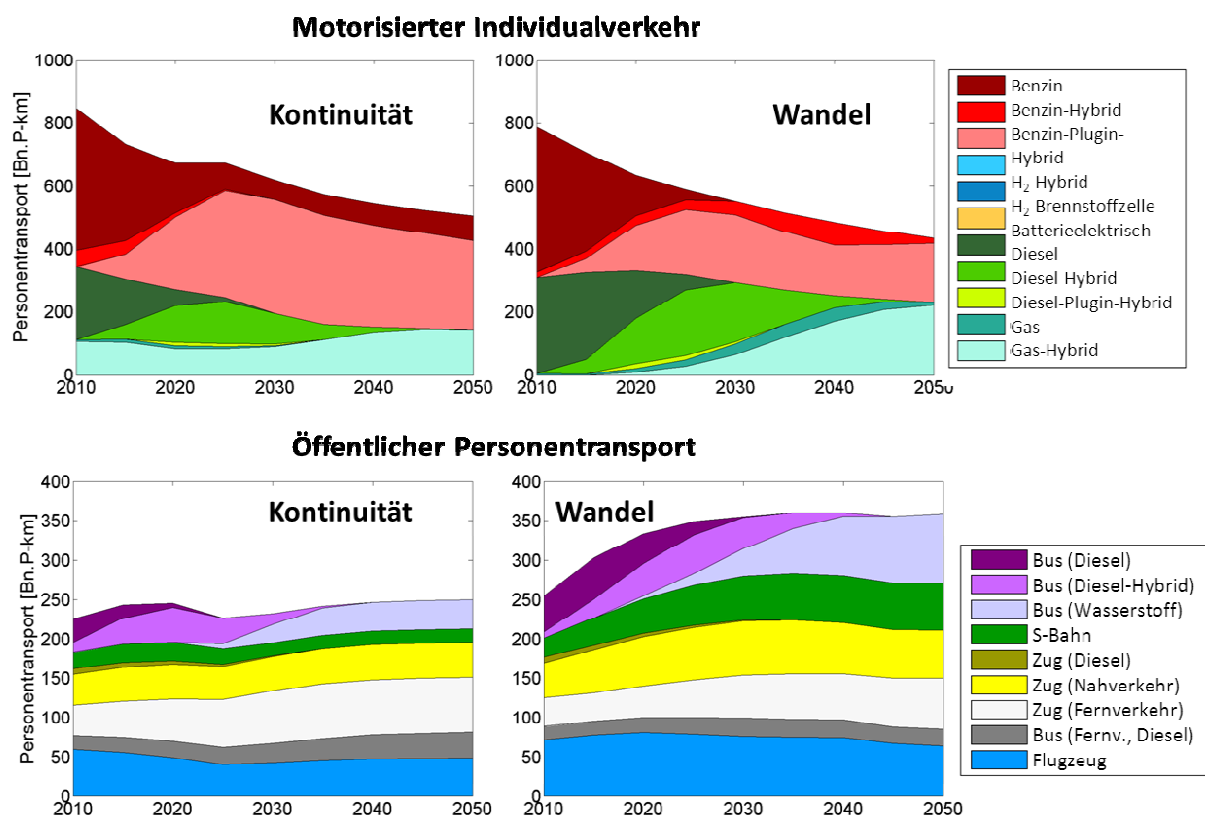


Abbildung 14: Motorisierter Individualverkehr (oben) sowie öffentlicher Personentransport (unten) im Klimaschutzscenario Kontinuität (links) und Wandel (rechts).

Abbildung 14 zeigt den Personentransportsektor in beiden Szenarien. Oben ist der motorisierte Individualverkehr (MIV) im Vergleich dargestellt. Die Entwicklung des MIV-Sektors ist in beiden Szenarien ähnlich und stark vom steigenden CO₂-Zertifikatspreis geprägt. Zum einen sinkt die Mobilitätsnachfrage deutlich. Zum anderen werden konventionelle Antriebe, das heißt reine Benzin- und Dieselmotoren, bis 2030 nahezu vollständig verdrängt. Langfristig setzen sich Plugin-Hybrid-

Fahrzeuge und Erdgas-Hybride durch. Reine Batteriefahrzeuge oder Brennstoffzellenfahrzeuge werden nicht genutzt. Die Entwicklung des öffentlichen Verkehrs (ÖV) ist in Abbildung 14 (unten) dargestellt. Im Szenariorahmen „Wandel“ steigt die Mobilitätsleistung des ÖV, während sie in „Kontinuität“ etwa konstant bleibt. Der Anteil des ÖV ist eine Annahme, die den jeweiligen Szenariorahmen charakterisiert (konstant in „Kontinuität“, steigend in „Wandel“, siehe Tabelle 2). Die Anteile der Verkehrsträger sind in beiden Szenarien ähnlich und verändern sich bis 2050 wenig. Lediglich bei Bussen für den Nahverkehr vollzieht sich ein vollständiger Wechsel von Dieselantrieben über Diesel-Hybriden hin zu Wasserstoff-Bussen. Die Kosten für eine notwendige H₂-Infrastruktur im Verkehrssektor sind berücksichtigt.

5.2. Sieben Kernergebnisse für Power-to-Gas

1) Die Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz hat große Bedeutung in den Klimaschutzszenarien

In allen Klimaschutzszenarien wird die Möglichkeit der Beimischung von Wasserstoff in das Gasnetz mittel- bis langfristig in vollem Umfang ausgenutzt. Abbildung 15 zeigt für die drei berechneten Klimaschutzszenarien die zeitliche Entwicklung der Beimischung von Wasserstoff. Die Beimischungsgrenze wird schrittweise von 3% auf 4.5 % (bezogen auf den Energieinhalt) im Jahr 2030 erhöht. Im Klimaschutzszenario *Kontinuität* hat die Beimischung die größte Bedeutung, denn in diesem Szenario ist CO₂-freies Gas besonders wertvoll, da Klimaschutz durch die konservativen Rahmenbedingungen besonders herausfordernd ist (siehe Kapitel 4). Im Klimaschutzszenario *Wandel* werden zunächst günstigere Klimaschutzoptionen genutzt, insbesondere die frühzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken und der Ausbau von Erdgaskraftwerken. Daher wird die Beimischung von Wasserstoff in das Gasnetz erst langfristig (2045) in vollem Maße ausgeschöpft. Steht in diesem Szenario die Möglichkeit der Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) zur Verfügung, so gewinnt die Wasserstoffbeimischung an Attraktivität. Der wesentliche Treiber hierfür ist, dass Wasserstoff günstig aus Biomasse abgespalten und der verbleibende Kohlenstoff unterirdisch gespeichert werden kann. Hierdurch werden *negative* Emissionen erzeugt, da der Kohlenstoff zuvor bei dem Wachstum der Biomasse aus der Atmosphäre entnommen wurde. Somit hat dieser Prozess großes Klimaschutzpotential. Aufgrund der relativ hohen spezifischen Investitionskosten und der niedrigen Betriebsstundenzahl ist Elektrolyse von überschüssigem EE-Strom hier im Vergleich zur Wasserstofferzeugung aus Reformierung von Biomasse oder fossilen Energieträgern mit CO₂-Abscheidung nicht wettbewerbsfähig. Jedoch ist „Wandel (CCS)“ als der unwahrscheinlichste Szenariorahmen einzuschätzen.

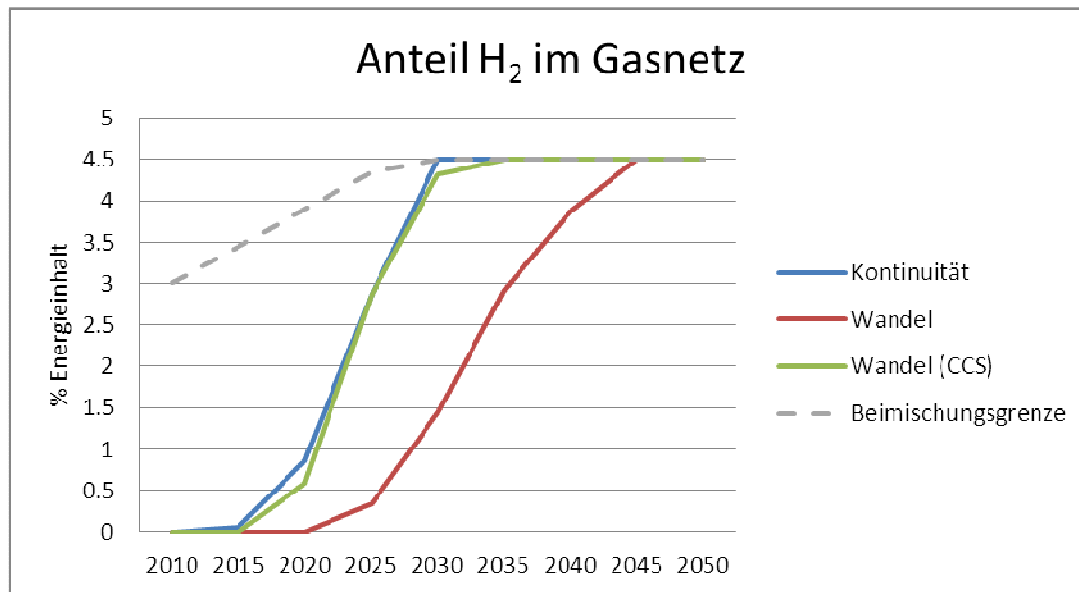


Abbildung 15: Zeitliche Entwicklung der Beimischung von Wasserstoff in das Gasnetz. Mittel- bis langfristig wird diese Option in den Klimaschuttszenarien voll ausgeschöpft.

Die Werte für die Beimischungsgrenze (3% auf 4.5 %, bezogen auf den Energieinhalt) sind als jährliche Mittelwerte zu verstehen. Das bedeutet, dass lokal und zu bestimmten Zeiten höhere Anteile technisch umsetzbar sein müssen. Diese Anforderungen können verringert werden, indem der Wasserstoff in großen Mengen in unterirdischen Kavernen zwischengelagert wird. Die spezifischen Kosten des Speichers sind im Vergleich zur Elektrolyse sehr gering. Der Speicherkostenanteil kann sich jedoch erhöhen, falls Salzkavernen nicht zur Verfügung stehen, und Tanks insbesondere in kleinerer Kapazität für dezentrale Anwendungen nötig werden (Fuchs et al. 2012). In dieser Studie wird angenommen, dass verfügbare Salzkavernen ausreichen und die Kosten für die H₂- Speicherung somit vernachlässigbar sind.

Abbildung 16 zeigt den Ausbau von Elektrolysekapazitäten und Abbildung 17 die resultierende Wasserstoffproduktion. Falls CCS nicht zur Verfügung steht, werden langfristig 30 bis 50 GW Elektrolyse installiert und damit 50 bis 70 TWh Wasserstoff produziert. Im Klimaschuttszenario *Kontinuität* tritt der Ausbau etwas früher und in größerem Umfang ein. Wasserstoff wird nur zu einem Teil in das Erdgasnetz eingespeist. Abbildung 18 zeigt die Nutzung im Klimaschuttszenario „Kontinuität“ (rechts) und „Wandel“ (links). In „Kontinuität“ ist 2030 die Einspeisung im Gasnetz ausgeschöpft. Die Methanisierung wird dann als zweite Stufe ausgebaut. Zudem wird Wasserstoff für den Busverkehr verwendet. In „Wandel“ wird keine Methanisierung ausgebaut, doch dafür mehr Wasserstoffbusse verwendet.

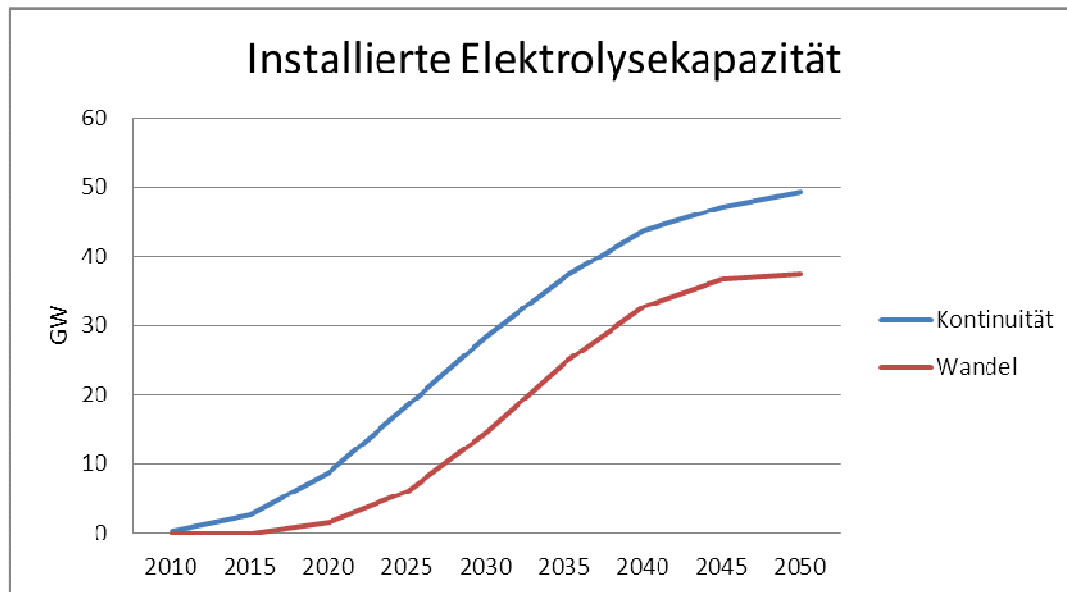


Abbildung 16: Zeitliche Entwicklung der installierten Leistung für Elektrolyse. Es werden langfristig 30-50 GW aufgebaut, wenn CCS nicht zur Verfügung steht.

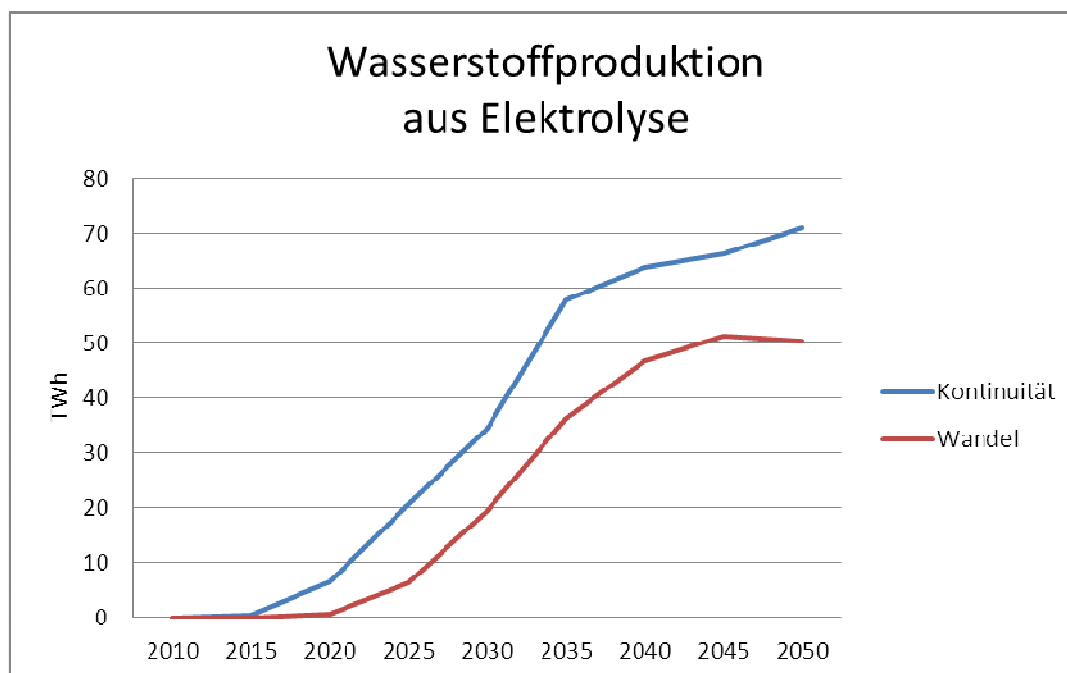


Abbildung 17: Zeitliche Entwicklung der Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom. Es werden langfristig 50-70 TWh erzeugt, wenn CCS nicht zur Verfügung steht.

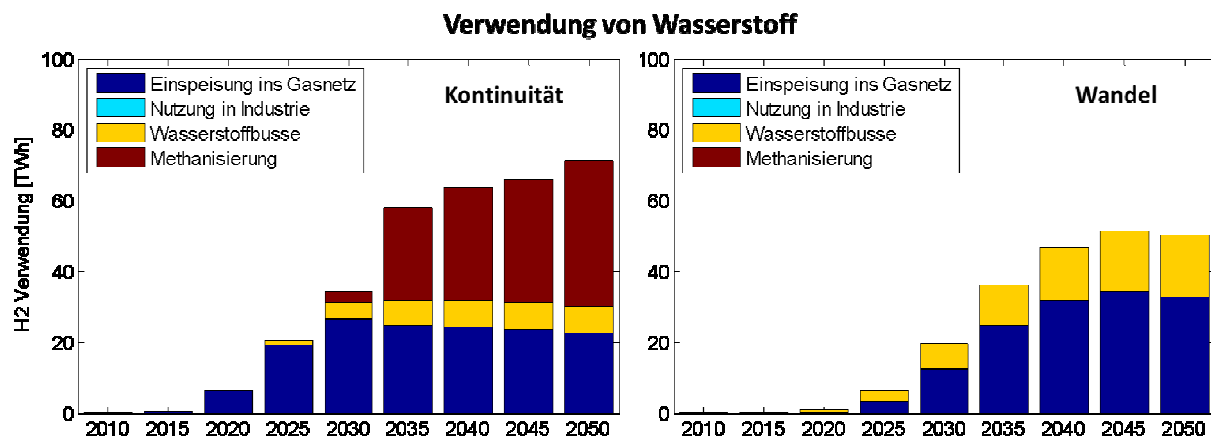


Abbildung 18: Nutzung des erneuerbaren Wasserstoffs für das Klimaschutzszenario „Kontinuität“ (links) und „Wandel“ (rechts). Die Einspeisung in das Gasnetz wird in beiden Szenarien genutzt. In „Kontinuität“ wird die Methanisierung nach 2030 ausgebaut.

Abbildung 19 zeigt die zeitliche Entwicklung der Überproduktion von erneuerbarem Strom sowie den Anteil der zur Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse genutzt wird in den Szenarien ohne CCS. Im Klimaschutzszenario Kontinuität wird fast die gesamte Überproduktion genutzt, während im Klimaschutzszenario Wandel der genutzte Anteil auf etwa 80% in 2050 steigt. Die Menge von verlorenem erneuerbarem Strom kann mit Elektrolyse deutlich reduziert werden.

