

Auswertung von Studien zu künftigem Bedarf an Stromspeicherung

Beitrag zum Vorprojekt

Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme – Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System

Wilfried Hennings, Peter Markewitz

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Energie- und Klimaforschung

Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Broghan Helgeson, Simon Paulus, Jakob Peter

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)

27.05.2014

Koordination:

Prof. Dr. K. Görner, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)

PD Dr. D. Lindenberger, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)

Gefördert durch das Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung
des Landes Nordrhein-Westfalen

Auswertung von Studien zu künftigem Bedarf an Stromspeicherung

Beitrag zum Vorprojekt „Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme – Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW“

27.05.2014

Wilfried Hennings¹⁾, Peter Markewitz¹⁾

Broghan Helgeson²⁾, Simon Paulus²⁾, Jakob Peter²⁾

1) Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie- und Klimaforschung - Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), 52425 Jülich

2) Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 50827 Köln

Kurzfassung / Executive Summary

In diesem Bericht wird untersucht, welche Aussagen bisherige Studien zur Integration von Strom-zu-Gas (PtG, d. h. Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse und ggf. Umwandlung in Methan) in das Energieversorgungssystem machen und wo noch Fragen offen bleiben.

Es existiert eine Vielzahl von Studien, die sich vor dem Hintergrund unterschiedlichster Fragestellungen mit dem Thema PtG beschäftigen und aus denen eine Vielzahl wertvoller Erkenntnisse gezogen werden kann. Allerdings ist festzustellen, dass derzeit zum Thema PtG keine geschlossene Analyse existiert, die sowohl Aspekte der Stromversorgung (Erzeugung, Netz, Versorgungsaufgaben) als auch der Erdgasversorgung (Versorgungsaufgaben, Netz, Gasbeschaffenheit) adäquat berücksichtigt. Vielmehr existiert eine Vielzahl von Einzelergebnissen, aus denen sich kein Gesamtbild ableiten lässt. Eine umfassende und belastbare Bewertung von Power to Gas hinsichtlich ökologischer, technischer und wirtschaftlicher Aspekte ist daher derzeit kaum möglich. Dies gilt sowohl für eine nationale Betrachtung, als auch insbesondere für eine regionale Einordnung (z. B. für NRW).

Keywords

Strom zu Gas; Power to Gas

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
I Einleitung	4
II Studien mit Aussagen zu Stromspeichern, Speicherbedarf und Strom-zu-Gas-Technologien	4
III Kriterien für die Auswertung	5
III.1 Zusammenfassende Auswertung mittels Auswertematrix	7
IV Einzelauswertungen	10
IV.1 Schill (DIW Berlin, 2013) „Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany“	10
IV.2 BEE-Studie „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus EE“	14
IV.3 DVGW „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“	17
IV.4 VDE-ETG „Energiespeicher für die Energiewende“	22
IV.5 Studie im Auftrag des BDEW „Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen“	26
IV.6 SRU „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung“	30
IV.7 PIK (DVGW) „Auswertung des Klimaschutzpotentials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan“	33
IV.8 Fraunhofer ISE „Energiesystem Deutschland 2050“	39
IV.9 ZfES (IER, IHS, ZSW) „Stromspeicherpotentiale für Deutschland“	43
IV.10 BMU „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ (Leitstudie 2011)	51
V Fazit der Studienauswertung	60
VI Literatur	63

I Einleitung

Ziel des Vorprojekts „Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme – Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW“ ist es, die zukünftige Rolle des Themenbereichs Power-to-Gas (PtG) zu analysieren und verschiedene Nutzungspfade sowie mögliche Alternativen in den Blick zu nehmen. Dies umfasst auch eine Bestandsanalyse von Techniken sowie vorliegenden Studien, um die Forschungsrelevanz, mögliche Forschungsdefizite und offene Fragestellungen vor dem Hintergrund der spezifischen Rahmenbedingungen und Herausforderungen für Nordrhein-Westfalen zu identifizieren. Auf Basis einer Defizitanalyse sollen zukünftige Arbeitsfelder und NRW-relevante Fragestellungen für ein zukünftiges Virtuelles Institut PtG erarbeitet werden.

Der nachfolgende Bericht umfasst eine Bestandsaufnahme vorliegender aktueller Systemstudien, die zum Themenfeld PtG durchgeführt wurden und derzeit diskutiert werden. Die Auswahl (siehe Kpt. II) erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Bei den Studien handelt es sich in erster Linie um Untersuchungen, die starken Systemcharakter besitzen und PtG-Techniken nicht als Einzeltechnik sondern in einem Systemkontext bewerten.

Die Studienauswertung erfolgt anhand eines Kriterienkatalogs, der in Kapitel III vorgestellt wird. Kapitel IV enthält für die einzelnen Studien eine detaillierte Auswertung. Das Kapitel schließt mit einer systematischen Auswertung ab, die excelbasiert durchgeführt wurde. Mit Blick auf das geplante Virtuelle Institut PtG erfolgt in Kapitel V eine zusammenfassende Auswertung sowie Defizitanalyse, die auch NRW-spezifische Charakteristika in den Blick nimmt und als Grundlage für mögliche Fragestellungen und für die Ableitung eines F&E-Bedarfs dient.

II Studien mit Aussagen zu Stromspeichern, Speicherbedarf und Strom-zu-Gas-Technologien

Die Projektpartner ewi und Forschungszentrum Jülich, IEK-STE haben sich verständigt, die Auswertung der Studien wie folgt untereinander aufzuteilen:

a) Auswertung durch FZJ IEK-STE:

Schill (DIW Berlin) Aug. 2013 „Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany“ [Schill, 2013b]

BET Aachen, LichtBlick, Enercon (im Auftrag des BEE) April 2013 „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus EE“ [Krzikalla et al., 2013]

DBI, E.ON, IWES (im Auftrag des DVGW) Feb. 2013 „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“ [Müller-Syring et al., 2013]

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

RWTH Aachen, IWES, u. a. (im Rahmen der VDE ETG) Juni 2012 „Energiespeicher für die Energiewende“ (kostenpflichtig) [VDE, 2012]

IAEW Aachen, CONSENTEC (im Auftrag des BDEW) 2011 „Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen“ [CONSENTEC & IAEW, 2011]

DLR, IWES, u. a. (im Auftrag des SRU) Jan. 2011 „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung“ [SRU, 2011]

b) Auswertung durch ewi:

PIK (im Auftrag des DVGW) Mai 2013 „Analyse des Klimaschutzpotenzials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan“ (DVGW Förderkennzeichen: G8/01/11) [Ueckerdt et al., 2013]

Henning, H.-M. (Fraunhofer ISE, im Auftrag des BMU) „Energiesystem Deutschland 2050“ [Henning & Palzer, 2013]

Hartmann (IER Stuttgart) 2012/2013 „Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland: Speichersimulation und Betriebsoptimierung.“ [Hartmann, 2013]

IER, IHS, ZSW (im Auftrag des ZfES) Juli 2012 „Stromspeicherpotentiale für Deutschland“ [Hartmann et al., 2012]

DLR, IWES, IFNE (im Auftrag des BMU) März 2012 „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland ...“ („Leitstudie 2011“) [Nitsch et al., 2012]

DLR, IWES, IFNE (im Auftrag des BMU) Dez 2010 „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland ...“ („Leitstudie 2010“) [Nitsch et al., 2010]

c) Auswertung zurückgestellt, da vermutlich geringe Relevanz:

prognos, Öko-Institut (im Auftrag des WWF) Okt. 2009 „Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050“ [Kirchner & Matthes, 2009]

IWES (im Auftrag des BEE) 2009 „Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der EE-Branche“ [Saint-Drenan et al., 2009]

III Kriterien für die Auswertung

Im Nachfolgenden werden kurz die Kriterien beschrieben, die der Studiauswertung zugrunde gelegt wurden. Dies umfasst die Motivation der Studien (Fragestellungen), die verwendeten Methoden bzw. Modelle, die wesentlichen Annahmen sowie die erzielten Ergebnisse. Um der Power to Gas Problematik adäquat gerecht zu werden, sind Modelle mit hoher

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

zeitlicher und räumlicher Auflösung notwendig, so dass diese Kriterien ebenfalls aufgenommen werden. Die jeweiligen Studienauswertungen werden mit einer Rubrik Stärken/Schwächen abgeschlossen, die im Sinne einer Defizitanalyse zu verstehen ist und vor dem Hintergrund der eigentlichen Fragestellung einer Studie zu verstehen ist.

Zielsetzung der Studie (z. B.): Ermittlung des Speicherbedarfs bei vorgegebenen EE-Anteilen?
Oder Ermittlung der erforderlichen Eingriffe um EE-Anteil zu erreichen?

Szenario vorgegeben (woher?) oder selbst generiert?

basiert auf welchen Annahmen?

Verlauf / Höhe des Stromverbrauchs / Jahresmittel / Höchstlast / Import / Export?

Must-Run-Leistung, Regelleistung: nur konventionell, auch aus EE, auch aus PtG?

Erneuerbare Energien: Installierte Leistung / Anteil an Erzeugung?

Speicher (insb. PtG): Installierte Leistung / Speicherkapazität?

Quellen für diese Parameter?

Hochrechnung der derzeitigen (oder anderer vorgegebener) Randbedingungen
oder

Ermittlung der Randbedingungen zum Erreichen eines vorgegebenen Ziels?

Technische Grenzen und Auflösung:

Betrachtungsgrenzen des Energiesystems: nur Strom? auch Gas? Mineralöl? Kohle?

Betrachtungsgrenzen des Energietransports: Transport nicht betrachtet? nur Stromtransport? auch Transport von Gas? Mineralöl? Kohle?

Wie wird der Strombedarf bei Mangel an Wind- und Sonnenenergie gedeckt?

Wie wird in Gas gespeicherte elektrische Energie bilanziert? Als Stromverbrauch oder als Einspeicherung?

Wozu wird PtG eingesetzt: Nur als Stromspeicher (nur Rückverstromung)? oder auch andere Verwendung der Gase?

Welche Alternativen zu PtG werden betrachtet?

Welche CO₂-Quellen werden betrachtet (als Ausgangsstoff für eine Methanisierung)?

Räumliche Grenzen und Auflösung:

Räumliche Grenzen der Betrachtung: Europa? Deutschland? Teil von Deutschland?

Regionale Auflösung: Summen für Deutschland (als Punkt)? separiert nach Übertragungsnetzbetreibern? separiert nach Regionen? wie genau?)

Übertragungsnetz als Kupferplatte oder mit real beschränkten Übertragungskapazitäten?

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

Werden Standorte für die Speicher spezifiziert?

Rückverstromung am gleichen Standort wie Einspeicherung oder an einem anderen Standort?

Erdgasnetz mit real beschränkten Transportwegen und -kapazitäten?

Standorte der CO₂-Quellen (als Ausgangsstoff für eine Methanisierung)?

Zeitliche Grenzen und Auflösung:

Betrachtungszeitraum (Startpunkt und Dauer) des Energiesystems?

Zeitliche Auflösung der Modelle / Rechnungen?

Betrachtungszeitraum der Stromspeicherung? Differenzierung der Speicher nach Speicherdauer?

Methodik:

Welche Methoden und Modelle werden verwendet?

Zielsetzung: Kostenoptimierung? Andere?

Stärken und Schwächen:

Inwieweit trägt die Studie zur Klärung der Fragestellung des Projekts bei? Welche Aspekte werden behandelt? Welche Aspekte fehlen?

Welche Methoden und Modelle können auf die Fragestellung des Projekts angewendet werden? Sind diese (oder vergleichbare) Modelle im Projektkonsortium verfügbar? Ergibt sich aus der Studie Anpassungsbedarf oder Entwicklungsbedarf für die Modelle?

III.1 Zusammenfassende Auswertung mittels Auswertematrix

Neben einer ausführlichen Einzelauswertung der Studien lassen sich einige der oben angeführten Kriterien untergliedern und werden systematisch mit Hilfe einer excelbasierten Matrix erfasst. Ein solcher Ansatz ermöglicht einen einfachen und systematischen Vergleich anhand definierter Merkmale für Energiesysteme.

Die Matrix soll studienübergreifend einen Überblick über Flexibilitätsoptionen in Energiesystemen geben. Dazu wird in der Matrix auf insgesamt vier Dimensionen, die zur Einordnung von Flexibilität wichtig sind, zurückgegriffen: Elektrizitätsangebot, -nachfrage, Zeit und Raum. Übertragen auf die Energiewirtschaft umfassen diese flexible Erzeugungsoptionen auf der Angebotsseite, Laststeuerung auf der Nachfrageseite, Speichermöglichkeiten und Netze. Diese Dimensionen werden für jede Studie genauer untersucht und in die Matrix eingetra-

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

gen. Zentrale Annahmen der Studien können so miteinander verglichen werden und eine Identifikation von inhaltlichen Schwerpunkten der Studien wird ermöglicht.

Eine vereinfachte Darstellung der Matrix ist auf der folgenden Seite abgebildet.



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 1: Vereinfachte Darstellung der Auswertematrix

Zusammen mit der Studiauswertung leistet die Matrix damit einen Beitrag für die Diskussion möglicher Forschungsfragen im Vorprojekt.