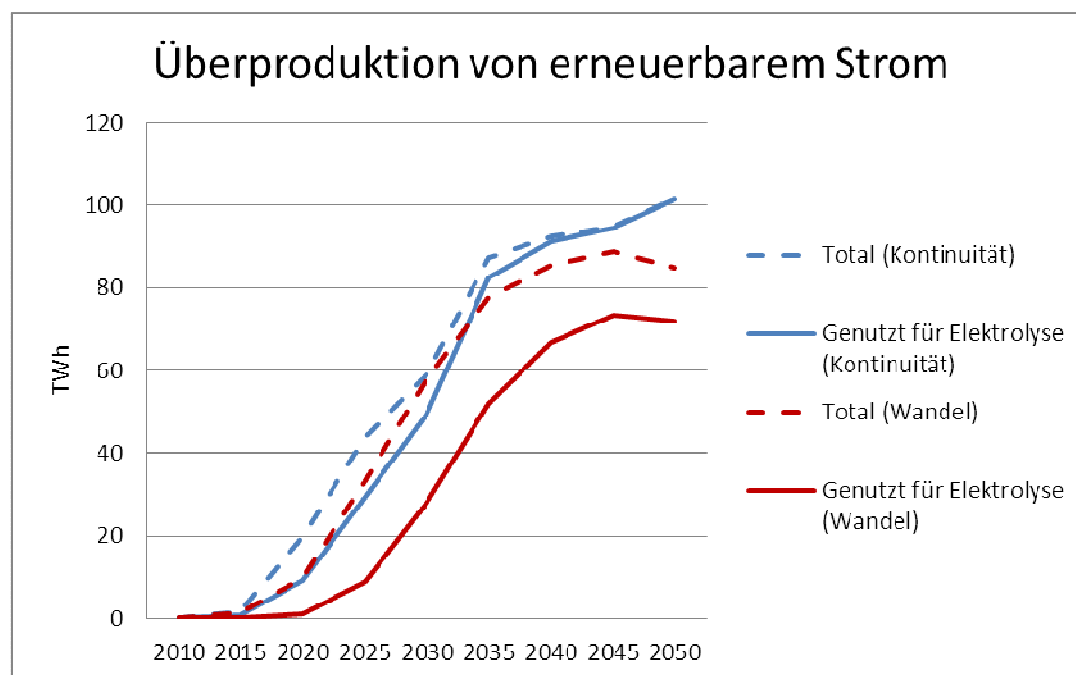


Abbildung 19: Zeitliche Entwicklung der Überproduktion von erneuerbarem Strom und deren Nutzung zur Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse.

2) Erneuerbares Methan kann mittel- bis langfristig wettbewerbsfähig werden, wenn stringente Klimaschutzziele verfolgt werden und die CCS-Option nicht verfügbar ist.

Anstatt erneuerbaren Wasserstoff direkt in das Gasnetz einzuspeisen, kann dieser mit Hilfe von Methanisierungsanlagen in erneuerbares Methan umgewandelt werden. Da dieser Schritt mit Kosten und Effizienzverlusten verbunden ist, kann die Methanisierung von Wasserstoff erst wettbewerbsfähig werden, wenn die Beimischung von Wasserstoff in das Gasnetz voll ausgeschöpft ist. Das bedeutet, dass die Beimischungsgrenze zunächst soweit wie möglich erhöht werden sollte. Die optimierten Klimaschutzszenarien bestätigen, dass Methanisierungskapazitäten aufgebaut werden, sobald die Beimischungsgrenze erreicht ist. Im Szenario Kontinuität mit einer Emissionsreduktion von 80% (2050 ggü. 1990) beginnt der Ausbau 2025 und steigt bis 4GW Kapazität und 30TWh Methanproduktion in 2050 (Abbildung 20). Im entsprechenden Szenario *Wandel* wird diese Option nicht ausgebaut. Erst bei noch höheren Reduktionszielen von minus 90% wird Methanisierung in beiden Szenarien ökonomisch effizient. In Szenarien bei denen CCS zur Verfügung steht, ist Methanisierung nicht wettbewerbsfähig. Dies wird später erläutert (Seite 37).

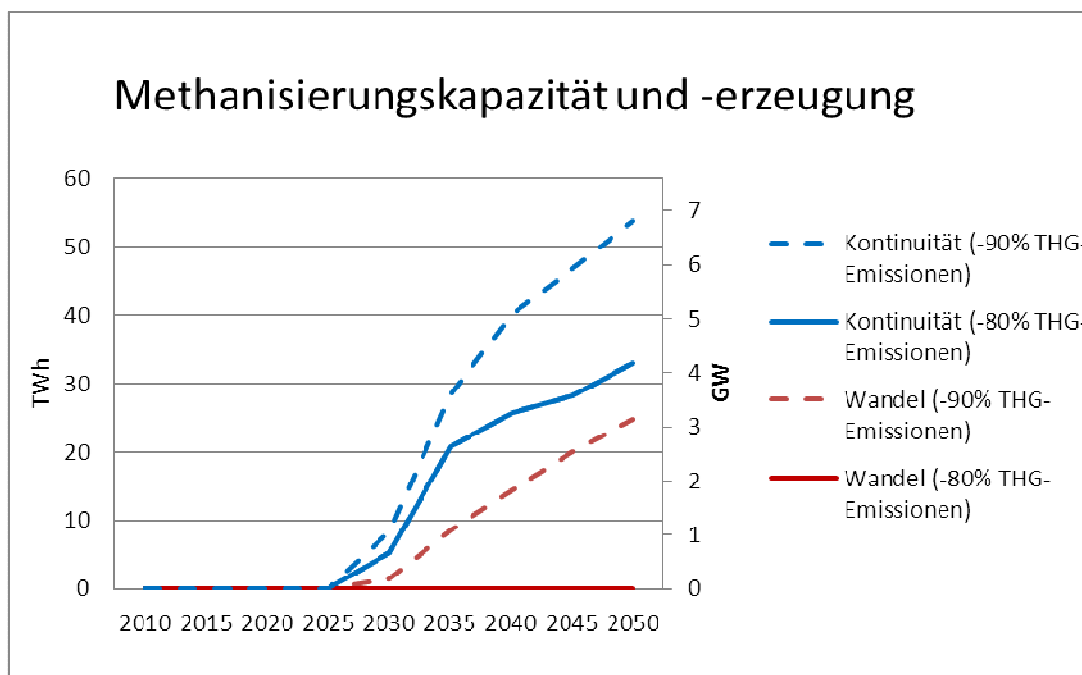


Abbildung 20: Zeitliche Entwicklung der Methanisierungskapazitäten und deren Produktion. In nicht CCS-Szenarien wird diese Option genutzt, sobald die Beimischungsgrenze von Wasserstoff im Gasnetz erreicht ist.

In einer Zwischenzusammenfassung halten wir fest, dass sich drei Klimaschutzoptionen unterscheiden und priorisieren lassen: die Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz, die Erzeugung dieses Wasserstoffs aus Strom aus erneuerbaren Energien und die Methanisierung von Wasserstoff. Abbildung 21 stellt den Szenarienraum und die Verwendung dieser Optionen in den Szenarien dar. In allen Klimaschutzszenarien wird Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist. Dies sind sämtliche Szenarien die von dem äußersten Rahmen eingeschlossen sind. Die H₂-Einspeisung wird unabhängig davon genutzt, ob

der Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen stammt oder ob zusätzlich noch Wasserstoff methanisiert wird. Wenn CCS zur Verfügung steht, wird Wasserstoff nicht mit Elektrolyse, sondern emissionsarm aus Biomasse oder fossilen Energieträgern mit Abscheidung der CO₂-Emissionen, hergestellt. Diese Szenarien entsprechen der blauen Fläche zwischen dem äußersten und mittleren Rahmen in Abbildung 21. In dem wahrscheinlicheren Fall in dem CCS nicht zur Verfügung steht, wird überschüssiger erneuerbarer Strom mit Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt. Dem entsprechen alle Szenarien innerhalb des mittleren Rahmens. Diese Szenarien nutzen mindestens die erste Stufe von Power-to-Gas. Die zweite Stufe ist die Methanisierung von Wasserstoff. Diese Option wird nun zusätzlich in den Szenarien genutzt, die entweder eine Trendfortschreibung annehmen („Kontinuität“) oder falls die Ziele des Energiekonzepts übererfüllt werden sollen (-90% THG-Emissionen 2050 ggü. 1990). Sie sind im grünen, inneren Rahmen zusammengefasst.

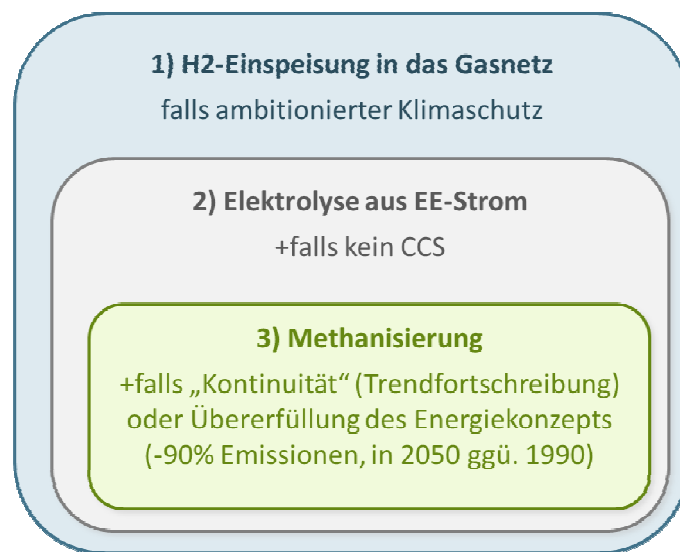


Abbildung 21: Schränkt man den Szenarienraum ein, so werden schrittweise zusätzliche Klimaschutzoptionen genutzt: Zunächst 1) Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz, dann 2) Elektrolyse aus erneuerbarem Strom und schließlich 3) Methanisierung.

3) Power-to-Gas kann die volkswirtschaftlichen Kosten für Klimaschutz verringern und vor Unsicherheiten schützen

Bisher haben wir gezeigt, dass Power-to-Gas in Klimaschuttszenarien ohne CCS teilweise großskalig ausgebaut wird. Nun betrachten wir die Wirkung dieser Technologie auf die volkswirtschaftlichen Kosten für Klimaschutz.

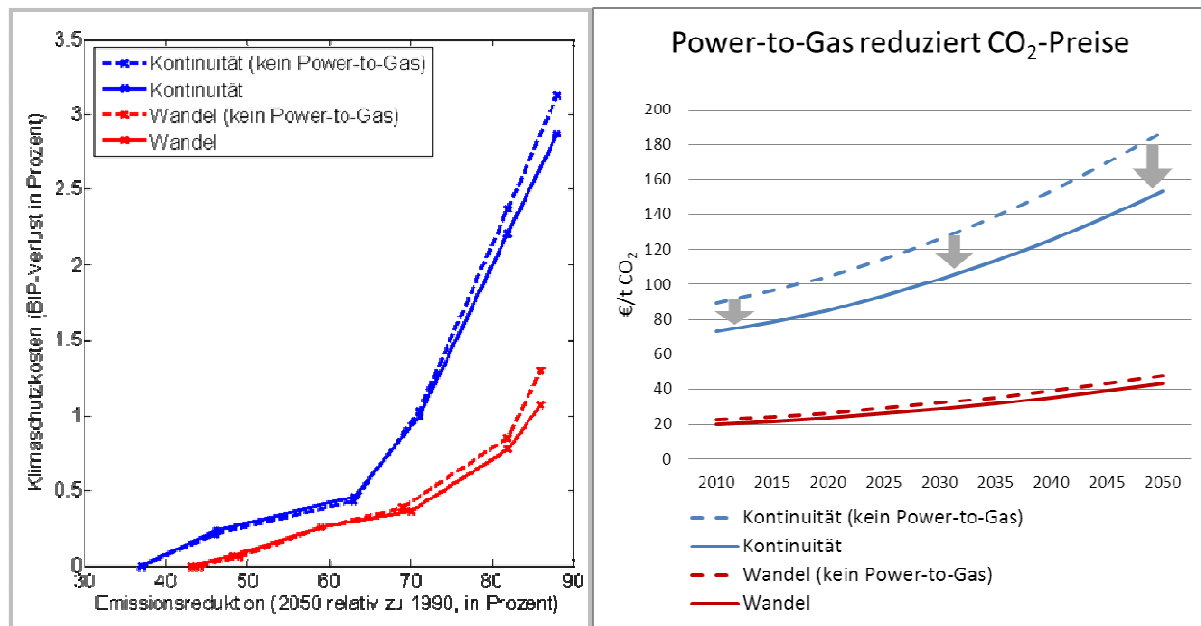


Abbildung 22: (Links) Volkswirtschaftliche Klimaschutzkosten für verschiedene Reduktionsziele und Szenarien. Power-to-Gas kann die Kosten bei Reduktionen in der Größenordnung des Energiekonzepts leicht senken. (Rechts) Entwicklung von CO₂-Zertifikatspreisen in Szenarien mit und ohne Power-to-Gas. Die Technologie hat einen reduzierenden Effekt insbesondere im Klimaschutzszenario *Kontinuität*.

Abbildung 22 (links) zeigt die Klimaschutzkosten (auch Vermeidungskosten genannt) für verschiedene Reduktionsziele. Als Einheit der Klimaschutzkosten sind hier kumulierte BIP-Verluste (2010-2050) im Vergleich (in Prozent) zu einem Referenzszenario (BAU, siehe 4) mit nur wenig, bereits angestoßenen Klimaschutzmaßnahmen gewählt worden. Jede Kurve entspricht einem Satz von Szenarien mit den gleichen Rahmenbedingungen z.B. konservativen Annahmen (*Kontinuität*) oder progressiven Annahmen (*Wandel*) (siehe Szenariendefinition in Kapitel 0). Mit steigenden Reduktionszielen steigen die Kosten konvex an. Die BIP-Verluste liegen zwischen 1% und 3%, was im Jahr 2050 einer Wachstumsverzögerung von etwa 1-4 Jahren entspricht.

Es sei bemerkt, dass in den hier vorgenommenen Untersuchungen aufgrund der Wahl des ökonomischen Grundansatzes methodisch bedingt stets volkswirtschaftliche Kosten durch die Klimaschutzstrategien entstehen. Die durch Treibhausgasemissionen entstehenden Schäden sind nicht berücksichtigt. Ebenso vernachlässigen wir den potentiellen Zusatznutzen von Klimapolitik auf andere Politikfelder, wie beispielsweise Luftreinhaltung. Dies bedeutet aber explizit nicht, dass der Verzicht auf Klimaschutzpolitik ökonomisch vorteilhafter wäre als ein Klimaschutzpfad. Der Vergleich der Kosten dient dazu, nach der normativen Setzung des Zieles (hier des 2°C Zieles bzw. des Zieles einer 80%igen Emissionsminderung) den ökonomisch vorteilhaftesten Pfad zu identifizieren. Das Modell arbeitet also im „cost-effectiveness“ und nicht im „cost-benefit“ Modus. Aus dem Vergleich der Kosten in den unterschiedlichen Klimaschutzpfaden untereinander lässt sich auf deren relative ökonomische Vorteilhaftigkeit schließen.

Im Klimaschutzszenario *Kontinuität* sind die Kosten für Klimaschutz deutlich höher, da dort eine Reihe von Trends konservativ fortgeschrieben wird. Im Szenariorahmen *Wandel* sind die Kosten nur etwa halb

so groß. In den Szenarien der gestrichelten Kurven steht die Option Power-to-Gas jeweils nicht zur Verfügung. Der Unterschied zwischen den Kurven *mit* und *ohne* Power-to-Gas, zeigt die Bedeutung der Technologie für verschiedene Klimaschutzziele. Erst bei ambitionierten Reduktionszielen von mindestens 80% (2050 ggü. 1990) entfaltet sich die senkende Wirkung von Power-to-Gas auf die Klimaschutzkosten. Ein optimierter Ausbau der Technologie Power-to-Gas ist somit aus volkswirtschaftlicher Perspektive sinnvoll und führt nicht zu zusätzlichen Kosten. Der Klimaschutzeffekt ist groß für eine Technologie die ausschließlich vorhandene Energieträger umwandelt und somit Systemvorteile schafft, ohne zum Beispiel Zugang zu einem neuen Primärenergieträger zu eröffnen. Im Vergleich zum Ausfall anderer Klimaschutzoptionen wie Windkraft oder CCS ist der Effekt jedoch klein. Zudem führt der Unterschied der konservativen und der progressiven Rahmenbedingungen im Szenariorahmen *Kontinuität* und *Wandel* zu einem deutlich größeren Einfluss auf die Klimaschutzkosten. Dies ist jedoch nicht überraschend, da sich die beiden Szenarien in einer Reihe von für den Klimaschutz wesentlichen Annahmen unterscheiden.

Auch wenn Power-to-Gas keinen Durchbruch darstellt, hilft sie doch einen Ausfall der CCS-Technologie und den Ausstieg aus der Kernenergie zu kompensieren. Eine Erweiterung des Portfolios von Klimaschutzoptionen um Power-to-Gas stellt die Transformation des Deutschen Energiesystems auf eine sicherere Basis. Power-to-Gas hilft bei der Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele und kann Risiken, wie einem verzögerten Ausbau von Offshore-Wind-Anlagen oder möglichen Akzeptanzproblemen beim Netzausbau, abfedern.

In Abbildung 22 (rechts) ist die Wirkung von Power-to-Gas auf die Entwicklung von CO₂-Zertifikatspreisen dargestellt. Die Technologie senkt die CO₂-Zertifikatspreise um etwa 15-20%. Power-to-Gas kann auf diese Weise bei der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung helfen. Denn hohe CO₂-Zertifikatspreise können eine soziale und politische Barriere für die Umsetzung eines umfassenden CO₂-Handelssystems mit ambitionierten Reduktionszielen sein. Aufgrund hoher CO₂-Zertifikatspreise können Umverteilungseffekte entstehen. Die Verlierer wären zum einen Energieproduzenten und Industrie mit hohen Emissionen und hohen Vermeidungskosten. Zum anderen bewirken hohe CO₂-Zertifikatspreise einen Anstieg von Energiepreisen und somit eine größere Belastung für Konsumenten. Die gesellschaftliche Akzeptanz von Klimaschutz könnte sinken. Es sei hier bemerkt, das im Modell CO₂-Zertifikatspreise als Grenzvermeidungskosten, also Kosten der letzten eingesparten Tonne CO₂, berechnet werden. Dieser CO₂-Zertifikatspreis kann als ein optimales Politikinstrument zum Erreichen der Klimaschutzziele interpretiert werden. In der realen Welt gibt es eine Vielzahl von anderen Politikinstrumenten, wie zum Beispiel Einspeisevergütungen für erneuerbare Energie. Diese Instrumente haben eine senkende Wirkung auf den optimalen CO₂-Zertifikatspreis, so dass die hohen CO₂-Zertifikatspreise im Modell nur eingeschränkt mit den empirischen Preisen vergleichbar sind.

4) CO₂ für die Methanisierung kann in ausreichendem Maße von Biogasanlagen bereitgestellt werden: Carbon-Capture-und-Cycling (CCC)

Für die Methanisierung von einer Megawattstunde Methan aus Wasserstoff werden etwa 200 kg CO₂ benötigt. Der jährliche CO₂-Gesamtbedarf wächst im Klimaschutzszenario *Kontinuität* auf etwa 6,5 Mt in

2050 an (Abbildung 23). Das ist weniger als ein Prozent der CO₂-Emissionen Deutschlands im Jahr 2011. Biogasanlagen können diesen Bedarf decken. In den Szenarien stammt ein Großteil des CO₂ aus der Herstellung von synthetischem Bio-Erdgas mittels der thermochemischen Vergasung von lignozellulosehaltiger Biomasse (hierbei handelt es sich im Wesentlichen um Holz und Stroh). Ein weiterer Teil von CO₂ wird bei der Biogas-Fermentierung separiert und der Methanisierung von Wasserstoff zugeführt. Später wird gezeigt (Abbildung 30, links), dass Power-to-Gas auf diese Weise zu einer erhöhten Wettbewerbsfähigkeit von Biogas- und Bio-Syngasanlagen führt.

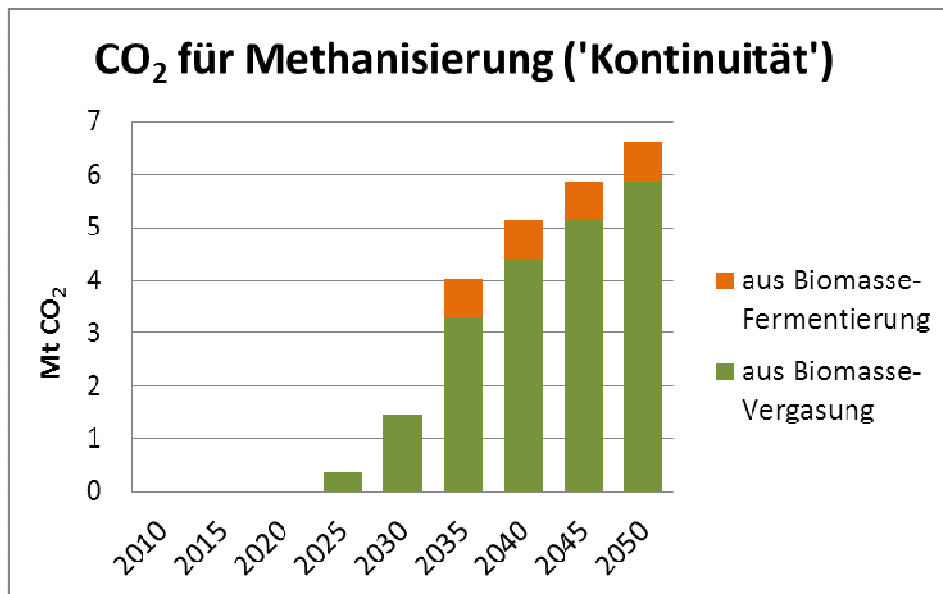


Abbildung 23: Der jährliche CO₂-Bedarf für die Methanisierung steigt bis auf 6,5 Mt. Dies kann allein durch Nebenprodukt-CO₂ aus der Erzeugung von Biogas (Biomasse-Fermentierung) und Bio-Syngas (Biomasse-Vergasung) gedeckt werden.

Power-to-Gas stellt auf diese Weise in einem Teil des Energiesystems einen geschlossenen CO₂-Kreislauf für die nachhaltige Dekarbonisierung der Energieversorgung zur Verfügung: „Carbon Capture and Cycling (CCC)“ (Abbildung 24). Dieses Teilsystem kommt ohne die Verbrennung fossiler Energieträger oder die Speicherung von CO₂ aus. Abgeschiedenes CO₂ aus Emissionen der Biomasseverbrennung oder direkt aus der Atmosphäre („Air capture“) wird nicht dauerhaft gespeichert, sondern bei der Erzeugung von Methan (oder anderen Kohlenwasserstoffen) aus Wasserstoff verwendet. Bei der Verbrennung der so gewonnenen erneuerbaren Gase wird dieses CO₂ wieder klimaneutral emittiert.

„Carbon Capture and Cycling“ (CCC) Ein nachhaltiger CO₂-Kreislauf

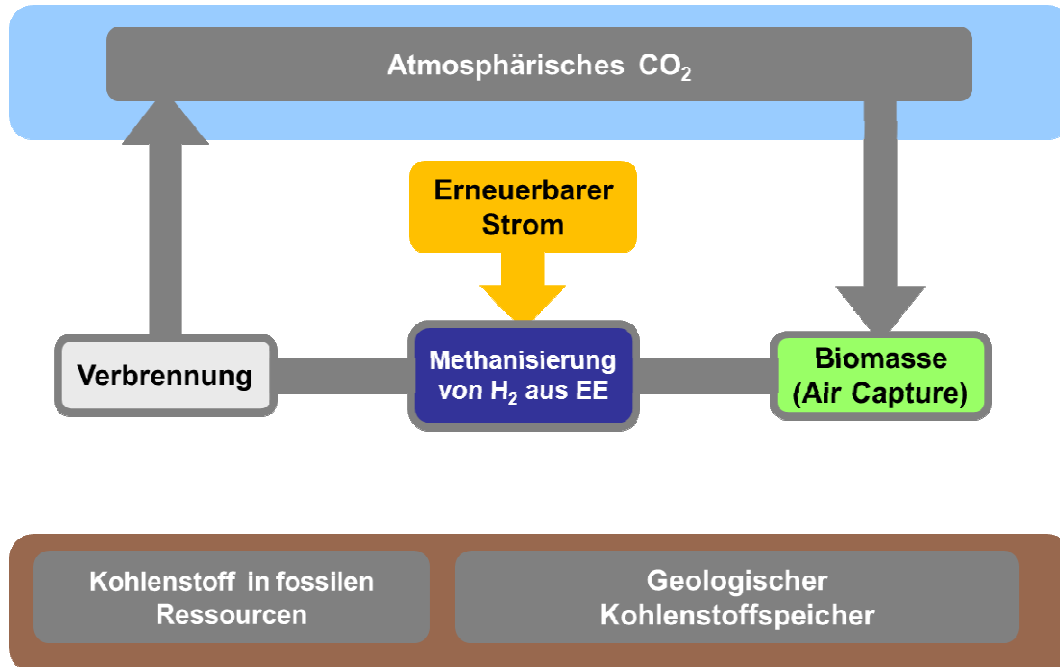


Abbildung 24: Wird das für die Methanisierung notwendige CO₂ aus Biomasse oder direkt aus der Atmosphäre bezogen, so etabliert Power-to-Gas einen nachhaltigen CO₂-Kreislauf der ohne die Verbrennung fossiler Brennstoffe oder begrenzte geologische CO₂-Speicher auskommt.

5) Falls CCS zur Verfügung steht, ist Power-to-Gas nicht wettbewerbsfähig

Power-to-Gas ist nicht wettbewerbsfähig und volkswirtschaftlich nicht effizient, falls die Option der Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) zur Verfügung steht. Dies gilt für beide Teilschritte: Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse sowie Methanisierung von Wasserstoff.

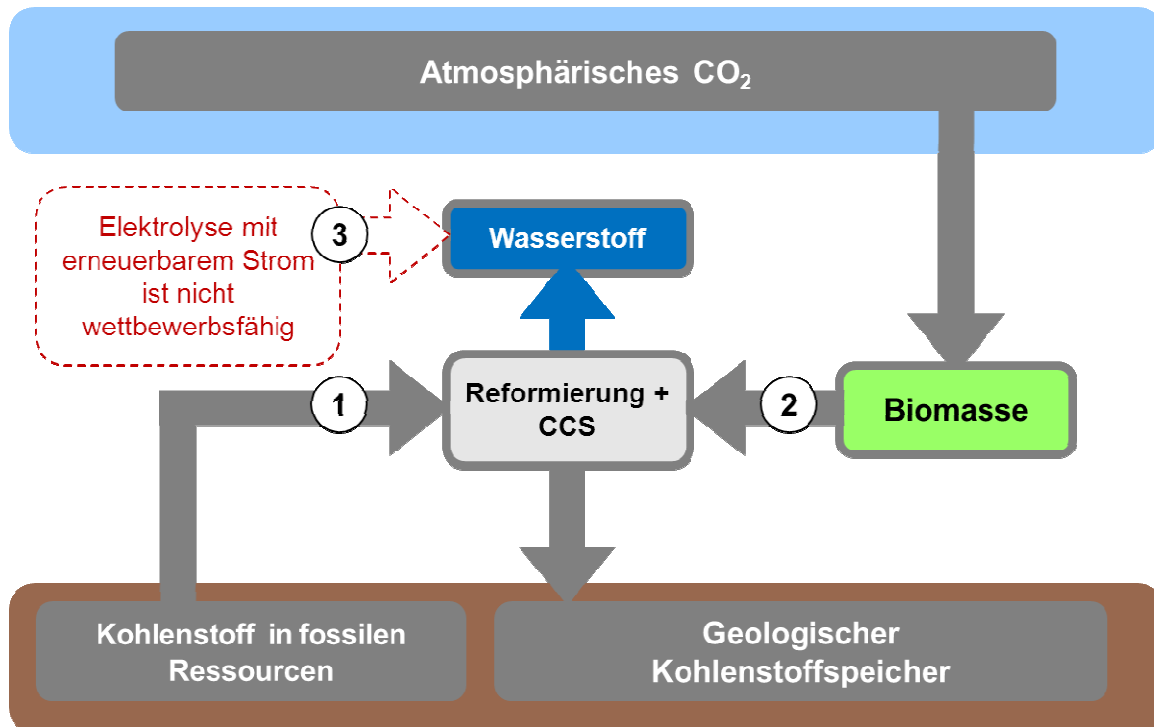


Abbildung 25: Drei Produktionspfade für Wasserstoff: 1) Reformierung von fossilen Energieträgern mit CCS, 2) Reformierung von Biomasse mit CCS und 3) Elektrolyse mit erneuerbarem Strom. Steht die CCS-Option zur Verfügung, so ist Elektrolyse nicht wettbewerbsfähig.

Abbildung 25 illustriert drei Produktionspfade von Wasserstoff. Aus fossilen Energieträgern wie Gas und Kohle kann Wasserstoff mit Hilfe von Reformierungsprozessen erzeugt werden. In den Klimaschutzszenarien wird das dabei entstehende CO₂ abgeschieden und gespeichert, falls diese Möglichkeit zur Verfügung steht. Es wird ein Speicherpotential von 10 GtCO₂ bis 2100 angenommen. Der Wasserstoff kann emissionsneutral hergestellt werden und seine Gestehungskosten beinhalten somit keine CO₂-Kosten (CO₂-Zertifikatspreise). Wird Wasserstoff auf diese Weise aus Biomasse erzeugt, sind sogar negative Emissionen möglich. Das spart CO₂-Kosten und kann einem Investor zusätzliches Einkommen aus dem Verkauf von CO₂-Zertifikaten generieren. Die Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse von erneuerbarem Strom ist nicht wettbewerbsfähig mit den genannten alternativen Produktionspfaden von Wasserstoff mit CCS.

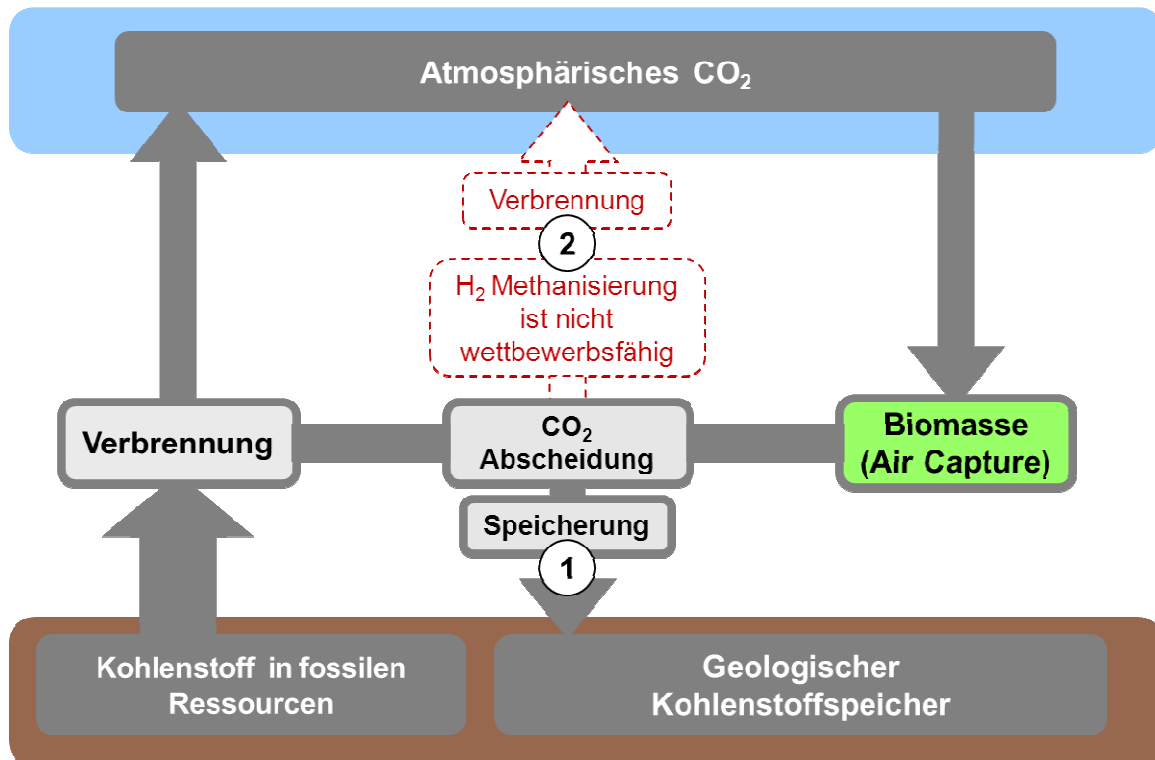


Abbildung 26: In Szenarien mit CCS wird abgeschiedenes CO₂ (aus fossilen Energieträgern oder Biomasse) geologisch gespeichert um CO₂-Kosten (CO₂-Zertifikatspreise) zu reduzieren (1). Hingegen ist es nicht kosteneffizient Wasserstoff mit diesem CO₂ zu methanisieren (2). Stattdessen wird mehr Erdgas genutzt.

Auch die Methanisierung von Wasserstoff ist in den Szenarien mit CCS nicht wettbewerbsfähig. In ambitionierten Klimaschutzzielen geht ein großer Teil der Kosten für konventionelle Erdgasnutzung ohne CCS auf hohe CO₂-Zertifikatspreise zurück. Nur deshalb ist Power-to-Gas wettbewerbsfähig (siehe Seite 39). Mit CCS besteht nun die Möglichkeit die CO₂-Kosten (CO₂-Zertifikatspreise) einzusparen oder sogar negative Emissionen zu erzeugen. Es ist daher günstiger aus fossilen Energieträgern oder Biomasse abgeschiedenes CO₂ nicht für die Methanisierung zu verwenden, sondern geologisch zu speichern. Anstatt Wasserstoff zu methanisieren, wird konventionelles Erdgas genutzt (Abbildung 26).

6) Die Kosten der Elektrolyse, der CO₂-Zertifikatspreis und die Überproduktion von EE-Strom sind entscheidende Treiber für die Wettbewerbsfähigkeit von Power-to-Gas

Abbildung 27 zeigt für ein Klimaschuttszenario „Kontinuität“ mit einer sehr ambitionierten CO₂-Reduktion von 90% (2050 ggü. 1990) zum einen die steigenden Kosten von Erdgas und zum anderen die sinkenden Kosten für erneuerbares Methan. Der Schnittpunkt beider Kostenkurven markiert den Ausbaubeginn von Methanisierungskapazitäten. Erneuerbares Methan ist dann kosteneffizient, wenn seine Gesteungskosten niedriger sind, als die Beschaffungskosten für Erdgas zuzüglich des CO₂-Zertifikatspreises. Dies gilt nur näherungsweise, da einige systemabhängige Effekte in Abbildung 27 nicht

dargestellt sind. Zum Beispiel führt der Bau einer Methanisierungsanlage zu einer Kostensenkung für jede weitere Anlage, so dass es effizient ist, Methanisierung früher auszubauen, als die Gesteungskosten allein vermuten lassen würden.

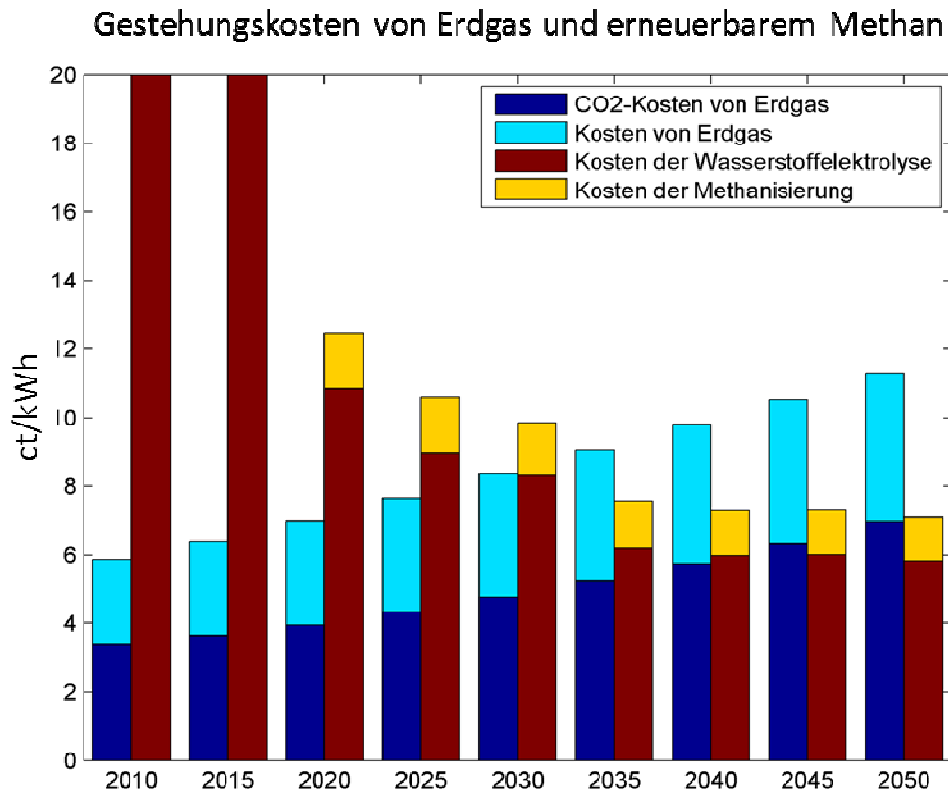


Abbildung 27: Die zeitliche Entwicklung der Gestehungskosten für erneuerbares Methan und Kosten für Erdgas. Die Methanisierung wird wettbewerbsfähig, wenn ihre Kosten unter die steigenden Kosten für Erdgas sinken.

Die Kosteneffizienz von Power-to-Gas wird von einer Reihe von teilweise systemabhängigen Parametern bestimmt. Die wichtigsten Treiber sind der CO₂-Zertifikatspreis, der Erdgaspreis, die Investitionskosten von Elektrolyse, die Überproduktion von erneuerbarem Strom, die Volllaststunden der Elektrolyse sowie Investitionskosten der Methanisierung.

Die CO₂-Kosten (aufgrund von CO₂-Zertifikatspreisen) in den Gestehungskosten von Erdgas verdoppeln sich in dem sehr ambitionierten Klimaschutzszenario (*Kontinuität*, minus 90% in 2050 ggü. 1990) von etwa 3,4 in 2010 auf 7 ct/kWh in 2050. Zudem steigt der Beschaffungspreis von Erdgas von 2,5 auf 4,4 ct/kWh in 2050, so dass die resultierenden Kosten für Erdgas auf etwa 11,4 ct/kWh in 2050 steigen.