Folgende Rückschlüsse konnten aus der systematischen Betrachtung der vergleichenden Auswertematrix gezogen werden:

- Der Großteil der Studien verwendet Modelle mit einer stündlichen zeitlichen Auflösung, was für eine Betrachtung von Flexibilitätsoptionen als sehr sinnvoll erachtet wird.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- Die räumliche Auflösung der Stromnetzinfrastruktur ist in den meisten Modellen nur grob aggregiert gegeben. So betrachten viele Studien das Übertragungsnetz einzelner Länder als einen einzelnen Knoten, was einem Stromnetz ohne internen Übertragungsengpässe ähnlich einer Kupferplatte gleichkommt. Von einer Abbildung des Verteilnetzes wurde in sämtlichen Studien abgesehen. Die räumliche Auflösung der Gasnetzinfrastruktur ist in allen Modellen ohne Engpässe modelliert. Für eine regional spezifizierte Betrachtung verschiedener Flexibilitätsoptionen wie PtX liegt es jedoch nahe, eine höhere räumliche Auflösung zu wählen, um spezifischere Fragen wie Standortfragen beantworten zu können.
- Als Systemgrenze wird für die Großzahl von Studien Deutschland angesetzt, jedoch nur teilweise unter Einbezug von internationalen Übertragungskapazitäten. Für eine umfassende Betrachtung von Flexibilitätsoptionen und deren Zusammenspiel kommt der Mitbetrachtung internationaler Strom- und Gastransporte jedoch eine große Bedeutung zu.
- Die Flexibilitätseigenschaften des konventionellen Kraftwerksparks sind in den meisten Modellen mit hoher Detailschärfe abgebildet. Dies wird als sinnvoll erachtet, da diesem als Teil der Flexibilitätsoptionen eine wichtige Bedeutung zukommt.
- Viele Modelle beinhalten eine stromgeführte Fahrweise von KWK-Anlagen. Dies ist insbesondere unter der Betrachtung der sektorübergreifenden Flexibilisierung des Stromsystems sinnvoll.
- Während in vielen Studien klassische Elektrizitätsspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke in die Untersuchung einfließen, ist eine Betrachtung von Wärmespeichern und Wärmeverbundnetzen nicht durchgehend vorhanden. Als voraussichtlich kostengünstige sektorübergreifende Flexibilitätsoption wird deren Betrachtung jedoch empfohlen.
- Die Gasnetzinfrastruktur wird in vielen Modellen als Langzeitspeicheroption für Wasserstoff und Methan unterstellt, wobei die räumliche Auflösung häufig nur grob aggregiert angesetzt ist. Die stationäre Gasspeicherinfrastruktur für Wasserstoff und Methan wurden jedoch nur in sehr wenigen Studien näher betrachtet und könnte insbesondere in Hinblick auf NRW eine wichtige Rolle spielen.
- Während Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen in allen Studien – in unterschiedlichem Detailgrad – betrachtet werden, kommt der Betrachtung von Power-to-Chemicals und Power-to-Fuels eine untergeordnete Rolle zu. Eine nähere Betrachtung dieser PtX-Pfade erscheint daher sinnvoll und innovativ.
- DSM-Prozessen kommt als kostengünstige Flexibilisierungsoption eine bedeutende Rolle zu, welche sich jedoch nur teilweise in einer detaillierten Abbildung in den Modellen widerspiegelt.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- Eine umfassende Betrachtung des gesamten Mobilitätssektors als möglicher Absatzmarkt für PtX-Produkte wurde nur vereinzelt durchgeführt. Je nach Forschungsschwerpunkt ist eine detailreiche Abbildung der H2-, E-, Erdgas- und konventionellen Mobilität jedoch sinnvoll und angebracht.

Ein beispielhafter Auszug aus der Matrix ist in Abbildung 2 zu sehen.

Übersicht Studie <i>zeitlich /räumlich</i>	Zeitliche Auflösung	Stunden	Jahre
	Zeitlicher Horizont	bis 2020	ISE, VDE80/100, SRU, BDEW, DIW, BMU
Räumlich Auflösung Strom Gas	BDEW		ZFES
	hoch (knotenscharf)	niedrig (zB. Kupferplatte für Strom)	ISE, VDE80/100, SRU, DIW, PIK, BMU
Räumliche Abdeckung	VDE80/100, BMU	ISE, ZFES, SRU, BDEW, DIW, PIK	
	Region/Bundesland	ISE, PIK	Europa
Modellart	Region/Bundesland	Deutschland	BMU
	deskriptive Analyse	Optimierung unter Sicherheit (zB. Linear)	Optimierung unter Unsicherheit (zB. stochastisch)
grundlegende Annahmen	ZFES	ISE, VDE80/100, SRU, BDEW, DIW, PIK, BMU	
	Gesamte CO ₂ Reduktionen (in 2050)	<= 80%	> 80%, < 95%
EE-Anteil an Stromerzeugung (in 2050)	ISE, PIK, BMU	ISE, VDE80/100, SRU, PIK, BMU	> 80%
	ZFES	VDE80/100, DIW	SRU
Brennstoffpreise Kohle Öl Gas	ISE, VDE80/100, SRU, BDEW, DIW, PIK, BMU	ISE, VDE80/100, SRU, PIK, BMU	steigend
	ISE, VDE80/100, SRU, DIW, PIK, BMU	ISE, VDE80/100, SRU, DIW, PIK, BMU	steigend
Stromnachfrage	ISE, VDE80/100, SRU, DIW, PIK, BMU	ISE, VDE80/100, SRU, DIW, PIK, BMU	steigend
	ISE, SRU, BDEW, PIK, BMU	BDEW, DIW	
Must run Kapazität	variabel	konstant	
		VDE80/100, PIK, BMU	

Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 2: Beispielhafter Auszug aus der Auswertematrix

IV Einzelauswertungen

Die Auswertung basiert auf der Basis der öffentlich zugänglichen und publizierten Dokumente bzw. Projektendberichte. Diese unterscheiden sich oftmals hinsichtlich der Detailtiefe, der Transparenz sowie der Dokumentation von Daten und Annahmen. Die nachfolgenden Einzelauswertungen sind insbesondere vor diesem Hintergrund zu sehen.

IV.1 Schill (DIW Berlin, 2013) „Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany“

Quelle der Studie: [Schill, 2013a, 2013b]

Zielsetzung der Studie: Ermittlung der Abhängigkeit zwischen Speicherbedarf und zugelassener Leistungsabregelung von EE-Anlagen

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

Szenarien sind vorgegeben: Die Studie verwendet die Szenarien 2022A, 2022B, 2022C und 2032B des „Netzentwicklungsplan 2012. 2. überarbeiteter Entwurf“ [Die deutschen ÜNB, 2012] und als Ausblick für 2050 das Szenario 2011A aus den „Langfristszenarien 2011“ [Nitsch et al., 2012].

Basisannahmen:

- Deutschland als „Insel“: Kein Stromaustausch mit Nachbarländern.
- Deutschland als „Kupferplatte“: Stromnetz wird als ausreichend ausgebaut angenommen.
- „Must-Run“ wird pauschal angesetzt. Als Varianten werden 0, 10 oder 20 GW betrachtet.
- Der Anteil von EE an der installierten Leistung ist durch die Szenarien vorgegeben. Die aus den verschiedenen Energiequellen erzeugte elektrische Energie wird im Modell berechnet.
- Die Abregelung von EE wird in den Varianten unbegrenzt, begrenzt auf 1% oder 0,1% der jährlich möglichen Erzeugung, oder gänzlich unzulässig, betrachtet.
- Die installierte Leistung und Kapazität an Stromspeichern wird modellgestützt berechnet.

Technische Grenzen und Auflösung:

- Nur das Stromsystem wird betrachtet, keine Wechselwirkungen mit anderen Bereichen der Energiewirtschaft. Die technischen Charakteristika von PtG werden nicht behandelt, lediglich der Zykluswirkungsgrad und die Kosten gehen in die Rechnungen ein.
- Die Studie geht von der Voraussetzung aus, dass für die Deckung des Strombedarfs bei EE-Mangel ausreichend viel Leistung konventioneller Kraftwerke verfügbar ist. PtG wird nur für den Zweck der Speicherung negativer Residuallast eingesetzt, das erzeugte Gas wird nur für Rückverstromung verwendet.
- Als Alternative zu PtG betrachtet die Studie die Abregelung überschüssiger EE. Diese Alternative ist kostengünstiger. PtG wird daher nur eingesetzt, wenn die Alternative (administrativ) begrenzt wird.

Räumliche Grenzen und Auflösung:

- Die Studie ist beschränkt auf Deutschland als Ganzes. Stromaustausch mit den Nachbarländern wird nicht betrachtet.
- Das Übertragungsnetz wird als Kupferplatte angenommen.
- Die Stromerzeuger und Speicher sind nicht räumlich lokalisiert.

Zeitliche Grenzen und Auflösung:

- Im Modell wird jeweils ein (fiktives) Jahr in stündlicher Auflösung abgebildet.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- Bei Speichern wird unterschieden zwischen „hourly storage“ (Li-Ionen Batterien), „daily storage“ (Pumpspeicher) und „seasonal storage“ (PtG mit Rückverstromung).
- Es wird jeweils eine Zeitreihe der onshore Windstrom-Einspeisung, der offshore Windstrom-Einspeisung und der Stromeinspeisung aus Photovoltaik angenommen. Diese werden unter der Annahme der Unkorreliertheit „permuted“, auf welche Weise wird allerdings nicht spezifiziert. Zudem werden die Zeitreihen auf unterschiedliche Jahresmittelwerte der jeweiligen Einspeisung skaliert; die Form ihrer Jahresdauerlinie wird jedoch nicht variiert.

Ergebnisse

- Sofern die Abregelung der EE-Leistung unbegrenzt erlaubt ist, werden keine Speicher benötigt (Die Studie geht von der Voraussetzung aus, dass für die Deckung des Strombedarfs bei EE-Mangel ausreichend viel Leistung konventioneller Kraftwerke verfügbar ist, deshalb nennt die Studie *hierfür* keinen Speicherbedarf).
- Die maximale Höhe negativer Residuallast variiert stark in Abhängigkeit von dem von Jahr zu Jahr verschiedenen EE-Angebot, von der angenommenen Must-Run-Leistung konventioneller Kraftwerke und von der Flexibilität der Stromeinspeisung aus Biogasanlagen.
- Für den Speicherbedarf entscheidend sind nicht die einzelnen Stundenmittelwerte der Residuallast, sondern zusammenhängende Zeiten mit negativer Residuallast.

Methoden und Modelle

Es wird ein Modell verwendet, das die Gesamtkosten von Kraftwerkseinsatz und Investitionen in den Zubau von Speichern unter Einhaltung der vorgegebenen Randbedingungen minimiert. Die folgende Formel wird linear minimiert [Schill, 2013b]:

$$\min \left[cost = \sum_{t,tech} vC_{tech} q_{tech} + \sum_{t,stor} vstc_{stor} storout_{stor,t} + \sum_{stor} ic_{stor} inv_{stor} \right]$$

wobei

q_{tech} = Stromerzeugung durch ein konventionelles Kraftwerk

vC_{tech} = Betriebskosten des konventionellen Kraftwerks

$storout_{stor}$ = Stromerzeugung aus einem Speicher

$vstc_{stor}$ = Betriebskosten des Speichers

inv_{stor} = Speicherzubau

ic_{stor} = Investitionskosten des Speichers

Dabei sind verschiedene Randbedingungen einzuhalten.

Exogen vorgegeben werden stündlicher Strombedarf, installierte konventionelle Erzeugungskapazitäten, stündliche Erzeugung aus EE, Betriebskosten, Speicherinvestitionskosten, Speicherwirkungsgrade. Endogen berechnet werden Speicherzubau, Dispatch von existie-

renden und neuen Speichern, Dispatch konventioneller Kraftwerke, und Abregelung von EE-Einspeisung.

Stärken und Schwächen der Studie hinsichtlich Einsatzmöglichkeiten und Bewertung von PtG und NRW-spezifischen Aussagen

Stärken:

Die Studie untersucht den Einfluss unterschiedlich hoher Anteile von EE (vorgegeben in den verwendeten Szenarien), den Einfluss des jährlich unterschiedlichen Angebots von EE, den Einfluss der Annahme konstanter oder flexibler Einspeisung aus Biogasanlagen und den Einfluss der „Must-Run“-Leistung konventioneller Kraftwerke zur Stabilisierung des Stromversorgungssystems.

Eine besondere Stärke der Studie ist die Analyse zusammenhängender Zeiten mit negativer Residuallast („connected surplus“) und dem jeweils in einem solchen Zeitraum akkumulierten Energieüberschuss. Solche Zeiträume sind wesentlich für den Bedarf an Stromspeicherkapazität zur Aufnahme von Überschüssen. Entsprechend wären zusammenhängende Zeiträume mit positiver Residuallast wesentlich für den Bedarf an Stromspeicherkapazität zur Deckung des Strombedarfs in Zeiten von EE-Mangel.

Schwächen:

Die Studie geht von der Voraussetzung aus, dass für die Deckung des Strombedarfs bei EE-Mangel ausreichend viel Leistung konventioneller Kraftwerke verfügbar ist. Daher ist kein Vergleich mit Studien möglich, die den Bedarf an Speichern zur Deckung des Strombedarfs bei EE-Mangel ermitteln.