Demgegenüber sinken die Gestehungskosten von Methan von etwa 12 ct/kWh in 2020 auf etwa 7 ct/kWh in 2050 (Abbildung 27). Diese Reduktion geht auf Lerneffekte beim Ausbau der Elektrolyse und Methanisierung sowie auf steigende Volllaststunden der Elektrolyse mit zunehmender Erzeugung aus Wind und Sonne zurück. Etwa 80 Prozent der Gestehungskosten von Methan sind Investitionskosten für die Wasserstoffelektrolyse. Kostensenkungen bei Elektrolyseuren sind somit ein wesentlicher Treiber für

die Wettbewerbsfähigkeit von Power-to-Gas. Nur etwa 15-20% gehen auf Kosten für die Methanisierung zurück.

Beide Technologien haben spezifische Investitionskosten in ähnlicher Größenordnung, jedoch sind deren jeweilige Volllaststunden sehr unterschiedlich. Wasserstoff kann vergleichsweise günstig gespeichert werden, sodass die Methanisierung bei nahezu konstanter Leistung arbeitet und hohe Volllaststunden von knapp 8000 Stunden pro Jahr erreicht. Die Volllaststunden der Elektrolyse hingegen sind deutlich geringer und von der Gesamtentwicklung des Stromsystems, im Wesentlichen vom Anteil fluktuierender erneuerbarer Erzeugung, abhängig.

Da in den Szenarien die Wasserstoffelektrolyse deutlicher ausgebaut wird, sinken auch ihre spezifischen Investitionskosten mit der endogenen Lernrate. Bei einer installierten Leistung von 30-50GW in 2050 ergibt sich eine Kostensenkung von etwa 30-45 %. Die Methanisierung wird typischerweise in kleinerem Umfang und erst ab 2030 ausgebaut, so dass ihr Lernpotential bis 2050 noch nicht ausgeschöpft ist. Es ergeben sich Kostenreduktionen von etwa 20%.

Abbildung 28 illustriert die Ursache für vergleichsweise niedrige Volllaststunden der Elektrolyse. Die residualen Lastdauerkurven für steigende Winderzeugung zeigen, dass nur während eines Teils des Jahres überschüssiger Strom vorliegt. Das begrenzt die Volllaststunden der Elektrolyse. Die Volllaststunden steigen mit zunehmendem Anteil von Wind- und Solarstrom auf über 2000 Stunden pro Jahr. Abbildung 9 zeigt schematisch den Zusammenhang von installierter Elektrolyseleistung, nutzbarem EE-Strom und Volllaststunden. Die eingefärbte Fläche entspricht dem überschüssigen Wind- und Solarstrom, der der Elektrolyse zur Verfügung steht. Die Breite der Fläche entspricht den Volllaststunden des Elektrolyseurs. Diese sind über das Jahr verteilt, so dass der Elektrolyseur auch bei schwankendem erneuerbaren Strom einsetzbar sein muss. Dies ist eine wesentliche technische Voraussetzung für die Wettbewerbsfähigkeit von Power-to-Gas.

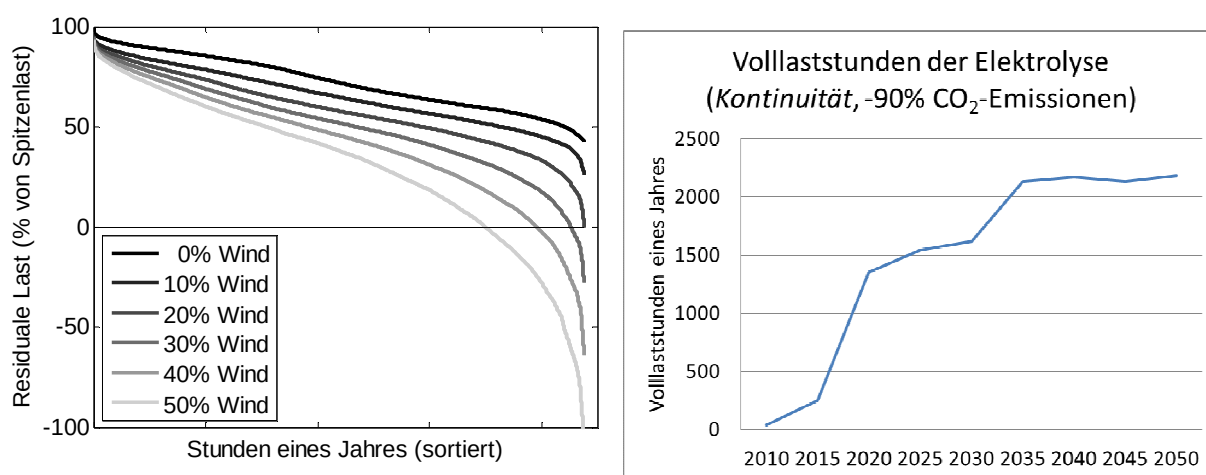


Abbildung 28: Links: Residuale Lastdauerkurven für steigenden Windanteil. Die negativen Werte, also die Fläche unter der x-Achse, entspricht überschüssigem Strom. Die Breite dieser Fläche begrenzt die Volllaststunden der Elektrolyse. Rechts: Die Volllaststunden steigen im Klimaschutzenszenario *Kontinuität* auf über 2000 Stunden pro Jahr.

Sobald die Gesteungskosten von erneuerbarem Methan unter die für Erdgas fallen, wird die Methanisierung bis an seine Potentialgrenzen ausgebaut. Der wesentliche beschränkende Faktor ist die Überproduktion von erneuerbarem Strom. Abbildung 19 zeigt dass der Anteil der Überproduktion, der für die Wasserstoffelektrolyse genutzt wird, im Klimaschutzszenario *Kontinuität* auf nahezu 100 Prozent steigt.

7) Zusätzliches Gas aus Wind- und Solarstrom wird vor allem für Wärme in Industrie und Haushalten und nicht im Stromsektor verwendet

Abbildung 29 zeigt die zeitliche Entwicklung des Gasverbrauches – zerlegt nach Herkunft (links) und nach Verwendung (rechts) – für das Klimaschutzszenario (80% Reduktion) „Kontinuität“. Bei ambitionierten Reduktionszielen nimmt die Gasnutzung in 2050 im Vergleich zu 2010 um etwa ein Drittel ab. Alternativen zu Erdgas wie Biogas und Syngas sowie Gas aus erneuerbarem Strom erreichen einen Anteil von jeweils etwa 8-10%. Die Gasnutzung geht vor allem im Stromsektor und bei der Wärmeerzeugung im Haushalts- und Industriebereich zurück.

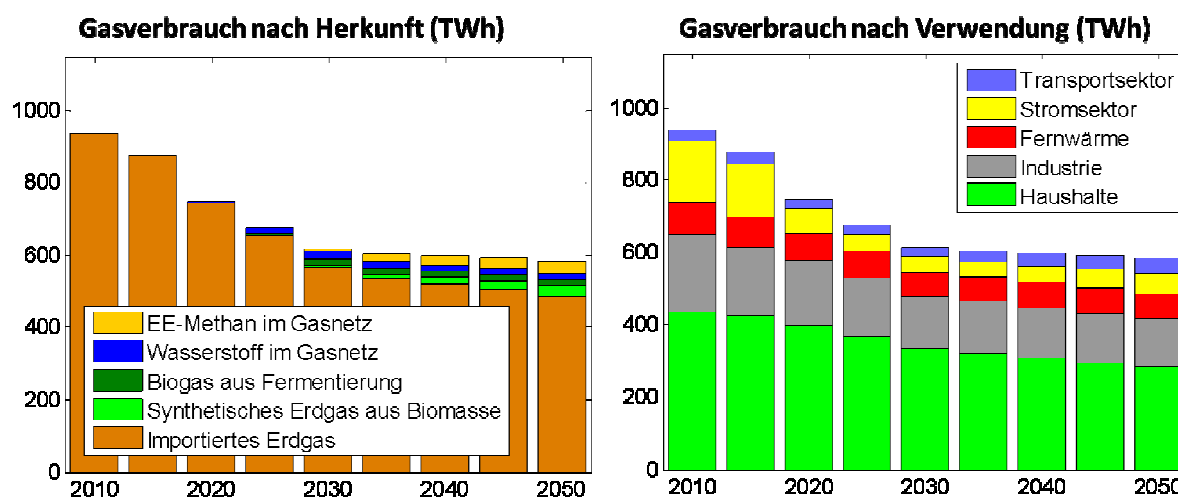


Abbildung 29: Gasverbrauch nach Herkunft und Verwendung (Szenario „Kontinuität“) nehmen in Klimaschutzszenarien stark ab. Der Großteil des Gases ist weiterhin konventionelles Erdgas. Ein Anteil von etwa 17% sind in 2050 aus Biogas, Syngas und Gas aus erneuerbarem Strom (links). Die Nutzung von Gas im Stromsektor, sowie für Wärme in Industrie und Haushalten geht stark zurück (rechts).

Abbildung 30 illustriert die Unterschiede des Gasverbrauchs nach Herkunft (links) und nach Verwendung (rechts) zwischen zwei Klimaschutzszenarien: *mit* und *ohne* Verfügbarkeit der Power-to-Gas-Technologie. Das linke Bild zeigt, dass erneuerbarer Wasserstoff und Methan im Gasnetz kein Gas ersetzen, sondern das Gesamtvolumen des genutzten Gases erhöhen. Power-to-Gas kann die Reduktion der Gasnutzung im Fall von ambitioniertem Klimaschutz somit etwas dämpfen. Der Energieträger Gas gewinnt an Bedeutung. Die linke Abbildung zeigt zudem, dass Power-to-Gas eine Substitution von Erdgas mit Biogas (sowie Bio-Syngas) ökonomisch effizient macht. Die Ursache ist, dass Power-to-Gas und

Biogasnutzung gemeinsame Synergien haben, da das für die Methanisierung notwendige CO₂ bei der Biogaserzeugung abgespalten werden kann.

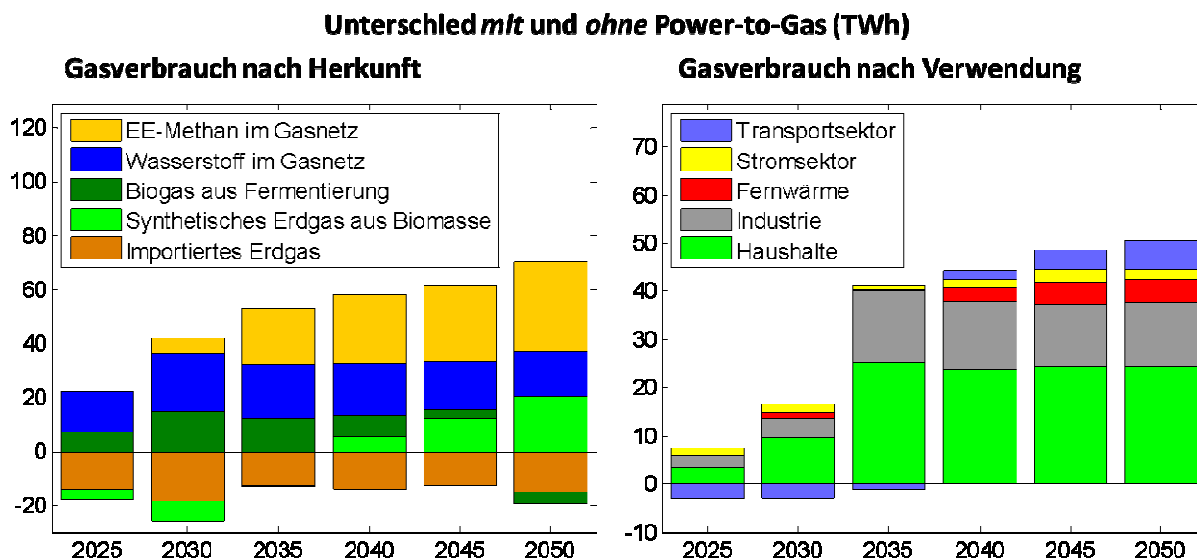


Abbildung 30: Die Entwicklung des Gasverbrauch nach Herkunft und Verwendung im Unterschied zu einem Szenario ohne Power-to-Gas. Links: Mit Power-to-Gas wird insgesamt mehr Gas verwendet. Allerdings wird weniger Erdgas genutzt und dafür mehr Biogas und Bio-Syngas erzeugt. Rechts: Das zusätzliche Gas aus Wind- und Solarstrom wird vor allem für Wärme in Industrie und Haushalten, und nicht im Stromsektor verwendet.

Abbildung 30 (rechts) zeigt in welchen Sektoren das mit Power-to-Gas zusätzlich genutzte Gas verwendet wird. Die folgenden Aussagen beziehen sich auf die Gesamtgasbilanz. Das heißt, es wird nicht abgebildet, wo das erneuerbare Gas im Einzelnen verwendet wird. Stattdessen wird gezeigt, in welchen Sektoren mehr oder weniger Gas (konventionelles und erneuerbares) verwendet wird, wenn die Option Power-to-Gas zur Verfügung steht. Die Modellergebnisse legen nahe, dass der Pfad der Rückverstromung, bei dem erneuerbares Gas wieder in Gaskraftwerken verstromt wird, zu vernachlässigen ist. Power-to-Gas führt in der Gesamtbilanz nicht zu einer erhöhten Gasnutzung im Stromsektor. Power-to-Gas wird somit nicht als Speicher innerhalb des Stromsektors genutzt, wenn es keine Vorteile dieses Pfades bei der dezentralen Ausgestaltung gibt. Dies liegt zum einen an dem großen Bedarf von kohlenstoffarmen Energieträgern im Wärme- und Transportsektor. Zum anderen ist die Gesamteffizienz für den Pfad der Rückverstromung von erneuerbarem Methan mit 28-45% (Sternier 2009) sehr gering. Stattdessen wird der Großteil des zusätzlichen Gases für Wärme bzw. Prozeßwärme in Haushalten bzw. Industrie genutzt. Ein kleinerer Teil wird im Transportsektor verwendet. Somit bildet Power-to-Gas vor allem eine Brücke vom Stromsektor in den Wärme- und Transportsektor. Dies ermöglicht dem nicht-elektrischen Sektoren Zugriff auf die vergleichsweise günstigen Klimaschutzpotentiale des Stromsektors. Diese Ergebnis gilt auch für den Szenariorahmen „Wandel“ (siehe Anhang A.1).

Bibliographie

- Altmaier, P., 2012. Verfahrensvorschlag zur Neuregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).
- BMU, 2012. *BMU Leitstudie 2011*,
- Bundesregierung, 2011. *Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes*,
- Bundesregierung, 2010. *Energiekonzept*,
- Cerbe, G., 2008. *Grundlagen der Gastechnik. Gasbeschaffung - Gasverteilung - Gasverwendung* 7th ed., München: Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches, Hanser Verlag.
- CONSENTEC, 2011. Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen. Available at: http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/Gutachten_Flexibilisierung_Abschlussbericht.pdf.
- DVGW, 2013. DVGW-Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“.
- DVGW, 2011. Mit Gas-Innovationen in die Zukunft! Available at: http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/broschuere_innovationsoffensive11.pdf.
- Fuchs, G. et al., 2012. *Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität*, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe - RWTH Aachen.
- G8 Summit, 2009. *G8 Leaders Declaration: Responsible Leadership for a Sustainable Future*,
- GEA, 2012. *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*, Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria. Available at: www.globalenergyassessment.org.
- Gross, R. et al., 2006. The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network. Available at: http://www.uwig.org/0604_Intermittency_report_final.pdf.
- Grubb, M.J., 1991. Value of variable sources on power systems. In *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C*. pp. 149–165. Available at: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=64698 [Accessed December 23, 2012].
- von Hirschhausen, C. et al., 2012. *CO2-Abscheidung europaweit vor dem Aus*, DIW Wochenbericht.
- Hirth, L., 2012. Integration Costs and the Value of Wind Power. Thoughts on a valuation framework for variable renewable electricity sources. Available at: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2187632.
- Holttinen, H. et al., 2011. Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration. *Wind Energy*, 14(2), pp.179–192.

- IPCC, 2007. *Fourth Assessment Report: Climate Change*,
- IPCC, 2011. *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. O. Edenhofer et al., eds., United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.
- Jurascik, M., Sues, A. & Ptasiński, K.J., 2008. Optimization of Biomass to-Synthetic Natural Gas Conversion Technology Based on Exergy Analysis. In *Proceedings of the International Conference '16th European Biomass Conference & Exhibition*. Valencia.
- Luderer, G. et al., 2012. The economics of decarbonizing the energy system—results and insights from the RECIPE model intercomparison. *Climatic Change*, 114(1), pp.9–37.
- Meinshausen, M. et al., 2009. Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2[thinsp][deg]C. *Nature*, 458(7242), pp.1158–1162.
- A. Miltner et al., 2008. Evaluation of possible pathways for the sustainable production of hydrogen for the automotive sector. In *Proceedings of 16th European Biomass Conference*. Valencia.
- Müller-Langer, F. et al., 2008. *Technische und ökonomische Bewertung von Bioenergie-Konversionspfaden*, WBGU-Gutachten.
- Müller-Langer, F. et al., 2007. Techno-economic assessment of hydrogen production processes for the hydrogen economy for the short and medium term. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(16), pp.3797–3810.
- Nicolosi, M., 2012. *The Economics of Renewable Electricity Market Integration. An Empirical and Model-Based Analysis of Regulatory Frameworks and their Impacts on the Power Market*. PhD thesis. Universität zu Köln.
- Nitsch, J. et al., 2004. *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland*, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (UBA). Auftragnehmer: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Institut für Technische Thermodynamik; Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu); Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie.
- van Noorden, R., 2013. Europe's untamed carbon. *Nature*, 493(7431), pp.141–142.
- Schmid, E. & Knopf, B., 2012. Ambitious mitigation scenarios for Germany: A participatory approach. *Energy Policy*. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512007653> [Accessed January 4, 2013].
- Schmid, E., Knopf, B. & Bauer, N., 2012. REMIND-D: A Hybrid Energy-Economy Model of Germany. *FEEM Working Paper Series*. Available at: <http://www.feem.it/userfiles/attach/20122211032394NDL2012-009.pdf>.
- Schmid, E., Knopf, B. & Burck, J., 2012. Ambitionierte Klimaschutzszenarien für Deutschland - Ein partizipatorischer Ansatz, ENCI-LowCarb-Projektbericht.

- Schoots, K. et al., 2008. Learning curves for hydrogen production technology: An assessment of observed cost reductions. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33.
- Sterner, M., 2009. *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems*. Kassel University. Available at: <http://www.uni-kassel.de/upress/online/frei/978-3-89958-798-2.volltext.frei.pdf>.
- Ueckerdt, F. et al., 2011. Variable Renewable Energy in modeling climate change mitigation scenarios. In International Energy Workshop 2011. Stanford University. Available at: <http://emf.stanford.edu/files/docs/322/Ueckerdt-Paper.pdf>.
- UNFCCC, 2010. *Report of the Conference of the Parties on its sixteenth session, held in Cancun from 29 November to 10 December 2010*,
- van Vuuren, D.P. et al., 2009. Comparison of top-down and bottom-up estimates of sectoral and regional greenhouse gas emission reduction potentials. *Energy Policy*, 37(12), pp.5125–5139.
- WBGU, 2009. *Kassensturz für den Weltklimavertrag – Der Budgetansatz*, Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen.

Anhang

A.1 Nutzung des erneuerbaren Gases im Szenario „Wandel“

In Kernergebnis 7) (Kapitel 5.2) wurde für das Szenario „Kontinuität“ gezeigt, dass zusätzliches Gas aus Wind- und Solarstrom vor allem für Wärme in Industrie und Haushalten und nicht im Stromsektor verwendet wird. Im Folgenden wird illustriert, dass dieses Ergebnis ebenfalls für das Szenario „Wandel“ gilt. Für dieses Szenario sind hier Abbildung 31 und Abbildung 32 analog zu Abbildung 29 und Abbildung 30 für Szenario „Kontinuität“ dargestellt.

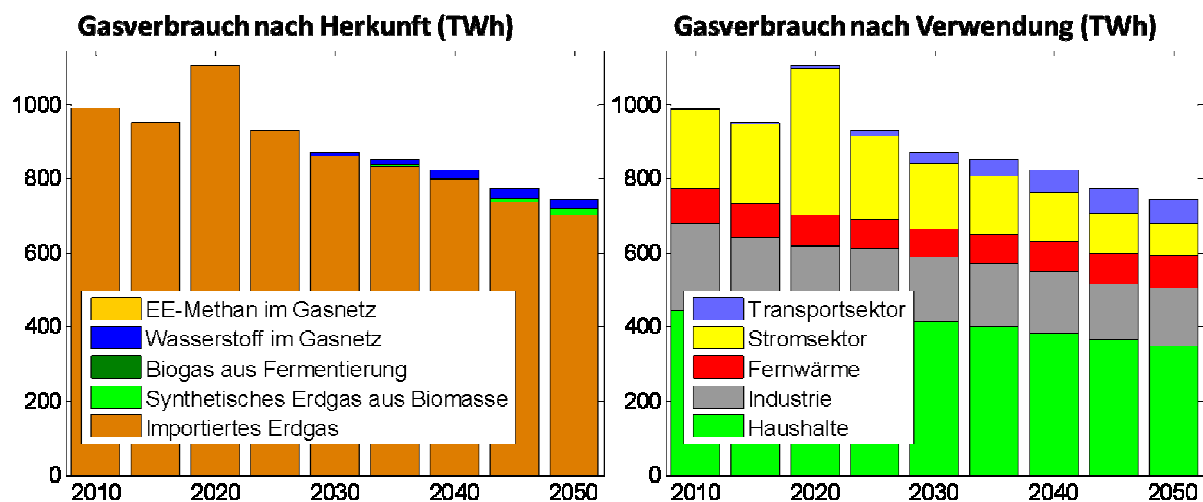


Abbildung 31: Gasverbrauch nach Herkunft und Verwendung (Szenario „Wandel“) nehmen in Klimaschutzszenarien stark ab. Der Großteil des Gases ist weiterhin konventionelles Erdgas. Ein Anteil von etwa 5% sind in 2050 aus Bio-Syngas und Gas aus erneuerbarem Strom (links). Die Nutzung von Gas im Stromsektor, sowie für Wärme in Industrie und Haushalten geht stark zurück (rechts).

Abbildung 31 zeigt die zeitliche Entwicklung des Gasverbrauchs nach Herkunft (links) und Verwendung (rechts) für das Klimaschutzszenario „Wandel“ (80% Reduktion). Bei ambitionierten Reduktionszielen nimmt die Gasnutzung in 2050 im Vergleich zu 2010 um etwa ein Viertel ab. Diese Reduktion ist etwas kleiner als im Szenario „Kontinuität“. Um das Jahr 2020 steigt die Gasnutzung im Stromsektor stark an, da im Szenariorahmen „Wandel“ in diesem Jahr eine frühzeitige Abschaltung von Kohlekraftwerken durchgeführt wird, da hohe CO₂-Zertifikatspreise deren Weiterbetrieb unwirtschaftlich werden lassen (siehe Primärenergieentwicklung in Abbildung 11). Alternativen zu Erdgas wie Bio-Syngas und Gas aus erneuerbarem Strom erreichen in 2050 einen Anteil von insgesamt nur etwa 5%, deutlich weniger als im Szenario „Kontinuität“ (17%). Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Methan werden im Szenario „Wandel“ (80% Reduktion) nicht ausgebaut. Die Gasnutzung geht vor allem im Stromsektor und bei der Wärmeerzeugung im Haushalts- und Industriebereich zurück.

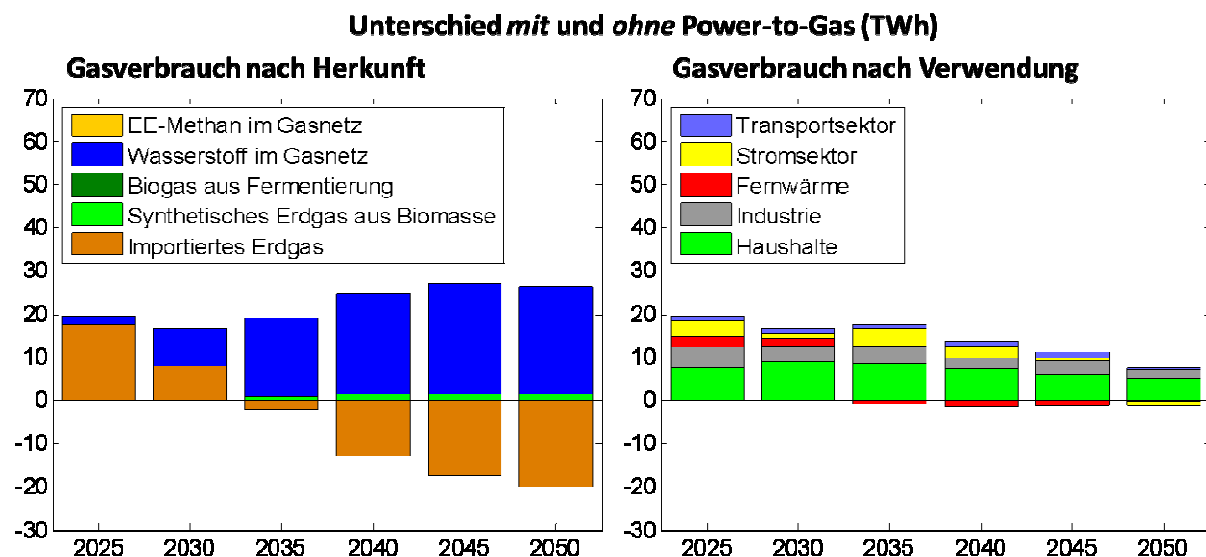


Abbildung 32: Die Entwicklung des Gasverbrauchs nach Herkunft und Verwendung im Unterschied zu einem Szenario ohne Power-to-Gas. Links: Mit Power-to-Gas wird insgesamt mehr Gas verwendet. Zudem substituiert erneuerbarer Wasserstoff zum Teil konventionelles Erdgas. Rechts: Das zusätzliche Gas aus Wind- und Solarstrom wird vor allem für Wärme in Industrie und Haushalten, und nicht im Stromsektor verwendet.

Abbildung 32 illustriert die Unterschiede des Gasaufkommens nach Herkunft (links) und nach Verwendung (rechts) zwischen zwei Klimaschutzszenarien: *mit* und *ohne* Verfügbarkeit der Power-to-Gas-Technologie. Das linke Bild zeigt, dass konventionelles Erdgas zum Teil mit erneuerbarem Wasserstoff substituiert wird. Das Gesamtvolumen des genutzten Gases erhöht sich. Abbildung 32 (rechts) zeigt in welchen Sektoren das mit Power-to-Gas zusätzlich im Gesamtsystem genutzte Gas verwendet wird. Die folgenden Aussagen beziehen sich auf die Gesamtgasbilanz. Das heißt, es wird nicht abgebildet, wo das erneuerbare Gas im Einzelnen verwendet wird. Stattdessen wird gezeigt in welchen Sektoren mehr oder weniger Gas (konventionelles und erneuerbares) verwendet wird, wenn die Option Power-to-Gas zur Verfügung steht. Wie beim Szenario „Kontinuität“ führt erneuerbares Gas nicht zu einer erhöhten Gasnutzung im Stromsektor. Im Unterschied zum Szenario „Kontinuität“ führt im Szenario „Wandel“ der erneuerbare Wasserstoff nicht zu einer erhöhten Nutzung von Gas im Transportsektor. Hier bildet Power-to-Gas vor allem eine Brücke vom Stromsektor in den Wärmesektor.

A.2 Ausführliche Modellbeschreibung von REMIND-D

Im Kapitel 3.1 wurde das Modell REMIND-D bereits kurz beschrieben. Im Folgenden ist eine ausführliche Beschreibung zu finden, die unter anderem umfangreich die eingehenden technischen und ökonomischen Parameter der Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien darlegt. Dieses Kapitel entspricht zu einem großen Teil dem in englischer Sprache veröffentlichten Artikel Schmid, Knopf & Bauer (2012).

Aufbau des REMIND-D Modells

REMIND (Refined Model of long-term Investment Decisions) ist ein gekoppeltes Energie-Ökonomie-Klima Modell. REMIND-Deutschland (REMIND-D) baut auf den Grundgleichungen des globalen Modells REMIND-G (Bauer et al. 2010), sowie des strukturell eng verwandten regionalisierten Modells REMIND-R (Leimbach et al., 2009) auf. Weitere Modellbeschreibungen sind in den genannten Referenzen, sowie in Bauer et al. (2008) und auf der REMIND Website⁷ zu finden. REMIND ist ein sogenanntes Hybridmodell, welches ein top-down ökonomisches Wachstumsmodell mit einem detaillierten bottom-up Energiesystemmodell direkt koppelt (siehe Abbildung 33). Für REMIND-D wird auf das in den globalen Modellen elementare Klimamodul verzichtet, da nationale Emissionen keinen Rückschluss auf globale Klimaveränderungen zulassen. Stattdessen ist ein nationales Emissionsbudget implementiert, inspiriert durch Meinshausen (2009) und WBGU (2009). Um die Energiesystemstrukturen von Deutschland differenzierter repräsentieren zu können, wurden ausgehend von den globalen Modellen einige strukturelle Veränderungen sowohl im Makroökonomie- als auch im Energiesystemmodul durchgeführt. Im Folgenden werden beide Module im Detail erläutert.

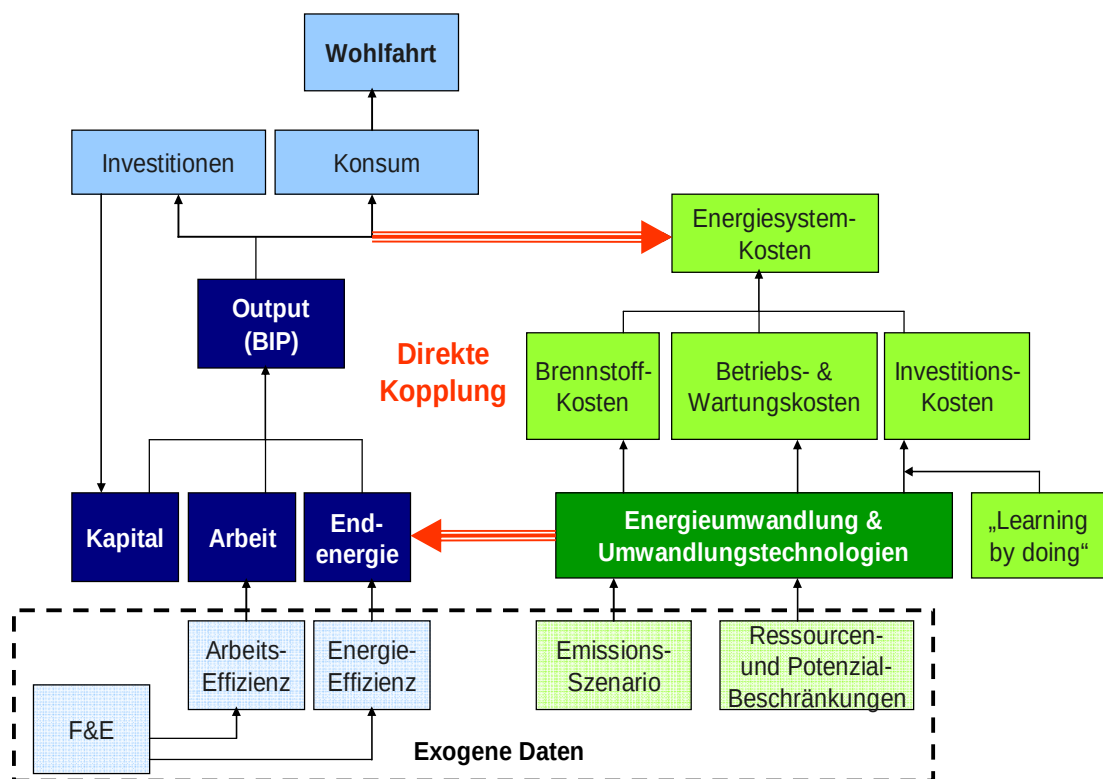


Abbildung 33: Schematischer Aufbau von REMIND-D. Das Makroökonomiemodul, hier in blau, und das Energiesystemmodul, hier in grün, wird in den nachfolgenden Kapiteln erläutert.

⁷ <http://www.pik-potsdam.de/research/research-domains/sustainable-solutions/remind-code-1>

Makroökonomiemodul

Das Makroökonomiemodul von REMIND-D simuliert die Dynamik in Deutschland über den Zeithorizont von 2005 bis 2100. Die Zeitschrittweite beträgt 5 Jahre. Ausgewertet wird für allerdings nur den Zeithorizont bis 2050. Der Grund für den längeren Optimierungszeitraum im Vergleich zum Auswertungszeitraum ist, dass wie in solchen Modellen üblich, gegen Ende Randeffekte auftreten (sogenannter „burn-out“), die nicht mit der Auswertung einfließen sollen. Deutschlands Makroökonomie ist modelliert als ein repräsentativer Haushalt mit einer vom Pro-Kopf-Konsum abhängigen Nutzenfunktion,

$$U = \sum_t e^{-\rho t} L_t \log\left(\frac{C_t}{L_t}\right),$$

wobei L_t und C_t die Bevölkerung und den Konsum im Zeitpunkt t bezeichnen. Ziel des Modells ist die intertemporale Maximierung des Nutzens U . Die Berechnung der Nutzenfunktion ist abhängig von der Diskontierung. Wir nehmen für dieses Projekt eine Zeitpräferenzrate ρ von 1 % an. Aufgrund des logarithmischen Zusammenhangs zwischen Pro-Kopf Konsum und Nutzen ist die Elastizität des Grenzkonsums 1. Dies, in Übereinstimmung mit der Ramsey-Gleichung, resultiert in einem endogenen höheren Zinssatz von ca. 3%, der abhängig von der endogenen Wirtschaftswachstumsrate im jeweiligen Zeitschritt ist.

Bei der Anwendung für klimapolitische Fragestellungen wird REMIND-D im Kosten-Effektivitäts-Modus gerechnet, d.h. klimapolitische Zielstellungen (z.B. eine Emissionsobergrenze oder ein Emissionsbudget) werden in Form einer zusätzlichen Nebenbedingung in das Modell integriert, Klimaschäden werden nicht betrachtet. Die intertemporale Optimierung des Modells resultiert dann in einer Lösung, die das Klimaziel erfüllt und gleichzeitig den intertemporalen Nutzen maximiert. Da eine zusätzliche Nebenbedingung eine Restriktion für die Optimierung bedeutet, werden in diesem Modellaufbau Szenarien mit Klimaschutz immer zu Mehrkosten gegenüber Szenarien ohne Klimaschutz führen. Volkswirtschaftliche Gewinne die durch Klimaschutzmaßnahmen erzielt werden können, sind nicht Analysegegenstand des Modells REMIND-D.

Zentraler Bestandteil des Makroökonomiemoduls ist die Produktionsfunktion, welche den makroökonomischen Output bzw. das Bruttoinlandsprodukt (BIP) bestimmt. Die makroökonomische Produktionsfunktion ist eine „Constant Elasticity of Substitution“ (CES)-Funktion der Produktionsfaktoren Arbeit, Kapital und Energie. Zur Berechnung der Energie befindet sich darunter ein Baum von weiteren ineinander geschachtelten CES-Produktionsfunktionen (siehe Abbildung 34). Die farbliche Darstellung der Pfeile zeigt an, wie groß die Substitutionselastizitäten (d. h. die Austauschbarkeit) zwischen den einzelnen Produktionsfaktoren der jeweiligen Ebenen sind. Grün bedeutet hier eine relativ hohe Austauschbarkeit, rot eine niedrige. So kann z. B. bei der Wärmeversorgung der Haushalte relativ einfach zwischen Heizöl und Erdgas gewechselt werden, während die Energie für Industrieanwendungen nicht einfach mit Energiedienstleistungen aus dem Transportsektor ersetzt werden kann. Allgemein gilt, dass sich die Austauschbarkeit mit wachsender Verästelung erhöht.

Das produzierte BIP muss die Investitionen in den Kapitalstock und alle Aufwendungen im Energiesystem decken. Der Restbetrag stellt den Konsum dar, im Sinne von freiem Kapital, welches nicht für Investitionen oder Kosten aufgewendet werden muss. Die Tatsache, dass aus dem BIP die Energiesystemaufwendungen gedeckt werden müssen stellt den monetären Teil der direkten Kopplung der beiden Module Makroökonomie und Energiesystem dar. In REMIND-D werden momentan keine endogenen Forschungs- und Entwicklungsinvestitionen betrachtet. Stattdessen werden exogene Effizienzveränderungen der einzelnen Produktionsfaktoren in der untersten Produktionsfunktionsebene, sowie für Kapital und Arbeit vorgegeben. Für alle anderen Ebenen errechnet das Modell die Effizienzveränderungen endogen.

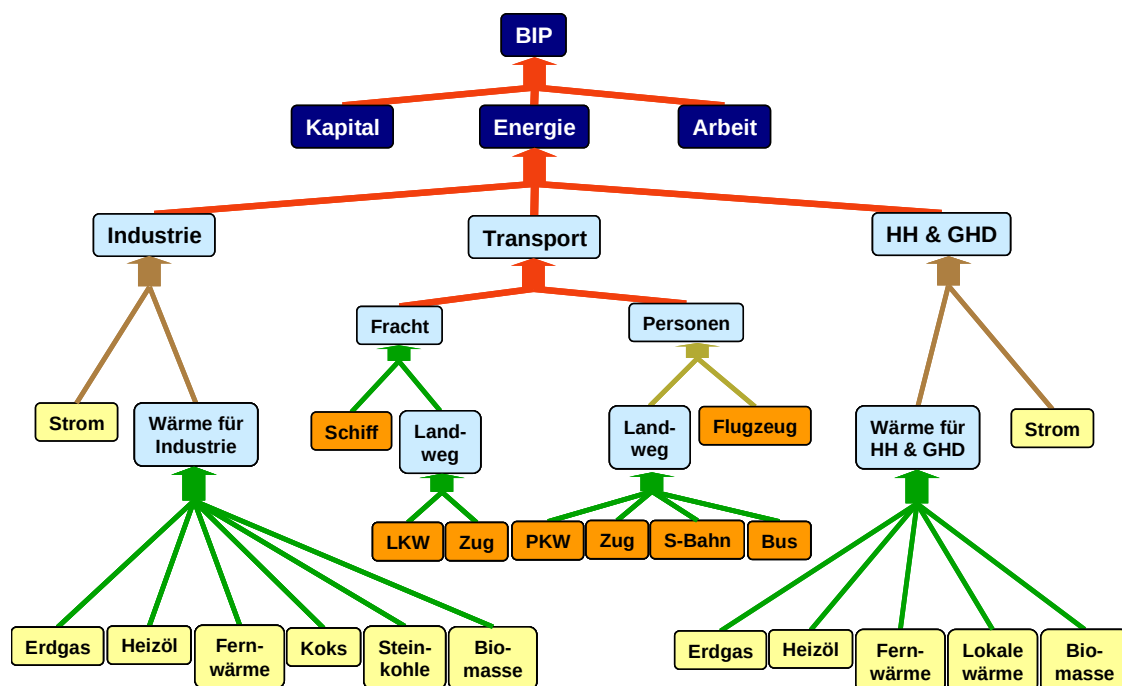


Abbildung 34: Schematische Darstellung des Makroökonometriemoduls. Abgebildet sind die ineinander geschachtelten CES Produktionsfunktionen. Rote Pfeile bedeuten, dass die einzelnen Produktionsfaktoren eher schwierig zu substituieren sind, je grüner die Pfeile, desto leichter ist die Substituierbarkeit. Die Substitutionselastizität in Zahlen beträgt 0.5 für die roten Pfeile, 0.9 für die braunen Pfeile, 1.5 für den olivfarbenen Pfeil und 2 für die grünen Pfeile. In gelb und orange markiert ist die unterste Ebene der Produktionsfunktion, die Endenergienachfrage für Industrie und HH&GHD (gelb) und die Energieservicenachfrage im Verkehrssektor (orange). HH: Haushalte, GHD: Gewerbe/Handel/ Dienstleistung.