Die „Must-Run“-Leistung konventioneller Kraftwerke wird als konstant angenommen. In der Realität ist sie jedoch von der örtlichen Verteilung der Stromerzeuger und -verbraucher und dem zeitabhängigen Netzzustand abhängig.

Die Zeitreihen von onshore Wind, offshore Wind und Photovoltaik (PV) werden „permutiert“. Dabei wird angenommen, dass diese nicht korreliert sind. Real sind sie aber korreliert. Insbesondere ist der offshore Wind mit dem onshore Wind korreliert.

Die Form der Jahresdauerlinie der Windstrom- und PV-Einspeisung wird nicht variiert. In Realität ist diese jedoch in einem Jahr mit geringerer Wind- bzw. PV-Einspeisung anders als in einem Jahr mit höherer Einspeisung.

Die Studie macht keine NRW-spezifischen oder regionalen Aussagen. Die Methodik lässt solche Aussagen nicht zu.

Einige Einschränkungen der Modellierung, die als Entwicklungsbedarf aufgefasst werden können, werden vom Autor selbst beschrieben [Schill, 2013b]: „In allen verwendeten Szenarien sind ausreichende Investitionen in Erzeugungskapazitäten vorgesehen, sodass die Nachfrage jederzeit gedeckt werden kann.“ Dies widerspricht aber der Modellannahme, dass

„nicht gefordert wird, dass alle Stromerzeugungskapazitäten ihre langfristigen Grenzkosten decken müssen.“ Der Autor beschreibt anschließend eine Verbesserungsmöglichkeit des Modells: „In einem optimierten Gesamtsystem würde der Zubau von Stromspeichern so erfolgen, dass ihr Gesamtwert für das System über alle Teilbereiche (Arbitrage, Leistungsvorhaltung, Systemdienstleistungen) maximiert würde. Dabei dürfte es gegenüber den Szenarioannahmen auch zu einem Rückbau beziehungsweise reduzierten Ausbau von konventionellen Erzeugungskapazitäten kommen.“

Entwicklungsbedarf:

Die Analyse zusammenhängender Zeiten mit negativer bzw. positiver Residuallast und dem jeweils in einem solchen Zeitraum akkumulierten Energieüberschuss bzw. -mangel ist ein interessanter methodischer Ansatz, der möglicherweise dafür verwendet werden kann, die Anforderungen an die Stromspeicher, insbesondere PtG, zu quantifizieren.

Als Merkposten für künftige Modellentwicklungen ist festzuhalten, dass ein Zubau neuer Anlagen (dies gilt sowohl für Kraftwerke als auch für Speicher und PtG) nur stattfinden wird, wenn aus den Betriebserlösen nicht nur die Grenzkosten, sondern auch die Fixkosten, insbesondere die Investitionskosten, gedeckt werden.

IV.2 BEE-Studie „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus EE“

Quelle der Studie: [Krzikalla et al., 2013]

Zielsetzung der Studie: „Künftiger Bedarf an Flexibilität, der durch unterschiedliche Optionen gedeckt werden kann.“ (Zu diesen Optionen zählen auch Speicher.) Die Studie macht keine Aussagen darüber, wie hoch der Bedarf an Speichern (quantitativ) ist, sondern nur, ab wann bestimmte Flexibilitätsoptionen sinnvoll zum Einsatz kommen können.

Szenarien sind vorgegeben: „Hierbei wird das BEE-Szenario für die künftige Entwicklung der Erneuerbaren Energien zugrunde gelegt [...]. Der Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Strombedarf beträgt im BEE-Szenario 46,6 % in 2020 und 79,3 % in 2030. Das Szenario übertrifft damit die Zielsetzung der Bundesregierung erheblich.“ Das Szenario ist – allerdings nur bis 2020 – beschrieben in [BEE, 2009].

Basisannahmen:

- Stromaustausch mit Nachbarländern: Unklar. Aufbauend auf dem o. g. Szenario wurde vor der hier ausgewerteten Studie eine Simulation der EE-Einspeisung durchgeführt [Saint-Drenan et al., 2009], darin wurde z. B. ein Strom-Import und -Export von bis zu ± 10 GW berücksichtigt. Es ist unklar, inwieweit die Annahmen in [Saint-Drenan et al.,

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

2009], insbesondere hinsichtlich des Strom-Imports und -Exports, auch hier angenommen wurden.

- Deutschland als „Kupferplatte“: Stromnetz wird als ausreichend ausgebaut angenommen.
- Die „Must-Run“-Leistung konventioneller Kraftwerke wird für die Ermittlung der minimalen und maximalen Residuallast zu 0 angesetzt, für die Ermittlung des Speicherbedarfs zu 10 GW (2020) bzw. 5 GW (2030).
- Der Anteil von EE an der installierten Leistung ist durch die Szenarien vorgegeben.
- Die Abregelung von EE wird als kostengünstigere Alternative zu Speichern geschildert. Der Zusammenhang zwischen Abregelung und Speicherbedarf wird ermittelt.
- Die installierte Leistung und Kapazität an Stromspeichern wird offenbar im Modell berechnet, aber nicht nachvollziehbar angegeben. Es werden lediglich Minimal- und Maximal-Abschätzungen der zu speichernden Energie und Leistung angegeben.

Technische Grenzen und Auflösung:

- Wechselwirkungen mit anderen Bereichen der Energiewirtschaft werden qualitativ betrachtet. Die technischen Charakteristika von PtG werden dargestellt.
- Als Alternative zu PtG betrachtet die Studie die Abregelung überschüssiger EE. Diese bietet sich als kostengünstigere Alternative an.
- **Räumliche** Grenzen und Auflösung:
 - Die Studie ist beschränkt auf Deutschland als Ganzes. Stromaustausch mit den Nachbarländern wird vermutlich auf 0 gesetzt.
 - Das Übertragungsnetz wird als Kupferplatte angenommen.
 - Die Speicher sind nicht räumlich lokalisiert.
 - Die Wandler der Erneuerbaren Energien (Windkraft- und Photovoltaikanlagen) werden als räumlich verteilt angesetzt, um die räumliche Verteilung des Angebots an Wind und Sonneneinstrahlung zu berücksichtigen.

Zeitliche Grenzen und Auflösung:

- Im Modell wird jeweils ein (fiktives) Jahr in stündlicher Auflösung abgebildet. Es werden verschiedene Speichertechnologien vorgestellt, ihre Vor- und Nachteile werden aber nur qualitativ erörtert.

Ergebnisse

- Die Studie macht keine Aussagen darüber, wie hoch der Bedarf an Speichern (quantitativ) ist, sondern nur, ab wann bestimmte Flexibilitätsoptionen sinnvoll zum Einsatz kommen können.
- Der Einsatz von PtG wird erst ab einem EE-Anteil von deutlich mehr als 80 % des Stromverbrauchs als sinnvoll gesehen. (Im Szenario ist dies etwa ab dem Jahr 2035 der Fall.) Zitat: »Sowohl aufgrund der Kosten als auch aufgrund der Potenziale ist Power to Gas unumgänglich, wenn man Strom über mehrere Wochen oder länger speichern will. Es stellt sich jedoch die Frage, (ab) wann man Strom über mehrere Wochen speichern muss. Dies wird erst dann erforderlich, wenn der Anteil der Erneuerbaren Energien nahe 100 % liegt. Solange dies nicht der Fall ist, gibt es kostengünstigere Möglichkeiten, die Erzeugungslücken mit konventionellen Kraftwerken und KWK-Anlagen zu füllen.«

Methoden und Modelle

Es wird ein Modell verwendet, das die Residuallast berechnet. Das Modell ist jedoch in weiten Teilen nicht beschrieben.

Stärken und Schwächen der Studie hinsichtlich Einsatzmöglichkeiten und Bewertung von PtG und NRW-spezifischen Aussagen

Stärken:

Die Studie gibt einen Zusammenhang zwischen installierter Stromspeicherkapazität und durch Abregelung verlorener EE an, allerdings nicht in absoluten Zahlen, sondern nur als Anteil am gesamten Speicherbedarf und Anteil an der verfügbaren EE-Einspeisung.

Die Studie zeigt eine Häufigkeitsverteilung zusammenhängender Stunden mit negativer Residuallast, sowie maximale positive und negative Gradienten der Residuallast über 1 Stunde und über 4 Stunden.

Die Studie beschreibt Stärken und Schwächen der verschiedenen technischen Möglichkeiten zum Ausgleich der Residuallast, insbesondere auch von PtG.

Die Studie nennt mögliche Wechselwirkungen mit anderen Sektoren der Energieversorgung.

Die Studie nennt Kosten der verschiedenen Flexibilitätsoptionen, falls solche aus Literaturquellen entnommen werden konnten.

Schwächen:

Die Studie macht im Wesentlichen nur qualitative Aussagen, insbesondere nennt sie keinen konkreten Wert für den Speicherbedarf.

Die Studie macht keine NRW-spezifischen oder regionalen Aussagen.

Entwicklungsbedarf:

Zusammenhängende Stunden mit negativer und mit positiver Residuallast könnten ein Auslegungskriterium für Stromspeicher sein.

Gradienten der Residuallast könnten ebenfalls Anforderungen an Stromspeicherung stellen. Um diese quantifizieren zu können ist aber eine detaillierte Modellierung des Kraftwerksparks und aller anderen Flexibilitätsoptionen erforderlich, die auch die technischen Grenzen (insbesondere Leistungsänderungsgeschwindigkeit sowie Minimal- und Maximalleistung) der einzelnen Technologien berücksichtigt.

In der Studie fehlt eine quantitative Ermittlung der optimalen Anteile der einzelnen Technologien an installierter Leistung und Speicherinhalten.

Die Studie nennt explizit Schwächen der PtG-Technologien. Aus diesen Schwächen lässt sich ein Entwicklungsbedarf ableiten:

- Zur Aufnahme von EE-Überschüssen ist ein Betrieb auch bei Teillast erforderlich. Bei Elektrolyseuren ist aber der Teillastbetrieb problematisch durch höhere Verunreinigungen im H₂.

Entwicklungsbedarf: Verbesserung der Teillastfähigkeit von Elektrolyseuren.

- Zur Aufnahme von EE-Überschüssen sind häufige Lastwechsel erforderlich. Bei alkalischen Elektrolyseuren wird die Lebensdauer aber durch häufige Lastwechsel reduziert, PEM Elektrolyseure sind in dieser Hinsicht robuster.

Entwicklungsbedarf: Verbesserung der Unempfindlichkeit von Elektrolyseuren gegen häufige Lastwechsel.

- Zur Methanisierung im PtG-Prozess sind Blasensäulenreaktoren oder biologische Verfahren besonders geeignet, diese aber noch in einem frühen Entwicklungsstadium.

Entwicklungsbedarf: Großtechnische Anwendungsreife der Methanisierung in Blasensäulenreaktoren und biologischen Verfahren.

IV.3 DVGW „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“

Quelle der Studie: [Müller-Syring et al., 2013]

Zielsetzung der Studie:

- Ermittlung des Standes der Technik hinsichtlich Elektrolyse- und Methanisierungsverfahren.
- Aufarbeitung des Wissens- und Erfahrungsstandes zur H₂-Toleranz der bestehenden Erdgasinfrastruktur sowie Anwendungstechniken und Möglichkeiten zur Erhöhung der Wasserstofftoleranz.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- Entwicklung von Power to Gas - Anlagekonzepten unter Berücksichtigung standort-spezifischer Gegebenheiten sowie unterschiedlicher Leistungsklassen.
- Wirtschaftliche Bewertung von unterschiedlichen Anlagenvarianten (Stand der Technik sowie Zukunftskonzepte).

Szenarien

- Szenarien im Sinne einer Potenzialabschätzung für Deutschland werden nicht durchgeführt. Vielmehr werden 4 repräsentative Anwendungsfälle (siehe nachfolgende Tabelle) definiert, die sich hinsichtlich der Einspeisung von Erneuerbaren sowie durch unterschiedliche Erdgasnetzkonstellationen unterscheiden, in die der Wasserstoff bzw. synthetisches Methan eingespeist werden. Mit diesen Anwendungsfällen wird versucht, typische regionale Konstellationen abzubilden.
- Als weitere wichtige limitierende Faktoren, die den Berechnungen zugrunde liegen, sind zu nennen: Wasserstofftoleranz, mögliche Einspeisegrenze für die Erneuerbaren, nutzbares Lastband (20 bis 100 %) etc. Für die jeweiligen Anwendungsfälle erfolgt eine Abschätzung der notwendigen Elektrolysekapazität, der jährlichen Speichermengen (CH₄ und H₂), der notwendigen H₂-Speicherkapazität, Volumenströme sowie Einspeiseleistungen.
- Unabhängig von den zuvor erläuterten Anwendungsfällen erfolgt des Weiteren eine Wirtschaftlichkeitsanalyse für 3 verschiedene Varianten (Konservativ: Alkali-ELY (Alkali-Elektrolyse) bei Umgebungsdruck, Optimistisch: Alkali-ELY bei 30 bar, Zukunft: PEM bei 30 bar). Die Abschätzung der Investitionen erfolgt dabei auf Komponentenbasis. Berechnet werden die Gestehungskosten für Wasserstoff und synthetisches Methan, die mit konkurrierenden Energieträgerpreisen verglichen werden.

Tabelle 1: Einspeisung von Regenerativen Energien und Gas für verschiedenen Anwendungsfälle

Anwendungsfall	Regenerative Einspeisung	Gaseinspeisung
I	Onshore-Windparkverbund mit Netzsammelpunkt	Regionale Transportleitung mit geringem Lastfluss (Leitungsdurchmesser: DN 200, PN 70 bar, 1.300 m ³ /h bis 17.075 m ³ /h)
II	Onshore-Windparkverbund mit Netzsammelpunkt	Überregionale Transportleitung mit sehr hohem Lastfluss (300.000 m ³ /h) und hoher Volatilität
III	Mix: Mehrere Onshore WEA, PV, Biomasse	Überregionale Transportleitung mit sehr großem Leitungsdurchmesser (DN 600, PN 55 bar, 25.000 bis 119.000 m ³ /h) Lastfluss in beiden Richtungen
IV	Mehrere PV Anlagen mit Netzsammelpunkt	Regionale Verteilungsleitung mit geringem Lastfluss (PN 4 bar, 440 bis 5.800 m ³ /h)

Räumliche Grenzen und Auflösung:

Die Studie analysiert 4 Anlagenkonzepte, die typische Einspeisesituationen von Erneuerbaren sowie spezifische Einspeiseverhältnisse in das Erdgasnetz repräsentieren. Eine klassische Regionalisierung (z. B. auf NUTS¹ Ebenen) wird nicht vorgenommen, und es erfolgt auch keine Potenzialabschätzung auf Basis der gewählten Anwendungsfälle für Deutschland.

Zeitliche Grenzen und Auflösung:

Die strom- und erdgasseitigen Analysen für die Anwendungsfälle basieren auf viertelstündlichen Lastganglinien, die auf Stundenwerte hochgerechnet werden. Die Lastgangcharakteristiken sind heutige Werte und stammen von Erdgas- bzw. Stromnetzbetreibern. Die Einspeisecharakteristik der Erneuerbaren (Biomasse, Wind, PV) stammen von IWES Kassel. Die Charakteristiken wurden auf das Jahr 2020 hochgerechnet.

¹ Gebietseinteilung Deutschlands nach der europäischen „Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik“ (NUTS – frz. Nomenclature des unités territoriales statistiques).

Technische Grenzen und Auflösung:

Es erfolgt keine detaillierte Betrachtung des Strom- und Gasmarktes. Ausgangspunkt sind die oben beschriebenen Last- und Erzeugungscharakteristiken. Die Analysen konzentrieren sich darauf, wieviel Wasserstoff unter den Randbedingungen der 4 Anlagenkonzepte in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Vor dem Hintergrund möglicher Zumischkonzentrationen von Wasserstoff (1 Vol-%, 5 Vol-% und 10 Vol-%), die einen begrenzenden Faktor darstellen, wird der Anteil der Methanisierung abgeschätzt. Diese Rechnungen werden zum einen für die komplette zur Verfügung stehende regenerative Strommenge (Energieband) und zum anderen lediglich für Stromüberschüsse durchgeführt. Bei der Anlagenauslegung (Elektrolyse) wird angenommen, dass 20 - 100 % der zur Verfügung stehenden Elektrolysekapazität genutzt werden kann. Einspeisekapazitäten die darunter liegen werden nicht berücksichtigt bzw. es wird von einer Abregelung ausgegangen. Für die Abschätzung der Energie- bzw. Lastüberschüsse wird eine sogenannte Kappungsgrenze zugrunde gelegt, die mit 2/3 der möglichen installierten Einspeiseleistung angenommen wird. Mit dieser Kappungsgrenze wird versucht, die netzseitigen Begrenzungen abzubilden.

Methode

Den Anlagenkonzeptanalysen liegen viertelstündliche regenerative Einspeisedaten zugrunde, die zu Jahreswerten zusammengeführt werden. Welche Modellansätze und Methoden für die Abschätzung von Speicherkapazitäten, Elektrolysekapazitäten etc. verwendet werden, wird nicht genannt. Es kann vermutet werden, dass es sich um Simulationsansätze handelt. Als Ergebnis werden auch die Gaskennwerte (Brennwert, rel. Dichte, Wobbe-Index, Methanzahl) der jeweiligen Gasgemische berechnet. Dies geschieht mit der Software „GasCalc®“.

Den Wirtschaftlichkeitsanalysen liegt die klassische Annuitätenmethode zugrunde, wobei die VDI Richtlinie 2067 zugrunde gelegt wurde.

Ergebnisse

Auf der Basis der durchgeführten Recherchen zur Wasserstofftoleranz wird davon ausgegangen, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur weitgehend für ca. 10 Vol.-% H₂ im Erdgas geeignet ist. Es gibt allerdings einige Komponenten wie z. B. Gasturbinen, Erdgastanks etc., bei denen noch erheblicher Forschungsbedarf besteht. Ein anderes Problem stellt die möglicherweise schwankende Gasbeschaffenheit dar, die insbesondere für Bereiche mit direktem Medienkontakt (z. B. Keramik-, Glasindustrie) von großer Bedeutung ist und sich unmittelbar auf die Produktqualität auswirken kann. Als kritisch wird die Speicherung von Wasserstoff in Porenspeichern eingestuft. Die Berechnungen zeigen, dass eine Zumischung von 10 Vol.-% eine Reduzierung der Pipelinetransportkapazität bedeutet. Diese beträgt für eine Pipeline (DN1000, Länge 250 km, 1 Mio. m³/h) je nach Gasbeschaffenheit (H-Gas bzw. L-Gas) etwa 5 bis 6 %. Geht man von einer gleichbleibenden Transportkapazität aus, die ursprünglich für Erdgas konzipiert wurde, bedeutet dies, dass aufgrund der niedrigeren Dichte der Volumen-

strom und der Druckgradient somit erhöht werden muss. Die Folge ist eine höhere Verdichtungsleistung, die bei einer Zumischung von 10 Vol.-% etwa 25% höher liegt.

Die Analyse der jeweiligen Anlagenkonzepte ist eine rein technische Betrachtung und umfasst keine Wirtschaftlichkeitsanalysen. Mit den Ergebnissen (für das Jahr 2020) wird gezeigt, wie sich die Randbedingungen (Erdgasflüsse, Stromüberschüsse) auf die Dimensionierung der Elektrolysekapazität auswirken bzw. ab welchem Punkt eine Methanisierung notwendig ist, wenn die vorgegebenen Wasserstofftoleranzen erreicht werden. Die Analysen zeigen, dass die Energieüberschüsse in keinem Anlagenkonzept vollständig genutzt werden können. Für die Anlagenkonzepte I und II lassen sich Volllaststunden von über 1000 Stunden (Nutzung der überschüssigen elektrischen Energie bzw. der Elektrolysekapazität) feststellen, während sie für die Methanisierung 638 Stunden betragen. Für den Anwendungsfall III liegen die vergleichbaren Werte in einem Bereich von 300 bis 400 Stunden (Elektrolyse) sowie 160 Stunden (Methanisierung). Im Anwendungsfall IV beträgt die Ausnutzung ca. 1000 bis 1400 Stunden (Elektrolyse) bzw. 677 Stunden (Methanisierung). Weitaus höhere Volllaststundenzahlen werden genannt, wenn nicht nur die Energieüberschüsse sondern das komplette regenerative Energieangebot in Wasserstoff bzw. Methan umgewandelt werden kann.

Unabhängig von den Anlagenkonzepten erfolgt eine Berechnung der Gestehungskosten für Wasserstoff und synthetisches Methan, die mit prognostizierten Erdgaspreisen, Biogaspreisen, Benzin- und Dieselpreisen verglichen werden. Unter den Randbedingungen einer Volllaststundenzahl von 1200 Stunden lässt sich weder für Wasserstoff noch für synthetisches Methan eine Wirtschaftlichkeit feststellen. Erst bei einer Volllaststundenzahl von 7000 und Strombezugskosten von Null erreichen beide Produkte das Preisniveau der vergleichbaren Produkte. D.h. für einen wirtschaftlichen Betrieb sind niedrige Strombezugskosten sowie eine hohe Auslastung essentiell. Die Autoren der Studie weisen darauf hin, dass die Gestehungskosten der EE-Gase im Wesentlichen durch die Betriebskosten und weniger durch die Investitionskosten dominiert werden.

Stärken und Schwächen der Studie hinsichtlich Einsatzmöglichkeiten und Bewertung von PtG und NRW-spezifischen Aussagen

Die Studie zeigt die technischen Hemmnisse einer Wasserstoffzumischung mit hohem Detailgrad sowie großer Expertise auf.

Die Anlagenkonzeptanalyse verdeutlicht den Einfluss standortspezifischer Randbedingungen. Gegenüber vielen anderen Studien nimmt sie sowohl die stromseitigen als auch erdgasseitigen Randbedingungen in den Blick und zeigt im Detail den Einfluss verschiedenster Parameter. Positiv hervorzuheben ist, dass die gewählten Annahmen in weiten Teilen aus der Praxis stammen. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass für eine Abschätzung eines regionalen PtG Potenzials eine lokal aufgelöste Betrachtung unabdingbar ist. Einschränkend ist anzumerken, dass keine stromnetzspezifischen Betrachtungen (Netzüberlastungen) angestellt wurden und netzseitige Alternativen (z. B. Netzausbau) nicht in den Blick genommen wurden. Darüber

hinaus wird in der Studie pauschal unterstellt, dass die Verfügbarkeit von CO₂ zur Methanisierung sowohl zeitlich als auch räumlich immer vorhanden ist.

Leider erfolgt die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht für die vier gewählten Anlagenkonzepte. Die Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen, dass die Höhe der Gesteungskosten stark von den Betriebskosten (Strombezug) sowie den Auslastungen und weniger von den Investitionskosten dominiert wird. Ein Vergleich mit möglichen Alternativen (z. B. Netzausbau) zur Nutzung des Überschussstroms erfolgt nicht.

Entwicklungsbedarf

Die Studie zeigt komponentenweise auf, ob und welche Probleme bei einer erhöhten Wasserstoffmischung zu erwarten sind bzw. welcher Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht.

Die gewählten auf Lokalebene definierten Anlagenkonstellationen erlauben keine Hochrechnung auf eine größere Region. Dennoch wird gezeigt, wie Kapazitätsauslegung, Volllaststundendauern etc. von den jeweiligen strom- und erdgasnetzspezifischen Randbedingungen abhängen. Insbesondere das Einbeziehen spezifischer Eigenschaften von Erdgastransportoptionen stellt gegenüber vergleichbaren Studien einen wesentlichen Fortschritt dar. Die erzielten Ergebnisse liefern insbesondere für eine zukünftige Systembetrachtung (z. B. Abschätzen von PtG Potenzialen) hinsichtlich wichtiger Parameter wertvolle Hinweise.

Die Wirtschaftlichkeitsbewertungen zeigen, dass die Gesteungskosten maßgeblich von den Strombezugskosten dominiert werden und die Volllaststunden die Wirtschaftlichkeit stark beeinflussen.

Die Studie erlaubt keinerlei Aussagen zu PtG, die im direkten Bezug zu NRW stehen. Allerdings verdeutlicht sie eindrucksvoll, dass die regionale und zeitliche Abhängigkeit sowie die Möglichkeiten erneuerbarer Einspeisung das Ergebnis maßgeblich prägen. Zukünftige NRW Analysen sollten daher räumlich und zeitlich hoch aufgelöst sein. Die räumliche Auflösung sollte nicht nur die Standorte erneuerbarer Erzeuger, sondern auch die Standorte möglicher CO₂-Quellen umfassen.

IV.4 VDE-ETG „Energiespeicher für die Energiewende“

Quelle der Studie: [VDE, 2012]

Die Analyse dieser Studie ist besonders ausführlich dokumentiert, weil sie als Pilot-Auswertung dazu diente, die zuvor festgelegten Auswertekriterien auf Brauchbarkeit und Vollständigkeit zu prüfen.

Zielsetzung der Studie: Ermittlung des Speicherbedarfs, um bei vorgegebenen EE-Anteilen auch in Zeiten von EE-Mangel den Strombedarf decken zu können

Szenarien sind vorgegeben: Aus „Langfristszenarien 2010“ [Nitsch et al., 2010] wurden die folgenden Szenarien entnommen:

- Referenz (2010),
- 40 % EE ([Nitsch et al., 2010], Basisszenario 2010A für das Jahr 2020),
- 80 % EE ([Nitsch et al., 2010], Basisszenario 2010A für das Jahr 2050),
- 100 % EE (wurde von der ETG Task Force aus dem 80%-Szenario hochgerechnet).