Der produktseitige Teil der direkten Kopplung von Makroökonomie- und Energiesystemmodul, findet über die Nachfrage der im Energiesystem produzierten Endenergien bzw. der Energieservices statt, welche in Abbildung 34 und Abbildung 37 in gelb bzw. orange markiert sind. Für die stationären Sektoren Industrie und Haushalte & Gewerbe/Handel/ Dienstleistungen (HH&GUD) ist die Endenergienachfrage in Energieeinheiten modelliert. Der Transportsektor ist dagegen in Energieserviceeinheiten (Personen-km bzw. Tonnen-km) abgebildet. Der Grund für diese Unterscheidung ist, dass im Transportsektor Energieservices als zurückgelegte Kilometer klar zu definieren sind, während bei den anderen Sektoren die Definition wesentlich unklarer ist. Daher

beschränkt sich das Modell in den anderen Sektoren auf die Endenergienachfrage. So sind Transporttechnologien explizit im Energiesystem abgebildet, dagegen aber keine expliziten Endverbraucher-Technologien wie z. B. Kühlschränke.

Zur Kalibrierung des Makroökonomiemoduls muss das Modell mit Informationen über das BIP und die Faktoren Kapital, Energie und Arbeit mit Realdaten versorgt werden. Im Kalibrierungsjahr 2005 betrug das BIP in Deutschland 2242 Mrd. €2005 und der Kapitalstock 10,279 Mrd. €2005 (Destatis, 2009). Für den Produktionsfaktor Arbeit wird die Population als Proxy genutzt, hier wird die Bevölkerungsentwicklung des WWF Szenarios (Kirchner und Matthes, 2009) genutzt. Da der Produktionsfaktor Energie weitere Unterfaktoren hat muss hier nur die Endenergie- bzw. Energieservicenachfrage im Kalibrierungsjahr angegeben werden. Für die Endenergienachfrage werden die jüngsten Daten von 2007 genutzt. Verglichen mit Abbildung 34 wird die unterste Ebene der Produktionsfunktion mit Zahlen belegt. Abbildung 35 zeigt die kalibrierte Endenergienachfrage der Sektoren HH&GUD und Industrie in PJ. Abbildung 36 illustriert die Energieservicenachfrage des Fracht- und Passagiertransportsektors in 10⁹ Tonnen- bzw. Personenkilometern für das Jahr 2007.

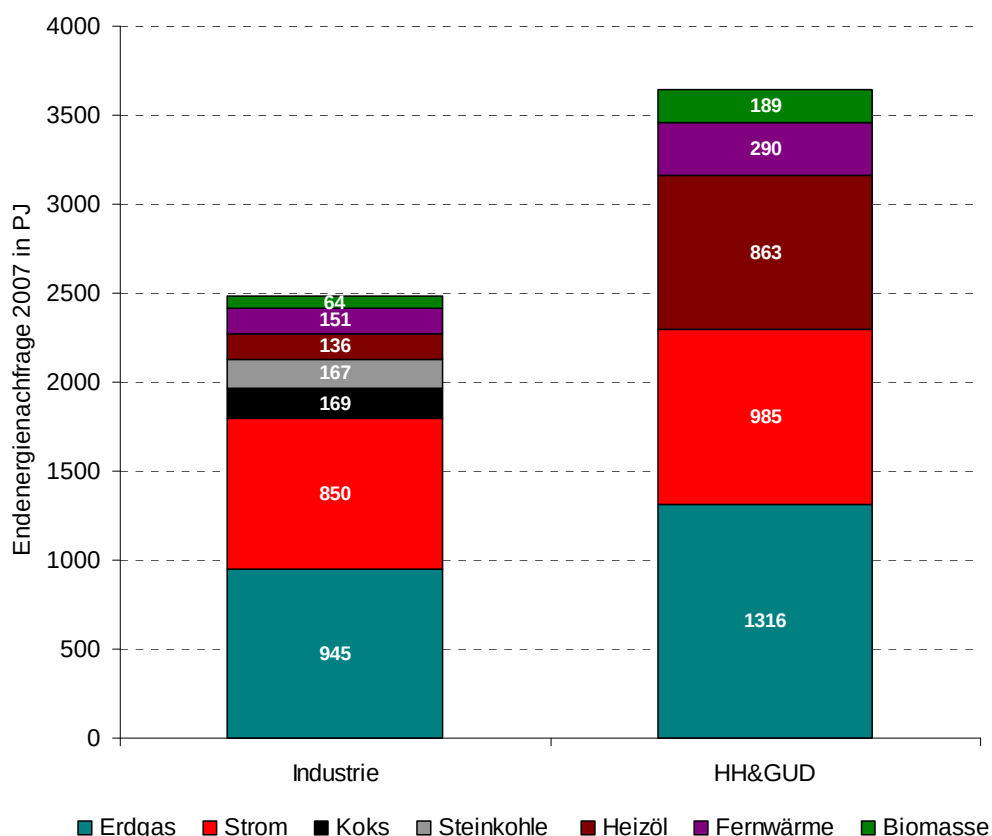


Abbildung 35. Endenergienachfrage der Sektoren HH&GUD und Industrie 2007 in PJ. Quelle: AG Energiebilanzen (2008).

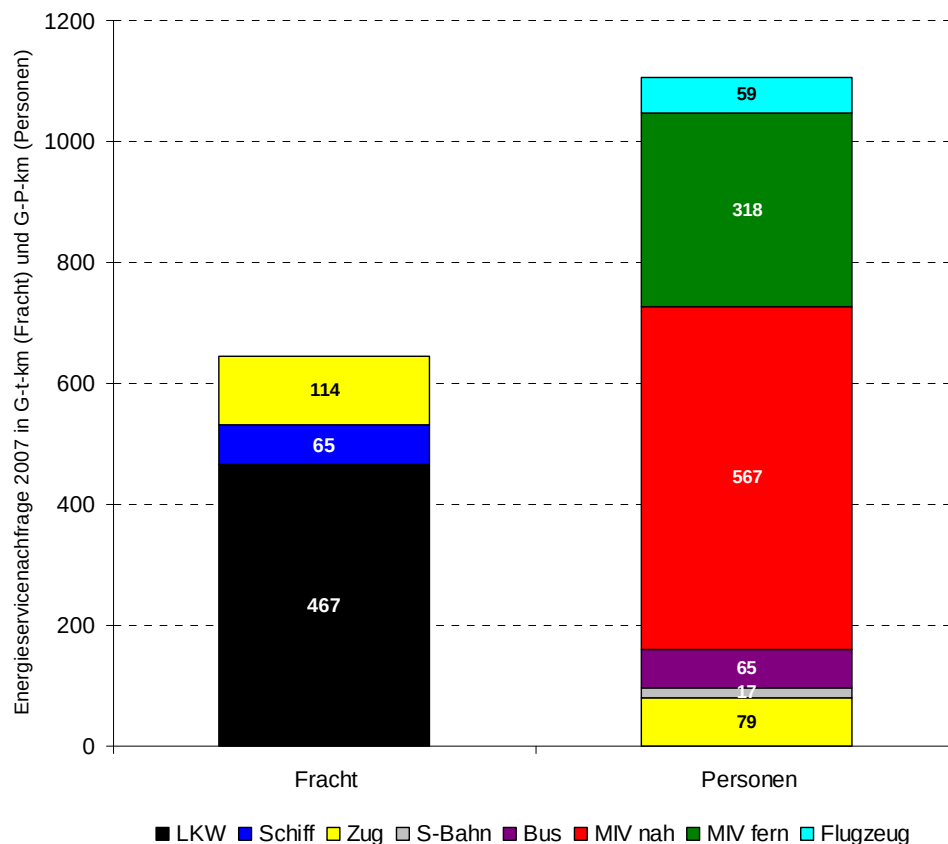


Abbildung 36. Energieservicenachfrage des Personen- und Frachtverkehrs in Deutschland 2007: Quellen: VIZ (2007), UBA (2009), Kirchner und Matthes (2009). Einheit beim Frachtverkehr sind 10^9 Tonnen-km, beim Passagierverkehr 10^9 Personen-km

Die Produktionsfunktion hat nun ausgehend von dem Zustand im Kalibrierungsjahr in jedem Zeitschritt die Möglichkeit das Faktoreinsatzverhältnis zu verschieben. Vom Energiesystem werden einerseits die physischen Mengen der Endenergie und Energieservices übergeben, andererseits aber auch deren relativen Preise. Steigen die Produktionskosten für einen Endenergieträger über Zeit oder ist er besonders emissionsintensiv, so hat die Produktionsfunktion die Möglichkeit diesen Endenergieträger mit anderen auf der gleichen Ebene zu substituieren. Auf diesem Wege wird die Entwicklung der Nachfrage von Endenergie und Energieservices endogen gestaltet und kann auf Signale aus dem Energiesystem reagieren. Die Wirkungsweise des Energiesystemmoduls wird im folgenden Kapitel betrachtet.

Energiesystemmodul

Das bottom-up Energiesystemmodul (ESM) von REMIND-D beinhaltet detaillierte technische und ökonomische Aspekte der Energietransformation auf verschiedenen Ebenen von Primärenergieträgern über Sekundärenergieträgern bis hin zu Endenergieträgern, beziehungsweise im Verkehrssektor zur Energieservices. Abbildung 37 veranschaulicht die Struktur des ESMs. Auf der untersten Ebene sind die

Primärenergieträger (PE), welche mittels Energietransformationstechnologien (PE→SE) in Sekundärenergieträger (SE) umgewandelt werden. Ein Beispiel hierfür wäre die Transformation der Primärenergie ‚Sonne‘ zur Sekundärenergie ‚Strom‘ mittels der Energietransformationstechnologie ‚Photovoltaik‘. Innerhalb der Ebene der Sekundärenergien gibt es weitere Energietransformationstechnologien (SE→SE), um Prozesse abzubilden bei denen Sekundärenergieträger in andere Sekundärenergieträger umgewandelt werden, wie es zum Beispiel bei der Elektrolyse der Fall ist. Weiterhin gibt es Verteilungstechnologien, welche die Infrastruktur für die Verteilung und die dabei entstehenden Energieverluste, die sich aus statistischen Daten ergeben, abbilden. Da im Verkehrssektor eine zusätzliche Umwandlung stattfindet, welche Kraftstoffe in Energieservices umwandelt – Fahrzeuge bzw. Transporttechnologien – wird die Verteilung der Kraftstoffe der Sekundärenergieebene zugerechnet. Hierunter fallen z. B. Tankstellennetze. Um die Endenergieträgernachfrage der Industrie und der HH&GUDs abzudecken, ist diese Zwischenstufe nicht erforderlich. Hier gibt es direkte Verteilungstechnologien, wie z.B. das Erdgas-, Fernwärme- oder Stromnetz.

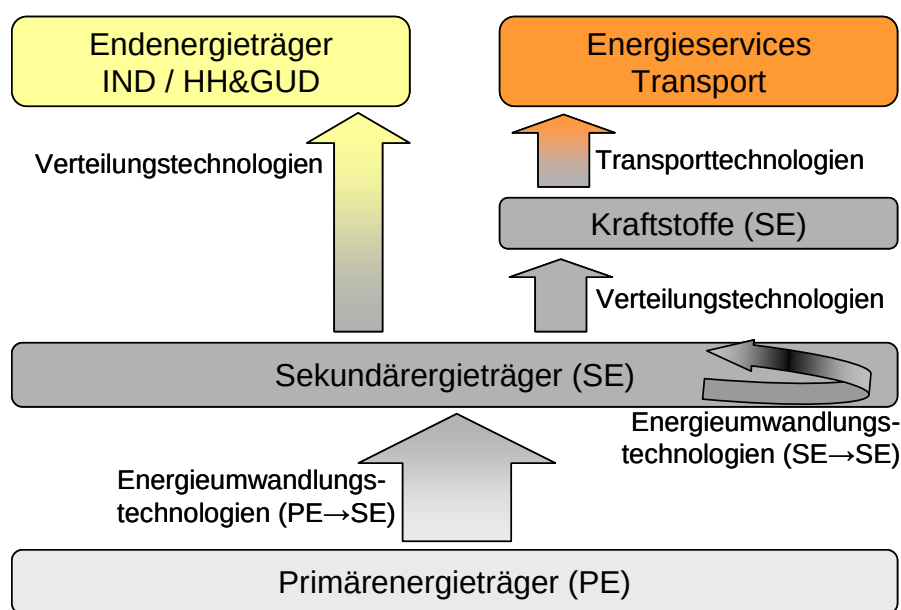


Abbildung 37. Schematische Darstellung des Energiesystems von REMIND-D.

Die verschiedenen Ebenen der Primär-, Sekundär- und Endenergie bzw. Energieservices sind über Bilanzgleichungen miteinander verbunden. Die Bilanzgleichungen beachten techno-ökonomische Charakteristiken aller Technologien wie Umwandlungsverluste, Kapazitätsfaktoren und den prozentualen Anteil einer Technologie an der Produktion des jeweiligen Produkts. Mit Hilfe dieser Informationen kann der Primärenergieverbrauch im Kalibrierungsjahr, und auch aller anderen Jahren, vom Endenergieverbrauch abgeleitet werden. Wird der Primärenergieverbrauch nun mit Emissionsfaktoren behaftet, so können für jedes Jahr die energiebedingten CO₂-Emissionen von

Deutschland berechnet werden. In den Folgenden Paragraphen werden die einzelnen Bestandteile und Besonderheiten des Energiesystems in größerem Detail erläutert.

Primärenergieträger

Dem ESM stehen alle Primärenergieträger zur Verfügung, die heute und in der absehbaren Zukunft für energetische Zwecke genutzt werden können. Diese sind in drei Gruppen klassifizierbar: Erneuerbare Energien, Biomasse und fossile Energieträger. Die entscheidende Unterschiede liegen in der CO₂ Intensität und ob eine vermehrte Nutzung zu höheren Brennstoffpreisen führt. Biomasse verursacht zwar keine CO₂-Emissionen⁸, jedoch führt eine vermehrte Nutzung zu Preisanstiegen auf Grund von ökologischen bzw. politischen Potenzialgrenzen. Die Verfügbarkeit von emissionsfreien Erneuerbare Energien ist auf ein technisches Potenzial begrenzt. Fossile Energieträger emittieren CO₂ und Prognosen über deren Preise sind ausnahmslos steigend.

Erneuerbare heimische Primärenergieträger in REMIND-D sind Solarenergie, Onshore- und Offshore-Windenergie, tiefe und oberflächennahe Geothermie und Wasserkraft. Tabelle 4 gibt eine Übersicht über heimische technische Potenziale verschiedener vielzitiierter Studien für Deutschland und die in REMIND-D implementierten Potenziale.

	BMU (2008a)			UBA (2010)			DLR (2010)	Nitsch (2004)	REMIND-D	
	TWh/a	GW	%	TWh/a	GW	%	TWh/a	TWh/a	TWh/a	%
Solar-el.	105	115	0.10	248	275	0.10	112	105	105	0.10
Solar-th.	300			-			-	78	100	
Wind-on	68	35	0.22	180	60	0.34	90	60	90	0.22
Wind-off	135	35	0.44	180	45	0.46	317	85	180	0.44
Geo-el.	150	25	0.65	50	6.4	0.89	223	290	64	0.89
Geo-th.	330			-			-	330	100	
Wasser	25	5.2	0.55	24	5.2	0.53	28	24/28	28	0.55

Tabelle 4. Überblick über die technischen Potenzialabschätzungen der erneuerbaren Energiequellen von verschiedenen Studien in TWh pro Jahr, falls vorhanden mit den angenommenen installierten Kapazitäten in GW und jährlichen Kapazitätsfaktoren in %. Die in Remind-D angenommenen Potenziale basieren außerdem auf BMU (2008b) Szenario E-3, Expertenschätzungen UBA und TAB (2003)

Man sieht auf einen Blick, dass sich die Abschätzungen teils stark unterscheiden. Gründe hierfür sind in den unterschiedlichen Annahmen zu finden, welche den Potenzialabschätzungsmethoden zugrunde liegen. Diese Annahmen sind mitunter sehr komplex und schwer zu bestimmen, z.B. die aggregierte Größe der Region in welcher eine erneuerbare Technologie genutzt werden kann, die räumliche

⁸ Prinzipiell führt die Nutzung der fossilen Energieträger und der Biomasse zu weiteren Emissionen (CH₄, SO_x, NO_x, etc.) führt, die im Modell zur Zeit nicht berücksichtigt werden.

Konzentration der Anlagen und die Verteilung der Windgeschwindigkeiten oder der Solarstrahlung. Für REMIND-D wird, wie in der rechten Kolumne von Tabelle 4 illustriert, ein Kompromiss der verschiedenen Potenziale angenommen, welcher außerdem mit Expertenaussagen und anderen Quellen untermauert wurde. Im Modell sind die Potenziale zusätzlich in verschiedene Güteklassen bezüglich der Jahresvolllaststunden unterschieden, was aufgrund der Optimierung zu einer graduellen Ausdehnung der Nutzung erneuerbarer Energieträger führt. Die unterliegende Annahme, dass die Gebiete mit den besten Gegebenheiten zuerst genutzt werden ist sinnvoll.

Die Biomasse nimmt unter den erneuerbaren Energieträgern eine Sonderstellung ein, da ihre Nutzung zu Brennstoffkosten führt, die mit der Nutzungsintensität ansteigen. Das entspricht einer Biomasseangebotskurve, die aber nur bis zu einem maximal möglichen Potenzial definiert ist. Da der Biomasseertrag in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion steht, ist das Potenzial auch von politischen Entscheidungen bestimmt, welche Einfluss darauf haben wie viel Land für Nahrungsmittelproduktion und wie viel Land für die Produktion von Bioenergiepflanzen verwendet werden soll. Tabelle 5 zeigt die heimischen Biomassepotenziale für 2005 und 2050, welche relativ konservativ sind. Es wird angenommen, dass die Produktionsmöglichkeiten beim Anbau von Energiepflanzen zur Gewinnung von Biomasse bis 2050 linear steigen und dann das langfristige Potenzial erreicht ist. Das Potenzial für Gülle ist schon erreicht, da ein großtechnischer Ausbau der Viehzucht in Deutschland unwahrscheinlich ist.

	Bio/LC (Lignozellulose)	Bio/Z&S (Zucker/ Stärke)	Bio/Öl (Öl)	Bio/Gülle (Gülle)
Potenzial [PJ/a]	450/700	40/250	60/200	150

Tabelle 5. Biomassenpotenziale in Remind-D. Quelle: Nitsch (2004) S. 160-161, Variante Naturschutz Plus, Szenario B. Für Zucker/Stärke und Öle gibt der erste Wert jeweils das Potenzial in 2005 an und wird dann linear bis zum zweiten Wert im Jahr 2050 gesteigert. Es wird angenommen, dass lignozelluloseartige Biomasse nur aus Altholz gewonnen wird. Die Ackerflächen für den Anbau von Energiebiomasse wird höchstens vervierfacht im Vergleich zu 2005.

Neben der Nutzung der heimischen erneuerbaren Primärenergieträger gibt für das Modell die Möglichkeit Primärenergieträger zu importieren. Eine besondere Rolle spielt hier ölige Biomasse, bei der der Preis mit der Importmenge steigt. Erschöpfbare fossile Endenergieträger (Rohöl, Erdgas, Steinkohle, Uran) werden zu exogen vorgegebenen Preisen importiert, basierend auf der Annahme dass Deutschland als Preisnehmer agiert. Diese Annahme ist jedoch plausibel, da im globalen Vergleich die in Deutschland genutzten fossilen Energieträger eine relativ kleine Menge ausmachen. Obwohl Steinkohle und Erdgas auch in Deutschland extrahiert werden, ist diese Tatsache in REMIND-D vernachlässigt. Der Grund für Erdgas ist, dass die heimisch erzeugte im Vergleich zum importierten Menge sehr gering ist. Der Steinkohleabbau ist nur wegen hoher Subventionszahlungen wirtschaftlich rentabel. Da diese Zahlungen aber bis 2018 aufhören werden, ist davon auszugehen, dass der deutsche Steinkohleabbau in der nächsten Dekade zum Erliegen kommt. Abbildung 38 zeigt die Preispfade, welche für REMIND-D angenommen werden. Standard in den Modellrechnungen ist der mäßige Preispfad B.

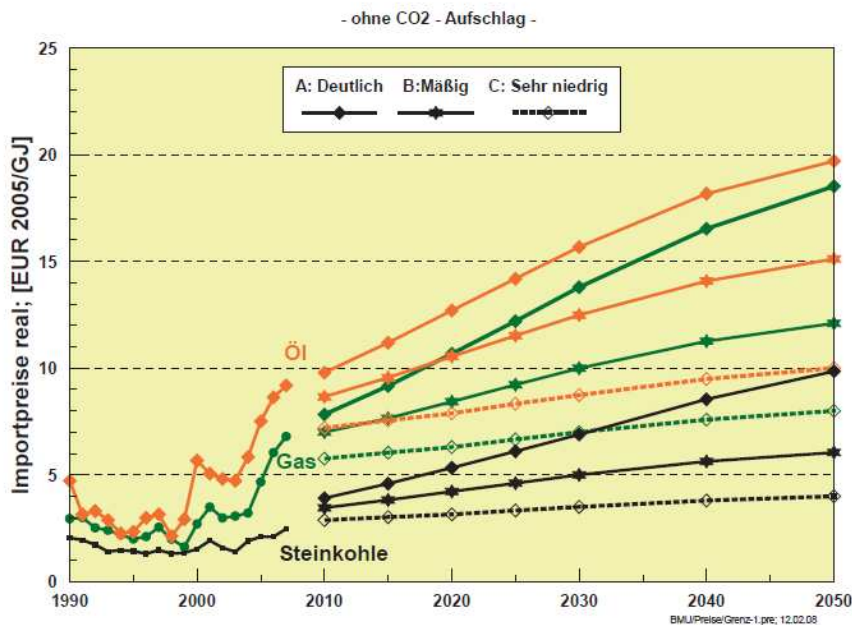


Abbildung 38: Importpreispfade von Rohöl, Gas und Steinkohle. Übernommen von BMU (2008b, Seite 53). Der in REMIND-D implementierte Preispfad ist der mittlere B: mäßig. Für die Jahre nach 2050 wird ein lineares Wachstum von 2% pro 5 Jahre angenommen.

Für Braunkohle ist wegen der ausschließlich inländischen Förderung und des inländischen Verbrauches ein anderer Modellierungsansatz gewählt, mittels einer Extraktionskostenkurve. Hier steigen die Nutzungskosten mit zunehmender kumulativer Extraktion, wobei eine Obergrenze von 6,1 Gt für die extrahierbare Braunkohle vorgegeben wird, welche der extrahierbaren Braunkohle in schon erschlossenen Tagebauten entspricht (DEBRIV, 2009).

Bei den erschöpfbaren Primärenergieträgern führt die Nutzung fossiler Energieträger zu CO₂-Emissionen, wobei die Anwendung von Abscheidungstechniken (CCS) zu einer starken Minderung beitragen kann. Umwandlungstechnologien, die Biomasse verwenden, können ebenfalls um CO₂-Abscheidung ergänzt werden, sofern sie zur Erzeugung von Treibstoffen oder Wasserstoff verwendet werden. Die Emissionen werden über Emissionsfaktoren (Strogies und Kniffke, 2009) bezogen auf den Primärenergieverbrauch ermittelt.

Energietransformationstechnologien

Prinzipiell müssen für die Umwandlung von einem Energieträger in einen in der Transformationskette höher stehenden Energieträger folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

1. **Es müssen ausreichend Kapazitäten zur Energieumwandlung bereitstehen.**
Sämtliche Technologien werden im Modell durch Kapazitätsbestände berücksichtigt. Jede Umwandlungstechnologie startet mit einem altersabhängigen Kapitalbestand, der gerade ausreicht, um den statistisch gegebenen Input-Output-Verhältnissen Genüge zu tun. Für die fossilen Stromerzeugungstechnologien ist berücksichtigt, dass ältere Kraftwerksgenerationen eine geringere Umwandlungseffizienz und damit höhere spezifische CO₂-Emissionen haben. Die Altersstruktur der Kraftwerke ist aus UBA (2008) entnommen, die Altersstruktur der erneuerbaren Technologien aus BMU (2008a). Kapazitäten können durch Investitionen aufgebaut werden und sind im in dem Zeitschritt, in dem die Investitionen aufgewendet werden bereits nutzbar. Die zugrunde liegenden spezifischen Investitionskosten sind sogenannte Turnkey-Kosten. Da es keine Beschränkungen auf die Änderungsrate der Investitionen gibt, ergibt sich durch die Möglichkeit in verschiedene Kapitalstöcke zu investieren eine hohe Flexibilität für die technische Entwicklung. Allerdings entstehen bei exzessiven Ausbauraten im Vergleich zum letzten Zeitschritt sogenannte Anpassungskosten, die sich an der relativen Änderung der Ausbaurate orientieren um Trägheiten und Knappheiten der realen Welt im Modell abzubilden. Weiterhin erlaubt das Modell im Normalfall keine ungenutzten Kapazitäten. Eine Ausnahme bilden hier die in 2005 bereits bestehenden Braunkohle- und Steinkohledampfkraftwerke. Optional hat das Modell die Möglichkeit diese ab 2015 als Klimaschutzmassnahme stillzulegen.
2. **Es müssen finanzielle Mittel für Unterhaltung und Betrieb aufgewendet werden.**
Für jede Technologie müssen fixe und variable Unterhaltungs- und Betriebskosten aufgewendet werden. Die variablen Kosten orientieren sich an der Produktionsleistung.
3. **Es müssen ausreichend Primärenergieträger zur Verfügung stehen.**
Deren Bereitstellung ist mit Brennstoffkosten bzw. bei erneuerbaren Energien mit Potenzialbeschränkungen verbunden.

Die finanziellen Aufwendungen für Primärenergieträger, Investitionen und Unterhaltung und Betrieb müssen in jedem Zeitschritt aus dem generierten BIP gedeckt werden (siehe Abbildung 33), d.h. jede Erhöhung der Energiesystemkosten führt zu Einschränkungen im Konsum, die entsprechend der Nutzenfunktion zu Wohlfahrtsreduktionen führen.

Das Energiesystemmodul beinhaltet eine große Anzahl von Energie-transformationstechnologien von Primär- zu Sekundärenergieträgern, welche in Tabelle 6 und Tabelle 7 aufgeführt sind. In den einzelnen Feldern sind die entsprechenden Technologien genannt, die im Modell zur Verfügung stehen. Steht die gleiche Technologie in mehreren Feldern handelt es sich um eine Technologie, die ihrem Wesen nach Kuppelprodukte herstellt (z. B. Strom und Wärme). Allerdings sind in der Tabelle wegen der

Übersichtlichkeit nur die wichtigsten Kuppelprodukte berücksichtigt. Steinkohle, Braunkohle und Biomasse stellen sich als relativ flexible Energieträger in REMIND-D dar, da mit ihnen fast alle Arten von Sekundärenergieträgern produziert werden können. Der Sekundärenergieträger Strom ist ein Sonderfall, da er bei zahlreichen anderen Umwandlungsprozessen ebenfalls verwendet wird. Zumeist muss er – wie bei Wärmepumpen – in Kombination mit einem anderen Primärenergieträger verwendet werden. Er kann aber auch alleine für die Herstellung von Wasserstoff genutzt werden.

SEKUNDÄR-ENERGIE-TRÄGER	PRIMÄRENERGIETRÄGER				
	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas	Rohöl	Uran
Strom	S-DKW S-DKW 50+ S-DKW (CCS) S-IGCC(CCS) S-KWK	B-DKW B-DKW 50+ B-DKW (CCS) B-IGCC(CCS) B-KWK	EG-DT EG-GuD EG-GuD(CCS) EG-KWK		LWR
Wasserstoff	S-H2 S-H2(CCS)	B-H2 B-H2(CCS)	EG-DR EG-DR(CCS)		
Gas	S-GAS	B-GAS	EG-TR		
Fernwärme	S-HW S-KWK	B-HW B-KWK	EG-HW EG-KWK		
Raffinat				ATMDES	
Mitteldestillat	S-TL S-TL(CCS)	B-TL B-TL(CCS)		ATMDES	
Benzin				ATMDES	
Heizöl (schwer)				ATMDES	
Koks	S-KOK				
Abkürzungen (alphabetisch): ATMDES: Atmosphärische Destillation CCS: Carbon Capture and Sequestration DKW: Dampfkraftwerk DR: Dampfreformierung DT: Dampfturbine GAS: Vergasung (zur Einspeisung ins Netz) GuD: Gas- und Dampfturbinenkraftwerk H2: Wasserstofferzeugung HW: Heizwerk IGCC: Integrierte Kohlevergasung mit Gas- und Dampfturbine KOK: Verkokung KWK: Kraft-Wärme-Kopplung LWR: Leichtwasserreaktor TL: Verflüssigung TR: Transformation					

Tabelle 6. In REMIND-D erfasste Energietransformationstechnologien von Primär- in Sekundärenergieträger auf Basis von erschöpfbaren und importierten Rohstoffen

SEKUNDÄR- ENERGIE- TRÄGER	PRIMÄRENERGIETRÄGER					
	Solar Wind Wasser	Geo- thermie	Biomasse Lignozellulose	Gülle	Zucker & Stärke	Öl
Strom	Solar-PV* Wind-OFF* Wind-ON* HYD	Geo- HDR	Bio/LC-DKW Bio/LC-KWK Bio/LC-GASKWK Bio/LC-IGCC Bio/LC-IGCC(CCS)	Bio/Guel- GASKWK		
Wasserstoff			Bio/LC-H2 Bio/LC-H2(CCS)			
Gas			Bio/LC-GAS	Bio/Guel- GAS		
Fernwärme			Bio/LC-KWK Bio/LC-GASKWK Bio/LC-HW	Bio/Guel- GASKWK		
Lokale Wärme	Sol-TH	Geo-WP				
Mitteldestillate			Bio/LC-TL Bio/LC-TL(CCS)			
Benzin			Bio/LC-ETN		Bio/ZS- ETN	
Diesel						Bio/Öl- DIE
Biomasse/LC			Bio/LC-TR			
Abkürzungen (alphabetisch): CCS: Carbon Capture and Sequestration DIE: Dieselgewinnung DKW: Dampfkraftwerk ETN: Ethanolgewinnung GAS: Vergasung (zur Einspeisung ins Netz) GASKWK: Vergasung und anschließend KWK H2: Hot-Dry-Rock HDR: Heizwerk HW: Integrierte Kohlevergasung mit IGCC: Gas- und Dampfturbine KWK: Kraft-Wärme-Kopplung OFF: Offshore ON: Onshore PV: Fotovoltaik TH: Solarthermie TL: Verflüssigung TR: Transformation HYD: Wasserkraft WP: Wärmepumpe * Lerntechnologien						

Tabelle 7. In REMIND-D erfasste Energietransformationstechnologien von Primär- in Sekundärenergieträger auf Basis von Erneuerbaren Energien und Biomasse.

Die Erneuerbaren Energien (bis auf Biomasse) sind insbesondere für die Stromproduktion geeignet, aber weniger für die Produktion von anderen Sekundärenergieträgern. Die atmosphärische Destillation ist immer der erste Arbeitsschritt in einer Raffinerie und wird hier explizit als Technologie abgebildet, das Hauptprodukt ist Raffinat, die Kuppelprodukte Mitteldestillat, Benzin und Heizöl (schwer). Die Technologie „Transformation“ (TR) stellt im eigentlichen Sinne keine Umwandlungstechnologie dar, da sowohl Erdgas als auch Biomasse in der Form verbraucht werden, in der sie als Primärenergie vorliegen. Sie wird aber aus Gründen der Modellierung als Technologie abgebildet, welche ohne Umwandlungsverluste und zu sehr geringen Kapitalkosten agiert. Die dezentrale Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien wird als „Lokale Wärme“ bei den Sekundärenergieträgern repräsentiert. Hier erfolgt die „Verteilung“ ebenfalls ohne Umwandlungsverluste und ohne Kapitalkosten.

Die Tabellendarstellung legt den Bezug zu den Energiebilanzgleichungen nahe. Für jeden Primärenergieträger gilt, dass sein Verbrauch der Summe der Inputs aller Technologien in der Spalte entspricht. In diesen Bilanzgleichungen kommt zum Ausdruck wie diese Inputs unter den alternativen Technologien zur Erzeugung von Sekundärenergieträgern aufgeteilt werden. Analog ist die Erzeugung von Sekundärenergie die Summe aller Outputs der Technologien in der entsprechenden Spalte. Wegen der Umwandlungsverluste ist die Summe aller erzeugten Sekundärenergieträger immer kleiner als die Summe aller verbrauchten Primärenergieträger.

Die Energietransformationstechnologien von Sekundär- zu Sekundärenergieträgern sind in Tabelle 8 aufgelistet, wobei es sich abgesehen von der Elektrolyse und der Dieselölturbine ausschließlich um Raffinerietechnologien handelt. Raffinat und Mitteldestillat können in der atmosphärischen Destillation nachgeschalteten Prozessen flexibel in verschiedene Kraftstoffe verarbeitet werden. Somit hat das Modell die Möglichkeit, die Zusammensetzung des Raffinerieparks und damit den Produktmix an Kraftstoffen der Nachfrage anzupassen.

SEKUNDÄR-ENERGIETRÄGER	SEKUNDÄRENERGIETRÄGER			
	Raffinat	Mitteldestillat	Strom	Heizöl (schwer)
Benzin	Raf-Ben			
Heizöl (schwer)	Raf-SÖl			
Mitteldestillat	Raf-Mitteld			
Kerosin		Mitteld-Ker		
Diesel		Mitteld-Die		
Heizöl		Mitteld-HÖl		
Wasserstoff			Elektrolyse	
Strom				Dieselturbine

Tabelle 8. In REMIND-D erfasste Energietransformationstechnologien von Sekundär- zu Sekundärenergieträger.

Techno-ökonomische Parametrisierung

Die Transformation des Energiesystems zu ambitionierten Klimaschutzpfaden zeichnet sich dadurch aus, dass sie typischerweise mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien, speziell Solar- und Windenergie, einhergeht. Die techno-ökonomischen Parameter für die Elektrizitätserzeugung von erneuerbaren Energien sind in Tabelle 9 gegeben. Windturbinen (W-ON / W-OFF) und Solare Fotovoltaik (Sol-PV) unterliegen dem Lernkurveneffekt. „Lernende“ Technologien zeichnen sich dadurch aus, dass ihre Investitionskosten mit jeder Verdopplung der kumulierten Kapazitäten um einen bestimmten Prozentsatz (die Lernrate) sinken. Allerdings muss für ein nationales Modell wie REMIND-D bei diesem Ansatz unbedingt zwischen den verschiedenen Komponenten der spezifischen Investitionskosten unterschieden werden, nämlich der lokalen und der globalen Komponente. Unter der globalen Komponente wird hier die Anlage selbst verstanden, z.B. bei W-OFF die Turbine oder bei Sol-PV die Solarpaneele. Diese werden auf dem Weltmarkt gehandelt und Reduktionen in diesem Teil der spezifischen Investitionskosten sind durch einen globalen Kapazitätsanstieg begründet. Unter der lokalen Komponente wird hier der Teil der Investitionskosten verstanden, der am Installationsort entsteht, z.B. der Bau des Fundamentes für Windturbinen, die Installation und der Netzanschluss der Anlagen, sowie Planungskosten. Diese lokale Komponente der spezifischen Investitionskosten ist relativ unabhängig von der Kapazitätsentwicklung auf dem Weltmarkt und kann nur durch Zubau von Kapazitäten in Deutschland mit der einhergehenden Erfahrung der ausführenden Firmen reduziert werden. Daher unterliegt in REMIND-D nur die lokale Komponente dem Lernkosteneffekt, die globale Komponente wird dem Modell exogen vorgegeben. Für die Abschätzung der Entwicklung der globalen Komponente sind Ergebnisse des globalen Modells REMIND-R genutzt worden. Der Lernkurveneffekt ist so implementiert, dass nur ein Teil der Investitionskosten reduziert werden kann; dazu müssen noch die Sockelkosten gezählt werden, die unausweichlich sind. Bezüglich der Unterhaltungs- und Betriebskosten wird für die Erneuerbaren angenommen, dass nur fixe Kosten entstehen.

	Technische Lebenszeit	Spezifische Investitionskosten (in 2005)	Sockelkosten	Lernrate	Kumulierte installierte Kapazität 2007	Unterhaltungs- und Betriebskosten (Fix)
	Jahre	€2005/kW	€2005/kW	%	MW	€2005/kW
Sol-PV	25	1600+2400	420	20	3811	40
W-OFF	25	1500+1000	580	25	0,001	125
W-ON	35	350+830	280	12	22247	22

Tabelle 9. Techno-ökonomische Parameter für die drei Lerntechnologien Sol-PV, W-OFF und W-ON. Die erste Zahl der Spezifischen Investitions- und Sockelkosten bezieht sich auf die lokale Komponente, die zweite Zahl auf die globale Komponente. Das Modell sieht als Investitionskosten in jedem Jahr die Summe beider Zahlen. Quellen: Neij (2003), Nitsch et al. (2004), Junginger et al. (2008), Junginger et al. (2010), Konstantin (2009), Schiffer (2008), Ecofys (2009), eigene Berechnungen.