Basisannahmen:

- Die VDE-ETG-Studie teilt nicht die Einschätzung der „Langfristszenarien 2010“, dass der Bruttostromverbrauch abnehmen wird (in 2030 –4,5 % gegenüber 2010), sondern erwartet einen gleich bleibenden Stromverbrauch. Dennoch wird aus Gründen der Vergleichbarkeit der Stromverbrauchsverlauf aus den „Langfristszenarien 2010“ verwendet mit der (Zitat) »Modifikation, dass kein EE-Import aus dem europäischen Stromverbund (Stichwort Desertec) stattfindet und dass kein großtechnischer Einsatz von Elektrolyse für die Herstellung eines chemischen Kraftstoffes aus Wind- bzw. Solarstrom erfolgt«. Die in den „Langfristszenarien 2010“ nach 2030 verzeichnete Zunahme (2050 +8,6 % gegenüber 2010) ist auf den Stromverbrauch für die Elektrolyse (PtG) zurückzuführen, der in VDE-ETG nicht als Verbrauch, sondern als Füllung der Stromspeicher behandelt wird².
- „Must-Run“: Zusätzlich zum Verbrauch werden 10 GW an Minutenreserve aus Kraftwerken und Speichern angenommen.
- Der Anteil von Erneuerbaren Energien an der erzeugten elektrischen Energie wurde vorgegeben. Daraus ergibt sich die installierte Leistung der EE-Anlagen.
- Die installierte Leistung und Kapazität an Stromspeichern wird in der Studie berechnet. Die eingesetzte Speichertechnologie wird durch ein Optimierungsmodell nach ökonomischen Kriterien ausgewählt.

Technische Grenzen und Auflösung:

- Nur das Stromsystem wird betrachtet, keine Wechselwirkungen mit anderen Bereichen der Energiewirtschaft (z. B. Wärmeversorgung etc.). Die technischen Charakteristika von PtG werden nicht behandelt, lediglich der Zykluswirkungsgrad und die Kosten gehen in die Rechnungen ein.
- Bei Mangel an Wind- und Sonnenenergie wird der Strombedarf durch Rückverstromung aus den Speichern gedeckt. PtG wird ausschließlich für den Zweck der Stromspeicherung und Rückverstromung eingesetzt.

² Auch die statistische Verbuchung in der Energiebilanz ist derzeit ungeklärt und wird in Studien sehr unterschiedlich gehandhabt. Dies zeigt die Notwendigkeit einer einheitlichen Methodik.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- Als Alternativen zu PtG betrachtet die Studie konventionelle Kraftwerke zum Ausgleich von EE-Mangel und die Abregelung überschüssiger EE. Diese Alternativen sind kostengünstiger. PtG wird daher nur eingesetzt, wenn die Alternativen nicht ausreichen, um den vorgegebenen EE-Anteil zu erreichen.

Räumliche Grenzen und Auflösung:

- Die Studie ist beschränkt auf Deutschland als Ganzes. Die regionale Auflösung des Modells basiert auf den Knoten des Übertragungsnetzes. Stromerzeugung und Verbrauch wird auf 18 onshore plus 2 offshore Regionen aufgeteilt, entsprechend dem „Regionenmodell 2013“ der vier Übertragungsnetzbetreiber, das für die Berechnung der Netzbelastung verwendet wird [Die deutschen ÜNB, 2009]. Die Regionen decken sich aber nicht mit den Bundesländern.
- Das Übertragungsnetz wird für die Berechnung des Speicherbedarfs als Kupferplatte angenommen. Anschließend wird die aus dem Kraftwerks- und Speichereinsatz resultierende Belastung des realen Übertragungsnetzes berechnet.
- Die Speicher werden den Netzknoten zugeordnet. Dabei werden zwei Varianten betrachtet: a) Die Speicher werden an den Netzknoten mit der höchsten EE-Einspeisung eingesetzt, b) die Speicher werden an den Netzknoten mit der höchsten Last eingesetzt. Dabei wird angenommen, dass die Rückverstromung am selben Netzknoten wie die Einspeicherung erfolgt. Dadurch bewirkt die Speicherung nur eine geringe Entlastung des Stromnetzes.

Zeitliche Grenzen und Auflösung:

Im Modell wird ein (fiktives) Jahr in stündlicher Auflösung abgebildet. Es wird unterschieden zwischen Kurzzeitspeichern (≤ 24 h) und Langzeitspeichern (> 24 h). Dabei wird angenommen, dass für Langzeitspeicher ausschließlich PtG zur Verfügung steht.

Ergebnisse

- Im 40%-Szenario ist ein Speicheraufbau nicht erforderlich und unwirtschaftlich.
- Im 80%-Szenario
 - sind zusätzlich Langzeitspeicher (PtG) in der Größe 32 GW / 8 TWh Kap. erforderlich. Ohne Langzeitspeicher sind nur 75 % EE möglich,
 - ist eine Rückverstromung aus PtG erforderlich, um die Versorgung in Zeiten von EE-Mangel zu gewährleisten.
- Die für die Rückverstromung erforderlichen Gas-KW sind auch wichtig für die Versorgungssicherheit.
- Speicher entlasten das Netz in den beiden betrachteten Fällen (Speicher an Knoten mit hoher EE-Einspeisung oder an Knoten mit hoher Last) nur wenig – möglicher Grund: Es wird angenommen, dass die Rückverstromung am selben Punkt wie die

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

Einspeicherung stattfindet. Eine räumliche Trennung von Einspeicherung und Rückverstromung wurde nicht untersucht.

Methoden und Modelle

Die Zeitreihen der EE werden mit einem Modell des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) [Bofinger, 2013] generiert.

Für Kraftwerkseinsatz und Speicherbedarf wird ein Optimierungsmodell (Merit Order) des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen [Mirbach, 2009] eingesetzt.

Das Modell zur Lastflussanalyse des Übertragungsnetzes ist nicht angegeben. Vermutlich wird ein Modell des IAEW verwendet.

Stärken und Schwächen der Studie hinsichtlich Einsatzmöglichkeiten und Bewertung von PtG und NRW-spezifischen Aussagen*Stärken:*

PtG wird so eingesetzt, dass unter der Randbedingung der vorgegebenen EE-Anteile die Gesamtkosten minimiert werden.

Stromerzeuger, Stromverbraucher, Stromspeicher und Übertragungsnetz werden räumlich aufgelöst modelliert (Auslösung: Netzknoten des Übertragungsnetzes). Das Modell würde eine NRW-spezifische Betrachtung erlauben.

Die verwendeten Modelle decken die Fragestellung der Studie ab, insofern ergibt sich kein Entwicklungsbedarf.

Schwächen:

Es wird ausschließlich das Stromversorgungssystem betrachtet, Wechselwirkungen mit anderen Sektoren der Energieversorgung werden nicht untersucht. Die technischen Charakteristika von PtG werden nicht behandelt, lediglich der Zykluswirkungsgrad und die Kosten gehen in die Rechnungen ein. So werden Wechselwirkungen mit der Gasinfrastruktur nicht berücksichtigt. Ebenfalls wird nicht auf die erforderlichen CO₂-Mengen und deren zeitliche und räumliche Verfügbarkeit eingegangen.

PtG wird ausschließlich für den Zweck der Stromspeicherung und Rückverstromung eingesetzt.

Eine räumliche Trennung von Einspeicherung und Rückverstromung wird nicht untersucht.

Die Regionen decken sich nicht mit den Grenzen der Bundesländer. NRW-spezifische Aussagen können der Studie nicht entnommen werden.

IV.5 Studie im Auftrag des BDEW „Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen“

Quelle der Studie: [CONSENTEC & IAEW, 2011]

Zielsetzung der Studie: Ermittlung des über die bestehenden Flexibilitäten (z. B. bestehende Pumpspeicher und konventionelle Kraftwerke) hinaus gehenden Bedarfs an Flexibilitäten. Der Schwerpunkt liegt auf der Nachfragedeckung und Versorgungssicherheit, nicht auf der Verwertung von EE-Überschüssen.

Szenarien sind vorgegeben: BMU „Leitstudie 2010“ [Nitsch et al., 2010] und „Energieszenarien“ [Schlesinger et al., 2010]

Basisannahmen:

- Stromaustausch mit Nachbarländern: Europaweite ökonomische Optimierung des Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung der erwarteten begrenzten Kuppelkapazitäten
- Deutschland als „Kupferplatte“: Ausreichender innerdeutscher Netzausbau wird vorausgesetzt. Speicher werden nicht zur Vermeidung von Netzengpässen eingesetzt.
- Die „Must-Run“-Leistung konventioneller Kraftwerke wird abgeschätzt auf bundesweit insgesamt 10 GW.
- Der Anteil von EE an der Bruttostromerzeugung wird aus den vorgegebenen Szenarien entnommen und daraus die installierte Leistung der EE-Anlagen errechnet, proportional zur BMU „Leitstudie 2010“.
- Der Kraftwerkspark wird ausgehend vom aktuellen Bestand über eine Sterbelinie und die Fertigstellung bereits in Bau befindlicher Kraftwerke Zubau modelliert
- Die Abregelung von EE wird als technisch jederzeit möglich angenommen.
- Die installierte Leistung und Kapazität an Stromspeichern wird in drei unterschiedlichen Varianten vorgegeben.

Technische Grenzen und Auflösung:

- Wechselwirkungen mit anderen Bereichen der Energiewirtschaft werden nicht berücksichtigt.
- Wegen hoher Kosten und geringem Zykluswirkungsgrad wird PtG nur in der »Flexibilitätsvariante 1 („Speicher progressiv“)*«* berücksichtigt.
- Als Alternative zu PtG werden Kurzzeitspeicher, flexible konventionelle Kraftwerke und die Abregelung von EE-Überschüssen eingesetzt.

Räumliche Grenzen und Auflösung:

- Die Studie ist fokussiert auf Deutschland, aber der Kraftwerkseinsatz in Nachbarländern wird modelliert, Stromaustausch mit den Nachbarländern wird im Rahmen der Kuppelkapazitäten zugelassen.
- Das Übertragungsnetz wird als Kupferplatte angenommen.
- Die Speicher sind nicht räumlich lokalisiert.
- Eine räumliche Verteilung der Erneuerbaren Energien (Windkraft- und Photovoltaikanlagen) wird nicht berücksichtigt.

Zeitliche Grenzen und Auflösung:

- Im Modell wird jeweils ein (fiktives) Jahr in stündlicher Auflösung abgebildet. Für die Berechnung von Änderungsrampen der Residuallast werden viertelstündliche Werte herangezogen. Szenario-Jahre sind 2020 und 2030.

Ergebnisse

- Erzeugungsdefizite erfordern zwingend einen Flexibilitätsbedarf. Erzeugungsüberschüsse treten nicht zwingend auf, da sowohl Windenergie- und Photovoltaikanlagen als auch Wasserkraftwerke notfalls jederzeit abgeschaltet werden können.
- Das Potenzial für Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke ist so gering, dass es nicht ausreicht, längere Zeiten mit geringer EE-Erzeugung zu überbrücken. Diese Speicher haben daher keinen Einfluss auf die zu deckende Höhe des maximalen Erzeugungsdefizits. Zur Sicherung der Versorgung muss für solche Perioden ein ausreichender Park konventioneller Kraftwerke zur Verfügung stehen. Der Bedarf an konventionellen Kraftwerken wird berechnet.
- Aus der „Sterbelinie“ und dem als sicher anzunehmenden Kraftwerksneubau errechnet die Studie einen „sicheren“ Bestand von konventionellen Kraftwerken von ca. 71 GW in 2020 und ca. 55 GW in 2030 sowie einen zusätzlichen Bedarf laut Tabelle 2. Es ergibt sich daraus ein erforderlicher Gesamtbestand an Kraftwerken und Speichern laut Tabelle 3.
- Wegen hoher Kosten und geringem Zykluswirkungsgrad wird PtG nur in der »Flexibilitätsvariante 1 („Speicher progressiv“)
« berücksichtigt.
- Als Alternative zu PtG werden Kurzzeitspeicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batterien in Elektrofahrzeugen), flexible konventionelle Kraftwerke eingesetzt und die Abregelung von EE-Überschüssen angenommen.

Tabelle 2: Erforderlicher zusätzlicher Kapazitätszubau in der BDEW-Studie

(= Tabelle 3.9 aus [CONSENTEC & IAEW, 2011])

		zusätzlicher Bedarf [GW]			
		Basisszenario (sinkende Stromnachfrage)		konstante Stromnachfrage	
		2020	2030	2020	2030
Variante 1 – Speicher progressiv	Speicher (PSW, CAES)	5,0	5,0	5,0	5,0
	DSM	7,3	15	7,3	15
	Methanisierung	1,9	25,3	6	31,4
	GuD	3,4	9,6	7,8	16,3
	Gasturbine	3,4	9,6	7,8	16,3
Variante 2 – Speicher konservativ	Speicher (PSW, CAES)	2,0	2,0	2,0	2,0
	DSM	5,5	12	5,5	12
	Kohle	2,0	6,0	2,0	6,0
	GuD	2,4	6,5	6,8	13,1
	Gasturbine	2,4	6,5	6,8	13,1
Variante 3 – konventionelle Kraftwerke	Kohle	2,0	6,0	2,0	6,0
	GuD	3,1	6,5	7,6	13,1
	Gasturbine	3,1	6,5	7,6	13,1

Tabelle 3: Angenommene (EE, KWK) bzw. erforderliche installierte Leistung von Kraftwerken und Speichern

Summen, gebildet aus den Angaben in [CONSENTEC & IAEW, 2011], Werte für sinkende Stromnachfrage (in Klammern Werte für konstante Stromnachfrage)

	2020 [GW]	2030 [GW]
konventionelle fossile Kraftwerke	78 (86)	74 (87)
fossile KWK	20,8	21,2
Biomasse	6,7	7,3
Wasserkraft	4,7	4,9
Geothermie	0,26 (0,3)	0,8 (0,99)
Wind Onshore	31 (36)	30 (37)
Wind Offshore	8,7 (10)	20 (25)
Solar	45 (52)	50 (62)
EE-KWK nicht disponibel	4,8	4,8
EE-KWK disponibel	1,9	2,5
Pumpspeicher	9,7	9,7
Druckluftspeicher	7,3	7,3
Batterien	0,9 (E-Mob.)	5,5 (E-Mob.)
Power to Gas	2 (6)	25 (31)
Wärmepumpen	2,1	3,4
DSM	9,1	18,7

Methoden und Modelle

Die verwendeten Methoden und Modelle sind im vorliegenden Bericht nicht im Detail beschrieben. Es ist aber zu vermuten, dass ein Modell des IAEW verwendet wurde, das sowohl die technischen Grenzen (Mindestleistung, Leistungsrampen, Anfahrtdauern) der Kraftwerke berücksichtigt, als auch die für einen stabilen Netzbetrieb erforderlichen Systemdienstleistungen (Regelleistung, Spannungsstützung).