Das Fluktuieren der Erneuerbaren Energiequellen Wind und Solar benötigt Speicherkapazitäten um die stabile Versorgung mit Elektrizität zu gewährleisten (siehe Pietzcker et al., 2009). In REMIND-D ist dieser Bedarf berücksichtigt. Es wird zwischen täglicher, wöchentlicher und saisonaler Zeitskala unterschieden. Je größer der Marktanteil der Erneuerbaren ist, desto mehr Speicherkapazität wird benötigt. Details der Implementierung sind in Pietzcker et al. (2009) beschrieben.

Die techno-ökonomischen Parameter für die auf erneuerbaren Energien und Biomasse Ressourcen basierenden Transformationstechnologien von Primär- zu Sekundärenergieträgern sind in Tabelle 10, die auf erschöpfbaren und importierten basierenden in Tabelle 11 gegeben.

	TLZ	Spezifische Investitionskosten	Unterhaltungs- und Betriebskosten		Wirkungsgrad
	Jahre	€2005/kW	Fix €2005/kW	Variabel €2005/MWh	%
Bio/LC-DKW	40	2200	110	6,20	27 _{el}
Bio/LC-KWK	40	3700 (el)	130	3,80	14 _{el} / 42 _{th}
Bio/LC-GASKWK	40	4000 (el)	140	2,77	38 _{el} / 50 _{th}
Bio/LC-IGCC	40	1500	60	2,90	42 _{el}
Bio/LC-IGCC(CCS)	40	2060	83	4,64	31 _{el}
Bio/LC-H2	45	1130	12	0,97	61
Bio/LC-H2(CCS)	45	1370	14	0,97	55
Bio/LC-GAS	40	2820	141	1,34	55
Bio/LC-HW	40	450	12	1,20	85 _{th}
Bio/LC-TL	45	2010	81	0,97	40

Bio/LC-TL(CCS)	45	2420	91	0,97	41
Bio/LC-ETN	45	1920	125	8,93	36
Bio/Guel-GASKWK	40	2700 (el)	135	1,70	38 _{el} / 76 _{th}
Bio/Guel-GAS	40	2420	121	1,11	60
Bio/Z&S-ETN	45	400	45	3,58	55
Bio/Öl-DIE	45	100	5	0,47	93
HYD	80	5000	100	-	-
Geo-HDR	35	4430	177	-	-
Sol-TH	25	1130	45	-	-
Geo-WP	35	1610	64	-	-

Tabelle 10. Techno-ökonomische Parameter der Transformationstechnologien von Primär- zu Sekundärenergieträgern für Biomasse und Erneuerbare Energien. Die Abkürzungen sind in Tabelle 7 erklärt. TLZ steht für Technische Lebenszeit. Bei KWK Anlagen steht das Kürzel (el) für das Hauptprodukt, auf das sich die Angaben beziehen. Die Auffangrate beträgt bei CCS 90%. Zahlen basierend auf Iwasaki (2003), Hamelinck (2004), Bauer (2005), MIT (2007), Ragettli, (2007), Rubin et al. (2007), Schulz (2007), Uddin and Barreto (2007), Takeshita and Yajj (2008); Gül et al. (2008), Brown et al. (2009), Chen and Rubin (2009), Klimantos et al. (2009), Krey (2006), Nitsch et al. (2004).

	TLZ	Spezifische Investitions-kosten	Unterhaltungs- und Betriebskosten		Wirkungs-grad
	Jahre	€2005/kW	Fix €2005/kW	Variabel €2005/MWh	%
S-DKW	45	1100	22	6,85	44
S-DKW-50+	40	1800	36	7,99	50
S-DKW(CCS)	45	1800	29	11,41	38
S-DKW(CCS Oxy)	40	1900	34	13,70	41
S-IGCC(CCS)	40	2000	44	13,70	42
S-KWK	40	430 (th)	9	4,57	62 _{th} / 24 _{el}
S-H2	50	1020	31	0,42	59
S-H2(CCS)	50	1150	35	0,49	57
S-GAS	50	730	22	0,38	60
S-HW	45	350	11	2,76	93
S-TL	50	800	40	0,38	40
S-TL(CCS)	50	840	46	0,38	40
S-KOK	40	240	12	0,38	80
B-DKW	45	1300	22	9,13	43
B-DKW-50+	40	1600	27	7,99	48
B-DKW(CCS)	45	2100	29	14,84	35
B-DKW(CCS Oxy)	40	2200	35	17,12	39
B-IGCC(CCS)	40	2300	46	17,12	40

B-KWK	40	530 (th)	11	5,14	57 _{th} / 18 _{el}
B-H2	50	1020	31	0,42	59
B-H2(CCS)	50	1150	35	0,49	57
B-GAS	50	730	22	0,38	58
B-HW	50	400	12	2,76	91
B-TL	50	800	40	0,38	38
B-TL(CCS)	50	840	46	0,38	38
EG-DT	30	300	9	1,84	32
EG-GuD	35	500	30	0,53	55
EG-GuD(CCS)	35	850	34	1,87	51
EG-KWK	35	380 (th)	22,8	0,34	50 _{th} / 30 _{el}
EG-HW	45	240	7,23	1,84	95 _{th}
ATMDES	30	37	3,7	0,10	97
LWR	40	2410	72,3	2,80	~33

Tabelle 11. Techno-ökonomische Parameter der Transformationstechnologien von Primär- zu Sekundärenergieträgern für erschöpfbare und importierte Primärenergieträger. Die Abkürzungen sind in Tabelle 7 erklärt. TLZ steht für Technische Lebenszeit. Bei KWK Anlagen steht das Kürzel (th) für das Hauptprodukt, auf dass sich die Angaben beziehen. Eine thermale Effizienz von ~33% ist für Leichtwasserreaktoren angenommen. Zahlen basierend auf Iwasaki (2003), Hamelinck (2004), Bauer (2005), MIT (2007), Ragettli, (2007), Rubin et al. (2007), Schulz (2007), Uddin and Barreto (2007), Takeshita and Yaaij (2008); Gül et al. (2008), Brown et al. (2009), Chen and Rubin (2009), Klimantos et al. (2009), Krey (2006), Hake et al. (2009), Schlesinger et al. (2010), Ecofys (2010).

Die Vollaststunden sind entweder aus der Literatur oder für Anlagen die 2007 im Elektrizitäts- und Fernwärmemix präsent waren empirisch erhoben. Die Daten über Erzeugung und Installierte Kapazität wurden vom Statistischen Bundesamt zur Verfügung gestellt. Emissionen aus fossiler Verbrennung können über die Entwicklung der CCS Technologie gemindert werden. In REMIND-D stehen eine Reihe von CCS Technologien, sowohl für die Nutzung mit Kohle oder Gas, als auch für die Nutzung mit Biomasse zur Verfügung. Die Auffangraten betragen 95% für Oxyfuel-Technologien, 70% für die Braun- und Steinkohleverflüssigung, 50% für die Biomasseverflüssigung und 90% für alle anderen CCS-Technologien. Das Modell berücksichtigt, dass abgeschiedenes CO₂ transportiert und vor der Injektion komprimiert werden muss. Es wird jedoch keine Leckage aus den Deponien berücksichtigt. Tabelle 12 illustriert die techno-ökonomischen Parameter der Transformationstechnologien von Sekundär- zu Sekundärenergieträgern, wobei es hier keine Möglichkeiten für CCS Technologien gibt.

Es ist wichtig zu erwähnen, dass das Modell keinerlei exogene Beschränkungen enthält, die für Energieträger oder Technologien maximale Wachstumsraten oder maximale (oder minimale) Anteile am Energiemix vorgeben. Derartige Einschränkungen des Lösungsraumes sind in der Energiesystemmodellierung durchaus häufig anzutreffen. Aus Sicht des Modells kann jede Beschränkung durch Innovation und Investition überwunden werden.

	TLZ	Spezifische Investitionskosten	Unterhaltungs- Betriebskosten	und	Wirkungs-grad
--	-----	--------------------------------	-------------------------------	-----	---------------

			Fix	Variabel	
	Jahre	€2005/kW	€2005/kW	€2005/MWh	%
Raf-Ben	10	163	15	0,52	100
Raf-SÖl	10	43	4	0,11	100
Raf-Mitteld	10	140	13	0,46	100
Mitteld-Ker	10	25	0,25	0,95	100
Mitteld-Die	10	17	0,17	0,95	100
Mitteld-HÖl	10	8	0,08	0,95	100
Dieselturbine	40	334	10	0,95	18

Tabelle 12. Techno-ökonomische Parameter der Transformationstechnologien von Sekundär- zu Sekundärenergieträgern. TLZ steht für Technische Lebenszeit. Die restlichen Abkürzungen sind in Tabelle 8 beschrieben. Quellen wie Tabelle 11.

Transportsektor

Beim Transportsektor konnte auf die Vorarbeiten zum globalen Transportsektor zurückgegriffen werden (Moll, 2009). Anhand von Tabelle 13 ist erkennbar, dass speziell die Technologiewahl im Motorisierten Individualverkehr (MIV) für das Modell relativ flexibel gestaltbar ist. Alle noch nicht gängigen Transporttechnologien sind als Lerntechnologien klassifiziert. Besonders ist hierbei, dass die Batterietechnologie als Cluster-Learning-Technologie abgebildet ist. Das bedeutet, dass der Kapazitätszubaueiner jeden Hybridtechnologie einen Beitrag dazu leistet, dass die Investitionskosten für Autobatterien sinken.

Transport- technologien		Kraftstoffe (Sekundärenergien)					
		Benzin	Diesel	Erdgas	H2	Strom	Kerosin
Fracht (F)	Wasser		F-SCH				
	Schiene		F-ZUGD			F-ZUGE	
	Straße		F-LKW				
Personen (P)	Flugzeug						P-FLUG
	Schiene		P-ZUGD			P-ZUGE	
	Straße		P-BUS P-BUSHY				
	MIV nah	P-BEN P-BENHY P-BENPHY				P-E	
	MIV fern		P-DIE P-DIEHY P-DIEPHY	P-EGHY	P-H2HY		
Abkürzungen (alphabetisch) BEN: Benzin-Auto BENHY: Benzin-Hybrid-Auto BENPHY: Benzin-Plugin-Hybrid-Auto BUS: Kraftomnibus BUSHY: Kraftomnibus-Hybrid DIE: Diesel-Auto DIEHY: Diesel-Hybrid-Auto DIEPHY: Diesel-Plugin-Hybrid-Auto E: Elektro-Auto EGHY: Erdgas-Hybrid-Auto FLUG: Flugzeug H2HY: Wasserstoff-Hybrid-Auto LKW: Lastkraftwagen ZUGD: Diesel-Zug ZUGE: Elektrotraktion-Zug							

Tabelle 13. Übersicht über die Transporttechnologien in REMIND-D.

Referenzen der REMIND-D-Modellbeschreibung

AG Energiebilanzen (2009). Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland. <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63>

- Aretz, A. and B. Hirschl (2007). Biomassenpotenziale in Deutschland - Übersicht maßgeblicher Studienergebnisse und Gegenüberstellung der Methoden, Dendrom-Diskussionspapier Nr.1.
- Bauer, N. (2005). Carbon Capture and Sequestration-An Option to Buy Time? Ph.D. thesis, Faculty of Economic and Social Sciences, University Potsdam, Germany.
<http://opus.kobv.de/ubp/volltexte/2006/654/pdf/bauer.pdf>
- Bauer, N., O. Edenhofer, S. Kypreos (2008): Linking Energy System and Macroeconomic Growth Models. *Journal of Computational Management Science* 5, 95-117.
- Bauer, N., O. Edenhofer, M. Haller, D. Klein, A. Lorenz, G. Luderer, S. Ludig, M. Lüken, R. Pietzcker (2010): Technologies, Policies and Economics of Global Reductions of Energy Related CO₂ Emissions – An Analysis with ReMIND (2010), submitted.
- BMU (2008a). Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung. Broschüre, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU (2008b). Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien - Leitstudie 2008. Broschüre, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU (2009). Daten zum Verkehr Ausgabe 2009. Broschüre, Umweltbundesamt.
- Brown, D., M. Gassner, T. Fuchino, and F. Marechal (2009). Thermo-economic analysis for the optimal conceptual design of biomass gasification energy conversion systems. *Applied Thermal Engineering*, Vol. 29, pp. 2137 – 2152.
- Chen, C. and ES. Rubin (2009): CO₂ Control Technology Effects on IGCC Plant Performance and Cost. In *Energy Policy*, Vol. 37, pp. 915 – 42.
- DEBRIV (2009). Braunkohle in Deutschland 2009. Profil eines Industriezweiges. Broschüre. Bundesverband Braunkohle. url: http://braunkohle.de/tools/download.php?filedata=1240416079.pdf&filename=Debriv_IJB_20090421.pdf&mimetype=application/pdf.
- Ecofys (2010). Learning rates of low-carbon technologies. Project Report.
- Gül, T. (2008). An Energy-Economic Scenario Anlysis of Alternative Fuels for Transport. PhD thesis. Royal Institute of Technology (KTH). Stockholm, Sweden.
- Gül, T., S. Kypreos, L. Barreto (2007). Hydrogen and biofuels—A modeling analysis of competing energy carriers for Western Europe. *Proceedings of the World Energy Congress "Energy Future in an Interdependent World"*, Rome, Italy, 11-15 November 2007.
http://energyeconomics.web.psi.ch/Publications/Conferences/2007-11-13_Rome_Guel_Kypreos_Barreto.pdf
- Hake J.F., Hansen P, Heckler R, Linÿen J, Markewitz P, MartinsenD, et al. Projektionsrechnungen bis 2050 für das Energiesystem von Deutschland im Rahmen des VDI-Projektes "Future Climate EngineeringSolutions". STE-Research Reports 03/2009; Forschungszentrum Jülich; 2009.
- Hamelinck, C. (2004). Outlook for advanced biofuels. Ph.D. thesis, University of Utrecht, The Netherlands. <http://www.chem.uu.nl/nws/www/publica/Publicaties2004/e2004-25.pdf>
- Herbener, Reinhard et al. (2008): Technikkostenschätzung für die CO₂-Emissionsminderung bei Pkw - Emissionsminderungspotenziale und ihre Kosten. Dessau: Umweltbundesamt.
- Iwasaki, W. (2003). A consideration of the economic efficiency of hydrogen production from biomass. *Int. Jour. of Hydrogen Energy* 28, 939-944.
- Junginger, M., A. Faaij, W.C. Turkenburg (2004). Cost Reduction Prospects for Offshore Wind Farms. *Wind Engineering* Vol. 28, pp. 97-118.

- Junginger, M., P. Lako, S. Lensink, W. Sark and M. Weiss (2008). Technological learning in the energy sector. Scientific Assessment and Policy Analysis for Climate Change WAB 500102 017. University of Utrecht, ECN. <http://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/500102017.pdf>
- Kirchner, A., F. Matthes (2009). Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/pdf_neu/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf
- Klimantos, P., N. Koukouzas, A. Katsiadakis and E. Kakaras (2009): Air-blown biomass gasification combined cycles: System analysis and economic assessment. In Energy, Vol. 34, pp. 708 – 714.
- Konstantin, P. (2009). Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Berlin, Springer.
- Krey, V. (2006). Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter. PhD thesis, Ruhr-Universität Bochum.
- MIT Massachusetts Institute of Technology (2007). The Future of Coal. An Interdisciplinary MIT Study.
- Leimbach, M., N. Bauer, L. Baumstark, O. Edenhofer (2009): Mitigation costs in a globalized world: climate policy analysis with REMIND-R, Environmental Modeling and Assessment. doi:10.1007/s10666-009-9204-8
- Moll, R. (2009). Analysis of Emission Reduction Potentials in the Transport Sector with the global hybrid Model REMIND. Diplomarbeit, Technische Universität Berlin.
- Neij, L (2003). Experience Curves: A Tool for Energy Policy Assessment. Final report. Lund University, Sweden, Environmental and Energy Systems Studies Lund University Gerdagatan 13 SE-223 63 Lund Sweden.
- Nitsch J, et al. (2004). Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Tech. rep. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: BMU, DLR, ifeu, Wuppertal Institut.
- Pietzcker, R., S. Manger, N. Bauer, G. Luderer and T. Bruckner (2009). The Role of Concentrating Solar Power and Photovoltaics for Climate Protection. Paper presented at the 10th IAEE European Conference, Vienna, Austria. <http://www.aaee.at/2009>
IAEE/uploads/presentations_iaee09/Pr_516_Pietzcker_Robert.pdf
- Ragettli, 2007. Cost outlook for the production of biofuels. Diplomarbeit, ETH Zürich. http://energyeconomics.web.psi.ch/Publications/Dissertations/Ragettli_biofuels.pdf
- Rouveilrolles, P et al. (2008). TANK-to-WHEELS Report, Version 3. Technical Report, EUCAR, CONCAWE and JRC/IES. <http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW>
- Rubin, ES., C. Chen and AB. Rao (2007): Cost and Performance of Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Capture and Storage. In Energy Policy, Vol. 35, pp. 4444 – 54.
- Schallaböck, Karl Otto et al (2006): Klimawirksame Emissionen des PKW-Verkehrs und Bewertung von Minderungsstrategien. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (Wuppertal Spezial ; 34).
- Schiffer, H.-W. (2008). Energiemarkt Deutschland. Köln, TÜV Media.
- Strogies, M. and Kniffke, K. (2009). Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2009. Nationaler Inventarbericht Zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2007. Umweltbundesamt. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/treibhausgasinventar2009_de.pdf
- Schlesinger M, Lindenberger D, Lutz C. Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Study commissioned by the German Federal Ministry of Business and Technology; Prognos AG and EWI and GWS; 2010. URL <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=356294.html>.

- Schulz, T. (2007): Intermediate Steps towards the 2000-Watt Society in Switzerland: An Energy-Economic Scenario Analysis. ETH Thesis No. 17314, Zürich, Switzerland. <http://e-collection.ethbib.ethz.ch/eserv/eth:29899/eth-29899-01.pdf>
- Takeshita, T. and K. Yamaij, (2008). Important roles of Fischer–Tropsch synfuels in the global energy future. *Energy Policy* **36** (2008), pp. 2773–2784.
- Thomas, Stefan et al. (2006): Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen. Studie im Auftrag der E.ON AG. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- UBA (2008). In Betrieb befindliche Kraftwerke in Deutschland (Stand 31.Mai 2008). <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/document/downloadImage.do;jsessionid=C7C4329AD954821D7502F3CC3B38012B?ident=14377>
- UBA (2009). Daten zum Verkehr Ausgabe 2009. Broschüre, Umweltbundesamt.
- Uddin, S. and L. Barreto (2007). Biomass-fired cogeneration systems with CO₂ capture and storage. *Renewable Energy*, Vol. 32, pp. 1006 – 1019.
- UN (2008). Population Division of the Department of Economic and Social Affairs of the United Nations (UN) Secretariat, World Population Prospects: The 2008 Revision, <http://esa.un.org/unpp>
- VIZ (2007). Verkehr in Zahlen 2007/2008. Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung. DVV Medio Group GmbH / Deutscher Verkehrs-Verlag, Hamburg, Deutschland.