Stärken und Schwächen der Studie hinsichtlich Einsatzmöglichkeiten und Bewertung von PtG und NRW-spezifischen Aussagen

Stärken:

Die Studie nennt als Kriterium für den Bedarf an Sekundärregelleistung »die Hälfte der maximalen Differenz zweier aufeinanderfolgender Viertelstundenwerte« der Residuallast. Wenn diese Einschätzung richtig ist, gewinnen die auch in anderen Studien ausgewiesenen Gradienten der Residuallast eine zusätzliche, konkrete Bedeutung.

Schwächen:

Die Studie berechnet nicht einen Bedarf an Speichern, sondern unter Vorgabe bestimmten Speicherausbaus (in 3 Varianten) den verbleibenden Bedarf an Flexibilitäten.

Die Studie macht keine NRW-spezifischen oder regionalen Aussagen.

IV.6 SRU „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung“

Quelle der Studie: [SRU, 2011]

Zielsetzung der Studie: Hintergrund der Studie ist eine mögliche Stromversorgung, die zu 100% auf der Basis Erneuerbarer Energien basiert. Analysiert werden die prinzipielle Machbarkeit, die möglichen Kosten, mögliche Brückentechnologien sowie das Erarbeiten von Maßnahmen und Instrumenten, die für eine solche Transformation notwendig sind.

Szenario

Die im Auftrag des SRU berechneten Zielszenarien unterscheiden sich in der Höhe der Elektrizitätsnachfrage für das Jahr 2050 (500 bzw. 700 TWh/a in Deutschland) sowie dem Grad des Austauschs und der Vernetzung mit den Nachbarländern. Sie reichen von einer vollständigen Selbstversorgung Deutschland ohne jeden Austausch bis zur Möglichkeit des Stromaustausches mit 35 weiteren Ländern in Europa und Nordafrika. Dabei wird ein maximaler Nettoimport von 15% der nationalen Stromerzeugung angenommen. Eine Kurzcharakteristik der analysierten acht Szenarien ist der nachfolgenden Tabelle 4 zu entnehmen.

Tabelle 4: Übersicht der SRU-Szenarien

	Nachfrage DE 2050: 500 TWh	Nachfrage DE 2050: 700 TWh
Selbstversorgung	Szenario 1.a DE 100% SV-500	Szenario 1.b DE 100% SV-700
Netto-Selbstversorgung Austausch mit DK/NO	Szenario 2.1.a DE-DK-NO 100% SV-500	Szenario 2.1.b DE-DK-NO 100% SV-700
Maximal 15% Nettoimport aus DK/NO	Szenario 2.2.a DE-DK-NO 85% SV-500	Szenario 2.2.b DE-DK-NO 85% SV-700
Maximal 15% Nettoimport aus EUNA	Szenario 3.a DE-EUNA 85% SV-500	Szenario 3.b DE-EUNA 85% SV-500
DE: Deutschland, DK: Dänemark, NO: Norwegen, EUNA: Europa u. Nordafrika, SV: Selbstversorgung		

- Die Selbstversorgungsszenarien (Szenarien 1: „Deutschland als autarke Insel“) besitzt rein theoretischen Charakter und werden vom SRU als unrealistisch eingeschätzt

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- Die zweite Szenariofamilie bildet einen möglichen Stromverbund mit Dänemark und Norwegen ab, mit dem Ziel der Nutzung norwegischer Pumpspeicherpotenziale
- Die dritte Szenarioklasse erweitert den Stromverbund auf ganz Europa und Nordafrika. Um die geostrategische Versorgungssicherheit zu gewährleisten sind Nettoimporte in Höhe von maximal 15% der nationalen Stromerzeugung zugelassen.
- Kosten der Erneuerbaren werden auf der Basis mengenabhängiger Kostendegressionsfunktionen (Lernkurven) abgeschätzt. Diese stammen aus dem REMix Modell auf der Basis der BMU Leitstudie 2009.

Technische Grenzen und Auflösung:

Es erfolgt lediglich eine Betrachtung des Stromversorgungssystems, d.h. andere Verbrauchssektoren werden nicht erfasst und die Stromnachfrage wird exogen gesetzt. Ein besonderer Wert wird auf die Nutzung der Pumpspeicherkapazitäten in Norwegen gelegt. Pumpspeicherkapazitäten im eigenen Land werden im Wesentlichen pauschal für die Regelenergiebereitstellung genutzt. Eine detaillierte Analyse der Versorgungsaufgaben, die eine detaillierte Abbildung des Stromversorgungssystems (Erzeugung, Netze, Verbraucher) voraussetzt, findet nicht statt. Dies erklärt auch, dass Kurzfristspeicher nicht Gegenstand der Studie sind und der Systemdienstleistungsbedarf nicht untersucht wird.

Zwar werden einige Speicheroptionen erläutert und datenseitig beschrieben, jedoch ist unklar, ob diese Optionen den Modellrechnungen wirklich zugrunde liegen oder nur ein Teil der Speichertechniken abgebildet ist.

Räumliche Grenzen und Auflösung:

Die räumlichen Grenzen erfolgen szenarienabhängig und sind wie folgt:

- Szenarienfamilie 1: D
- Szenarienfamilie 2: D, DK, NO³
- Szenarienfamilie 3: D, Europa, Nordafrika

Die regionale Auflösung ist im Wesentlichen vor dem Hintergrund der Potentialerhebung Erneuerbarer Energien zu sehen, wobei die Auflösungstiefe nicht erwähnt wird. Das Übertragungsnetz ist regional aufgelöst und knotenscharf abgebildet. Ein HGÜ-Netz (Overlay) wird mit wenigen 20 Knotenpunkten für Europa und Nordafrika simuliert. Eine Abbildung des Erdgasnetzes wurde nicht vorgenommen.

Zeitliche Grenzen und Auflösung:

- Nachfrage, Einspeisung Erneuerbarer, konventionelle Erzeugung: Stunden

³ D: Deutschland, DK: Dänemark, NO: Norwegen

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- Betrachtungszeitraum: bis zum Jahr 2050 (Ergebnisse werden in der Regel lediglich für das Jahr 2050 ausgewiesen)

Ergebnisse:

Vor dem Hintergrund der verschiedenen Szenariorechnungen gelangt der SRU zu dem Schluss, dass für eine regenerative Stromversorgung (100%) ausreichende Potenziale vorhanden sind. Bei einem entsprechenden Ausbau von Speichern und Netzen, kann zu jeder Stunde des Jahres die maximal anzunehmende Nachfrage bedient werden. Hieraus wird gefolgert, dass die Versorgungssicherheit in allen Szenarien zu jeder Zeit gewährleistet werden kann. Mit Hilfe des REMix Modells wurden kostengünstige Erzeugungsportfolios berechnet, wobei dem Windkrafteinsatz eine entscheidende Rolle zukommt. Der Solarenergie kommt in Abhängigkeit von der Stromnachfrage und der Höhe der Importe in Abhängigkeit der jeweiligen Szenarien eine unterschiedliche Rolle zu. Der Anteil der Biomasse an der Stromerzeugung wird mit maximal 7%, um mögliche Landnutzungskonflikte abzubilden. Des Weiteren gelangt der SRU zu dem Schluss, dass für den Übergang bis zum Jahr 2050 weder CO₂-Abscheidung noch Laufzeitverlängerungen von Kernkraftwerken notwendig sind.

Als einzige Speicheroptionen kommen lediglich Pumpspeicherkraftwerke sowie Druckluftspeicher zum Tragen. Die notwendigen Speicherkapazitäten sind szenarioabhängig. Großes Potenzial wird den Pumpspeicherkraftwerken in Norwegen zugemessen, die einen jahreszeitlichen Ausgleich ermöglichen. Als einzige nationale Langzeitspeichermöglichkeit (Wochen/Jahreszeiten) werden Druckluftspeicher gesehen, die vorwiegend in Norddeutschland errichtet werden. Die installierten Druckluftspeicherkapazitäten betragen 32 bis 37 GW_{el} (Szenario 1.a, Szenario 1.b), 0,3 GW_{el} (Szenario 2.1a, 2.1b), 18,7 bis 23,1 GW_{el} (Szenario 2.2a, 2.2b) und 13,5 bis 30,6 GW_{el} (Szenario 3a, Szenario 3b). (Zum Vergleich: Das Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf besitzt eine Kapazität von 321 MW_{el}). Power to Gas (mit oder ohne Methanisierung) wird in keinem Szenario eingesetzt.

Methoden und Modelle:

REMIX-Modell (Stand: 2010), Beschreibung hierzu siehe Kpt. IV.10, stark vereinfachendes Overlay-HGÜ Netzmodell mit 20 Knoten (Europa und Nordafrika)

Stärken und Schwächen:

Besonderes Augenmerk wird auf die Nutzung von skandinavischen Pumpspeicherkraftwerken gelegt, deren Rolle und möglicher Ausbau sowie ein Netzausbau diskutiert wird. Warum lediglich Druckluftspeicher in Frage kommen wird nicht thematisiert. Vor dem Hintergrund des kosteneffizienten REMix Ansatzes kann nur vermutet werden, dass hierfür Wirtschaftlichkeitsaspekte verantwortlich sind. Der Begriff der Versorgungssicherheit beschränkt sich im Rahmen der Betrachtungen darauf, dass Erzeugung und Verbrauch zu jeder Stunde in Einklang gebracht werden müssen. Notwendige Systemdienstleistungen, die wie Regelenergieversorgung werden in der Studie nicht analysiert. Demzufolge findet die Kurzzeitspei-

cherproblematik keine Berücksichtigung. Vielmehr wird pauschal davon ausgegangen, dass diese Versorgungsaufgaben mit inländischen Pumpspeicherkraftwerken erfüllt werden. Eine eingehende Analyse erfolgt nicht. Das europäische Umfeld (Stromerzeugung und – Übertragung) wird mit Ausnahme der skandinavischen Pumpspeicherkraftwerke und der möglichen Stromimporte aus Nordafrika quasi ausgeblendet, indem von einem ausgeglichenen Importsaldo ausgegangen wird. Die Wechselwirkungen mit dem europäischen Stromversorgungssystem, deren Bedeutung insbesondere vor dem Hintergrund eines liberalisierten Energiemarktes immer wichtiger wird, finden keinerlei Berücksichtigung.

Die Ergebnisdarstellung konzentriert sich im Wesentlichen auf das Jahr 2050. Der Transformationsprozess bis zum Jahr 2050 wird nur unzureichend dargestellt.

Bezüglich der Power-to-Gas-Thematik liefert das Gutachten keine Erkenntnisse. Es kann nur vermutet werden, dass PtG-Techniken und -Konzepte zur Zeit der Studiererstellung noch nicht hinreichend modelltechnisch abgebildet waren. Die Aussagen zum Speicherbedarf muss vor dem Hintergrund der vorherigen Ausführungen gesehen werden. Positiv ist anzumerken, dass das SRU Szenarien präsentiert, die mit großem Detail mögliche Nutzung von skandinavischen Pumpspeichern analysieren.

IV.7 PIK (DVGW) „Auswertung des Klimaschutzpotentials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan“

Quelle der Studie: [Ueckerdt et al., 2013]

Zielsetzung der Studie: Ermittlung des PtG-Bedarfs und Wettbewerbsfähigkeit von PtG bei Vorgabe einer CO₂-Obergrenze für 2050 (endogene jährliche Emissionsberechnung).

Szenarien

Selbst generierte Szenariorahmen:

„Kontinuität“: Historische Trends werden fortgesetzt, Betrieb Kohlekraftwerke bis zum Ende ihrer technischen Lebenszeit, auch wenn ein Abschalten im Fall hoher CO₂-Zertifikatspreise ökonomisch sinnvoll wäre. Moderate Fortschritte im Bereich Energieeffizienz.

„Wandel“: Rückbau Kohlekraftwerke erlaubt falls ökonomisch sinnvoll, höhere Potentiale EE und Energieeffizienz angenommen, im Transportsektor ist ein Wandel zu ÖV erlaubt. Diese Trendwenden sind in der Modelloptimierung erlaubt.

„Wandel (CCS)“: zusätzlich stehen CCS-Technologien zur Verfügung, wobei keine hemmenden Akzeptanzprobleme durch die Bevölkerung angenommen werden.

Klimaschutz ist in zwei Szenarien mit oben genannten Szenariorahmen gekoppelt:

„Klimaschutzszenario“: 80 % Reduktion der CO₂-Emissionen in 2050 gegenüber 1990.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

„Business-as-usual Szenario“: Fortsetzung bisher implementierten Maßnahmen, d. h. ca. 40 % Reduktion der CO₂-Emissionen in 2050 gegenüber 1990.

Bedeutung PtG: Die resultierenden sechs Szenarien wurden *mit* und *ohne* PtG gerechnet und verglichen.

Tabelle 5: Übersicht der PIK-Szenarien

	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

Räumliche Grenzen und Auflösung:

Räumliche Grenzen der Betrachtung: Deutschland wird als geschlossene Ökonomie betrachtet, Systemgrenze D.

Übertragungsnetz: Deutschland wird als Kupferplatte angenommen (vgl. Realität: Netzenetze können Überproduktion und damit Speicherbedarf erhöhen).

Werden Standorte für die Speicher spezifiziert? Die räumliche Auflösung des Gasnetzes wird nicht abgebildet.

Welche CO₂-Quellen (für Methanisierung), Standorte? CO₂ aus Verbrennungs- oder Reformierungsprozessen von fossilen Energieträgern oder Biomasse.

Zeitliche Grenzen und Auflösung:

Langfristige Perspektive: Optimierung 2010-2050 in 5-Jahres Zeitschritten.

Technische Grenzen und Auflösung:

Betrachtungsgrenzen des Energiesystems: Das modellierte System umfasst den Energiesektor (Strom, Gas, Öl, Kohle), Wärmesektor (Haushalte, Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen) und Transportsektor (Personenverkehr und Frachtverkehr).

Aufbau des verwendeten Hybrid-Modells REMIND-D: Ein Makroökonomiemodul wird mit einem Energiesystemmodul gekoppelt. Die Produktionsfaktoren Arbeit, Energie und Kapital werden in der Produktionsfunktion verwendet um das BIP zu berechnen, wel-

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

ches dann Energiesystemkosten und Kapitalstock decken muss. Der übrig gebliebene Betrag bleibt für Konsum, d. h. Steigerung der Wohlfahrt. Die Zielfunktion der Optimierung ist die Wohlfahrtssteigerung.

Ökonom. Grenzen: Aggregationsebene: Keine einzelnen Akteure die Güter nachfragen oder produzieren. Weder Arbeitsplatzeffekte von Klimaschutzmaßnahmen, noch Verteilungsfragen können analysiert werden: Klimaschutzmaßnahmen führen per se zu Klimaschutzkosten.

PtG in REMIND-D: PtG ist über zwei Kernelemente im Modell abgebildet: Elektrolyse und Methanisierung.

Betrachtungsgrenzen des Energietransports: Transport wird für Strom und Gas nicht betrachtet: Kupferplatte für Strom und keine räumliche Auflösung im Gasnetz.

Wie wird der Strombedarf bei Mangel an Wind- und Sonnenenergie gedeckt?

Der Strombedarf wird über Batteriespeicher (Redox-Flow) und regelbare Kraftwerke (Konventionelle Kraftwerke und regelbare Biomasse-Kraftwerke) gedeckt.

Wie wird in Gas gespeicherte elektrische Energie bilanziert? Als Stromverbrauch.

Wozu wird PtG eingesetzt: Zur Rückverstromung, Einspeisung ins Gasnetz (Haushalte, Fernwärme), Nutzung in Industrie, Transport (H₂-Busse) und zur Methanisierung.

Welche Alternativen zu PtG werden betrachtet? Es werden keine Alternativen betrachtet. Qualitativ wird auf das Potential von Pumpspeicher-Wasserkraft, die Veränderung der zeitlichen Stromnachfrage-Struktur, dem internationalen Netzausbau und Power-to-Heat eingegangen.

Ergebnisse

- Die Einspeisung von H₂ ins Gasnetz ist in allen Szenarien wichtig und bis zur technischen Grenze ausgelastet, wobei der Zeitpunkt variiert. In den Szenarien „Kontinuität“ und „Wandel(CCS)“ wird schon 2030 die volle Beimischungsgrenze von 15 % (Vol. Prozent) erreicht, im Szenario „Wandel“ erst 2045, da zuerst günstigere Klimaschutzoptionen wie Kohle zu Gas Wandel realisiert werden.
- Installierte Elektrolyse-Kapazität und Wasserstoffproduktion bis 2050: „Wandel“ ca 40 GW / 50 TWh, „Kontinuität“ ca 50 GW / 70 TWh
- Verwendung von Wasserstoff bis 2050: „Wandel“ zu 2/3 Gasnetzeinspeisung, 1/3 Transportsektor, „Kontinuität“ zu 3/5 Methanisierung, ein kleiner Teil im Transportsektor und der Rest zur Gasnetzeinspeisung
- Szenario „Wandel CCS“: Elektrolyse mit EE-Überschussstrom ist nicht wettbewerbsfähig im Vergleich zur Wasserstoffherzeugung aus Reformierung von Biomasse oder fossilen Energieträgern mit CO₂-Abscheidung.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- Erneuerbares Methan: mittel- bis langfristig wettbewerbsfähig, wenn CCS nicht verfügbar und stringente Klimaschutzziele verfolgt werden. Methanisierung aufgrund geringem Wirkungsgrad erst sinnvoll, wenn die Direkteinspeisung von H₂ an ihre Grenzen stößt.
- PtG reduziert CO₂-Preise um 15-20 % und kann die volkswirtschaftlichen Kosten für Klimaschutz verringern.
- Falls CCS zur Verfügung steht ist PtG nicht wettbewerbsfähig.
- Das benötigte CO₂ für die Methanisierung wird vorwiegend aus Biomasse-Vergasung gewonnen.
- Entscheidende Treiber für die Wettbewerbsfähigkeit von PtG: Kosten Elektrolyse, CO₂-Zertifikatspreis und Überproduktion.
- PtG-Gase werden hauptsächlich für Wärme und Industrie gebraucht, nicht für Rückverstromung.

Methoden und Modelle

Modell REMIND-D: Refined Model of long-term Investment Decisions, ausführliche Einführung in [Schmid et al., 2012]. Hybrid Modell (top-down ökonomisches Wachstumsmodell, bottom-up Energiesystemmodell), Eingangsparameter: Obergrenze für CO₂-Emissionen in 2050 (jährliche Emissionen Resultat der Optimierung), endogene CO₂-Preise, Substitutionselastizitäten für verschiedene Ebenen der Produktionsfunktion, endogener Kapazität-zubau mit Potential- und Ressourcenrestriktionen z. B. für EE, techn.-ökon. Parameter für Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien, Brennstoffkosten exogen, keinerlei exogene Beschränkungen, die für Energieträger max. Wachstumsraten oder max/min-Anteile an Energiemix vorgeben. Variabilität EE über Residuallast-Ansatz [Ueckerdt et al., 2011]. Abbildung 3 zeigt den schematischen Aufbau von REMIND-D.

Ergebnisse der Optimierung: Zielfunktion Maximierung der Wohlfahrt, Kapazitäten und Mengen der Erzeug.- und Umwandlungstechnologien, Makroökonomische Investitionen, Konsum, BIP, Menge und Verteilung Primär-, Sekundär- und Endenergieträger.

PtG in REMIND-D: Elektrolyse (überschüssigen EE-Strom): Wirkungsgrad 50-80 %, Methanisierung: Wirkungsgrad 75-85 %. Endogene Lerneffekte durch Lernrate (15 %) und Ausbau. Beimischungsgrenze H₂ im Gasnetz: Erhöhung auf 15 Vol. Prozent in 2030. H₂-Speicher erlauben eine stetige Beimischung. Elektrolyse hängt von installierter Elektrolysekapazität und EE-Überschuss ab. Volle Flexibilität Elektrolyseure angenommen. Jährliche Schwankungen EE nicht berücksichtigt: Risikoaufschläge nicht berücksichtigt, d. h. implizit wird von risikoaversen Investoren ausgegangen.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

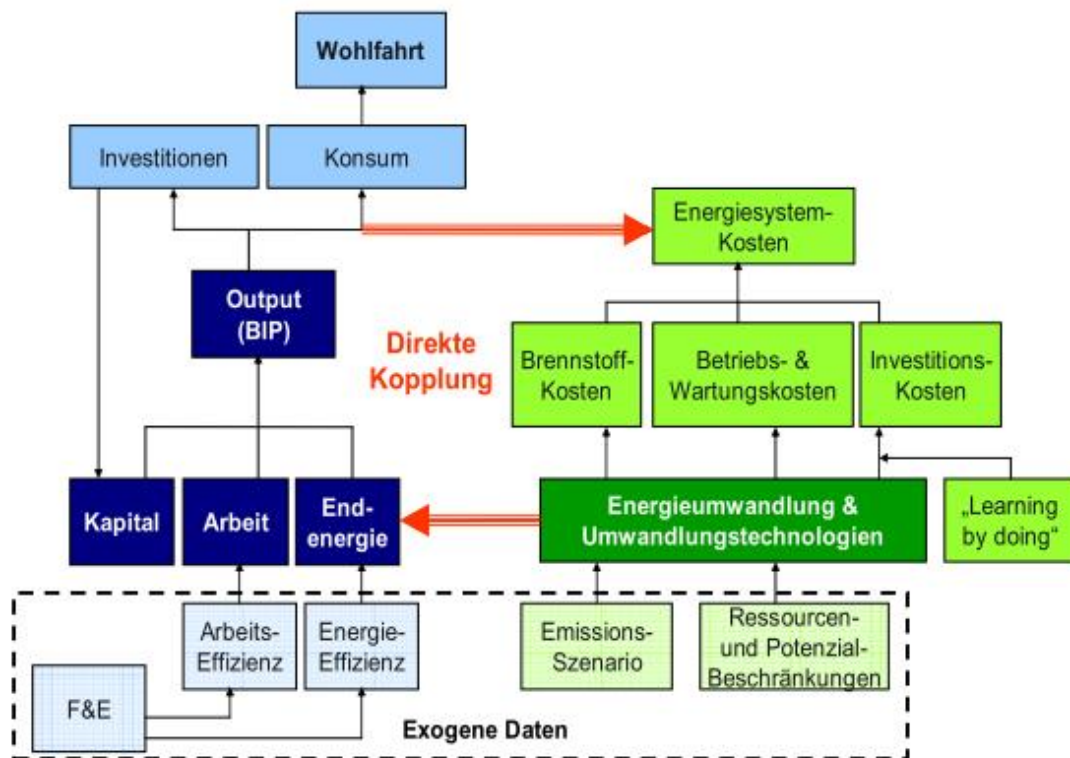


Abbildung 3: Schematischer Aufbau von REMIND-D

Stärken und Schwächen der Studie

Stärken

- Behandelte Aspekte: Wirtschaftlichkeit von PtG (H₂ und Methanisierung) unter verschiedenen Szenarien.

Schwächen / Forschungsbedarf

- Kleine Anzahl an PtG-Alternativen betrachtet: alle Maßnahmen, die das Stromangebot oder die Nachfrage flexibilisieren können die EE-Überproduktion eindämmen und beeinflussen somit die Option PtG. Darunter fallen: Veränderungen der zeitlichen Struktur der Stromnachfrage, internationaler Netzausbau und Stromhandel, Power-to-Heat, Zugang zu Speicherkraftwerken in den Alpen und Skandinavien.
- Netzrestriktionen werden nicht abgebildet (Kupferplatte).
- Annahme der vollen Flexibilität der Elektrolyseure.
- Lokale Aspekte aufgrund der Auflösung nicht berücksichtigt. Räumliche Auflösung nur D, nicht regional (NRW).

Zusammenfassende Bewertung:

Ziel der Studie: Ermittlung des PtG-Bedarfs und Wettbewerbsfähigkeit von PtG bei Vorgabe einer CO₂-Obergrenze für 2050 (endogene jährliche Emissionsberechnung).

Szenario entwickelt oder vorgegeben: CO₂-Obergrenze für 2050 vorgegeben, jährl. Emissionen endogen berechnet. 12 Szenarien (Kontinuität, Wandel, Wandel CCS, jeweils mit ambitioniertem Klimaschutz oder Business-as-usual und mit oder ohne PtG-Option).

Für 2020, 2030, 2050 angenommene Anteile der erneuerbaren Energien

a) an der Stromerzeugung

Szenarien „Kontinuität“ und „Wandel“:

2050: 85-90 % EE

b) Primärenergieverbrauch

Szenarien „Kontinuität“ und „Wandel“:

2050: 50-55 % EE am Primärenergieverbrauch

Für 2020, 2030, 2050 angenommener bzw. errechneter PtG-Anteil / Leistung:

Szenarien „Kontinuität“ und „Wandel“:

2050: 30-50 GW installierte Elektrolyse, 50-70 TWh H₂.

betrachtete / resultierende Einsatzbereiche / Aufgaben von PtG:

H₂ und Methanisierung, Einspeisung ins Gasnetz (Haushalte, Fernwärme), Nutzung in Industrie, Transport (H₂-Busse), Rückverstromung

betrachtete Alternativen zu PtG:

keine Betrachtung von Pumpspeicher-KW, Veränderung der zeitl. Stromnachfrage-Struktur, int. Netzausbau, Power-to-Heat.

inwieweit regionale Betrachtung:

nur D als Gesamtsystem betrachtet, keine regionale Auflösung für NRW

Stärken und Schwächen der Studie / Methodik (in Hinsicht auf die Aufgabenstellung des Projekts):

- Kleine Anzahl an PtG-Alternativen betrachtet: alle Maßnahmen die das Stromangebot oder die Nachfrage flexibilisieren, können die EE-Überproduktion eindämmen und beeinflussen somit die Option PtG. Darunter fallen: Veränderungen der zeitlichen Struktur der Stromnachfrage, internationaler Netzausbau und Stromhandel, Power-to-Heat, Zugang zu Speicherkraftwerken in den Alpen und Skandinavien.
- Netzrestriktionen werden nicht abgebildet (Kupferplatte).
- Annahme der vollen Flexibilität der Elektrolyseure.

- Lokale Aspekte aufgrund der Auflösung nicht berücksichtigt. Räumliche Auflösung nur D, nicht regional (NRW), wäre jedoch für lokale PtG Betrachtung notwendig.

IV.8 Fraunhofer ISE „Energiesystem Deutschland 2050“

Quelle der Studie: [Henning & Palzer, 2013]

Zielsetzung der Studie: Ausgestaltung eines kostenoptimalen Energiesystems, das die Mindestziele einer Absenkung der CO₂-Emissionen um 80 % erreicht. Dieses System wird im Detail dargestellt.

Szenarien werden aus klimapolitischen Zielen der Bundesregierung für Deutschland abgeleitet. Insbesondere liegt hier der Fokus auf der Reduzierung der CO₂ Emissionen über alle Sektoren. Für die Analyse werden sowohl die 80 %, als auch die 95 % Reduktionsziele für 2050 verwendet.

Basisannahmen:

Die Fraunhofer Studie teilt die Einschätzung der „Langfristszenarien 2010“, dass der Bruttostromverbrauch abnehmen wird. Allerdings wird nur der Nettostromverbrauch im Annahmenset angegeben. Konkret wird eine Absenkung des Nettostromverbrauchs um 25 % auf einen Zielwert von 375 TWh/a in 2050 unterstellt. Dieser soll hauptsächlich durch Einsparungen von klassischen Anwendungen (mechanische Energie und Beleuchtung) erzielt werden. Grundsätzlich wird der Import von EE oder anderen Erzeugungsquellen ausgeschlossen (siehe auch regionale Auflösung des Modells).

Konventionelle Kraftwerke werden entsprechend ihrer Lebensdauer berücksichtigt. Die in Deutschland geplanten Kraftwerkszubauten bis 2015 werden realisiert. Zudem werden fixe minimale Nennleistungen von 40 % für Steinkohlekraftwerke und 50 % für Braunkohlekraftwerke postuliert.

Annahmen zur Mobilität (Verkehr) basieren auf heutigem Brennstoffverbrauch. Dieser wird konstant gelassen, allerdings auf unterschiedliche Antriebskonzepte in der Zukunft verteilt.

Prozesswärmebedarf für Gewerbe und Industrie wird nach Abzug des durch Strom gedeckten Teils mit 445TWh/a angesetzt und bleibt auf konstantem Niveau.

Für die EE werden die Potentialgrenzen in den Annahmen ausgewiesen.

- a) 10 GW PSKW bei etwa 60 GWh Speicherkapazität
- b) PV wird mit einer Fläche von 2800 km² ausgewiesen [Fraunhofer IWES, 2012a]
- c) Wind Onshore 38 GW und Wind Offshore 150 GW [Fraunhofer IWES, 2012b] Alle Annahmen zeigen, dass ein sinnvoller Vergleich mit VDE ETG oder der Langfriststudie 2010 nicht möglich ist.

Räumliche Grenzen und Auflösung:

Die Studie ist beschränkt auf Deutschland als Ganzes. Es gibt keine Angaben zur regionalen Auflösung in der Studie. Angaben zur Netztopologie (Wärme / Strom) werden nicht gemacht, allerdings wird auf methodische Vorarbeiten und Modellbeschreibungen in der Literatur hingewiesen ([Henning & Palzer, 2013]).

Zeitliche Grenzen und Auflösung:

Im Modell werden Stromerzeugung und -verwendung in stündlicher Auflösung abgebildet.

Technische Grenzen und Auflösung:

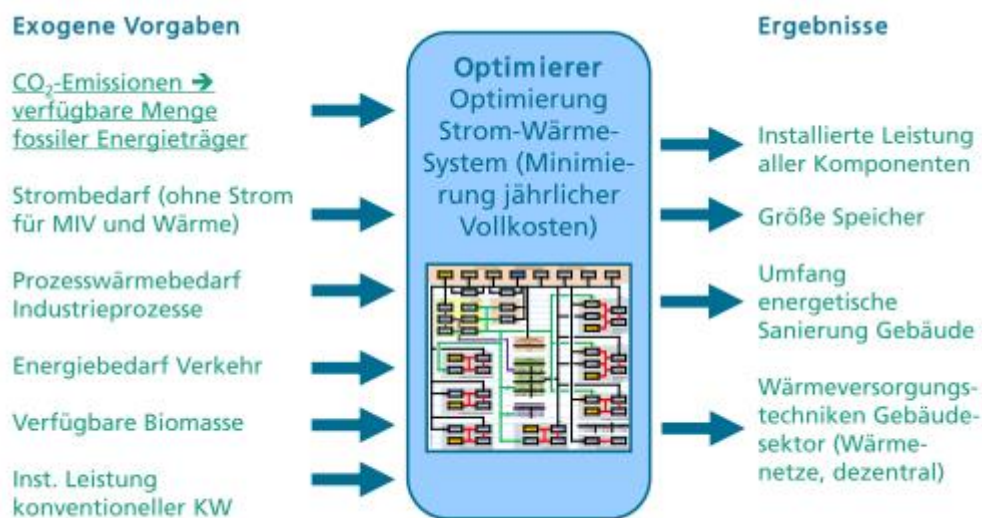
Im Modell wird das Stromsystem in Verbindung mit Verkehrs- und Wärmesektor betrachtet. Interdependenzen in einem solchen System werden erörtert. Die ökonomischen Charakteristika von PtG werden behandelt (s. Anhang). Außerdem wird die Bereitstellung synthetischer Gase im Verkehrssektor durch PtG bei hohem EE Anteil in der Studie relevant.

Bei Mangel an Wind- und Sonnenenergie wird der Strombedarf durch Rückverstromung nicht thematisiert. PtG steht hauptsächlich in Nutzungskonkurrenz zu verfügbaren fossilen Brennstoffen.

Modellbeschreibung REMod-D

Das Modell REMod-D führt - unter Annahme einer Reihe von Größen, die exogen vorgegeben werden - eine Optimierung des Subsystems aus Stromerzeugung und Wärmeversorgung durch. Das grundsätzliche methodische Vorgehen zeigt die folgende Abbildung. Eine weitere Besonderheit des Modells REMod-D stellt die Modell-endogene Einbeziehung der energetischen Sanierung des Gebäudebestands, ausgedrückt durch eine Absenkung des Heizwärmeverbrauchs, dar.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW



Quelle: Fraunhofer ISE „Energiesystem Deutschland 2050, Abbildung 5.

Abbildung 4: Schematischer Aufbau des Modells REMod-D

Methode im verwendeten Modell

Dazu Veröffentlichung [Palzer & Henning, 2014]. Eigenforschung und Entwicklung des Modells.

Folgende Schritte werden für die Optimierung angewandt:

- Kapazitäten für die gesamten Technologien und Anwendungen des Energiesystems (Erzeugung, Umwandlung und Speicher) werden definiert.
- Stündliche Simulation für ein ausgewähltes Jahr. Es ergibt sich u. a. eine ausführliche Energiebilanz.
- Jährliche Gesamtenergiekosten werden berechnet. Relevante Kosten sind Re-Investitionen in Altanlagen und O&M Kosten. Es fallen wenige Kosten für fossile Brennstoffe und Uranium an, da von einem EE dominierten System in Deutschland ausgegangen wird.

Durch einen iterativen Prozess werden die minimalen Kosten im System für die ex ante vorgegebenen Kapazitäten (vgl. Abbildung 4) bestimmt. Methode: modified multidimensional regula falsi approach.

Ergebnisse

Szenario 80 % CO₂ Reduktion:

- Für ein von EE dominierten System müssen alle Flexibilitätsoptionen sektorenübergreifend genutzt werden (PtG für den Verkehrssektor). Eine steigende Anzahl an Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen wird unterstellt.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- Moderater Ausbau des Wärmenetzes ist notwendig
 - An diese Wärmenetze schließen sich KWK Anlagen an, die im Zieljahr überwiegend stromgeführt sind. Der Ausbau von entsprechenden Wärmespeichern erscheint ebenfalls sinnvoll (kosteneffiziente Lösung).

Szenario $\geq 80\%$ CO₂-Reduktion:

- Zur Zielerreichung muss der Energieverbrauch weiter signifikant gesenkt werden. Gleichzeitig müssen die EE sogar verstärkt ausgebaut werden
- Da der Bedarf an fossilen Brennstoffen gering ist, ist die CO₂-neutrale Erzeugung synthetischer Brennstoffe (Methan und Wasserstoff) für KWK und Wärmeversorgung erforderlich. Für den Umwandlungsprozess werden allerdings vergleichsweise hohe Verluste erzielt, wodurch der EE Ausbau nochmals verschärft wird. Überproportionaler Zubau von EE Kapazitäten auf nationaler Ebene ist die Konsequenz.
- Starke Reduzierung der CO₂-Emissionen und minimaler Einsatz der fossilen Brennstoffe bewirkt eine beschleunigte Entwicklung im Wärmesektor. Hier gewinnen elektrisch angetriebene Wärmepumpen und Solarthermie an Bedeutung.

Stärken und Schwächen der Studie

National abgegrenztes System. Es bleibt fraglich, ob die Verluste in den Umwandlungsprozessen (bspw. PtG) im europäischen Kontext Stromimporte oder andere „günstigere“ Optionen dominieren.

PtG wird primär im Verkehrssektor genannt. Eine ganzheitliche Analyse von P2X-pfaden erfolgt nicht oder teilweise, dann aber nur qualitativ.

Gas und Stromnetzbetrachtung bleibt außen vor.

Speichereinsatz und Potential von PtG wird nicht genauer untersucht. Fragen bzgl. kurzfristiger oder langfristiger Speicher werden nicht diskutiert.

Der Optimierungsprozess ermittelt kein globales Maximum. Es ergeben sich mehrere Zielsysteme, wobei keines dieser dominant ist. Hier hätte die Diskussion über unterschiedliche Zielsysteme präsenter sein können.

Zusammenfassende Darstellung

Zielsetzung der Studie: Ausgestaltung eines kostenoptimalen Energiesystems, das die Mindestziele einer Absenkung der CO₂-Emissionen um 80 % erreicht. Dieses System wird im Detail dargestellt.

Für ein von EE dominiertes System müssen alle Flexibilitätsoptionen sektorenübergreifend genutzt werden. Es wird aber keine Rückverstromung aus PtG unterstellt. PtG ist primär für den Verkehrssektor relevant und konkurriert dort mit fossilen Brennstoffen.

Ein moderater Ausbau des Wärmenetzes ist notwendig. An diese Wärmenetze schließen sich KWK Anlagen an, die im Zieljahr überwiegend stromgeführt sind. Der Ausbau von entsprechenden Wärmespeichern erscheint ebenfalls sinnvoll (kosteneffiziente Lösung).

Für ein Energiesystem, das das Mindestziel (80 %ige CO₂ Emissionsreduktion) übererfüllt, muss der Energieverbrauch weiter signifikant gesenkt werden. Gleichzeitig müssen die EE sogar verstärkt ausgebaut werden

Da der Bedarf an fossilen Brennstoffen gering ist, ist die CO₂-neutrale Erzeugung synthetischer Brennstoffe (Methan und Wasserstoff) im Rahmen der Studie hervorgehoben. Allerdings werden für den Umwandlungsprozess vergleichsweise hohe Verluste erzielt, wodurch der EE Ausbau nochmals verschärft wird. Überproportionaler Zubau von EE Kapazitäten auf nationaler Ebene ist die Konsequenz. Das erzeugte Methan wird im Verkehrssektor verwendet.

Starke Reduzierung der CO₂-Emissionen und minimaler Einsatz der fossilen Brennstoffe bewirkt eine beschleunigte Entwicklung im Wärmesektor. Hier gewinnen elektrisch angetriebene Wärmepumpen und Solarthermie an Bedeutung.

IV.9 ZfES (IER, IHS, ZSW) „Stromspeicherpotentiale für Deutschland“

Quelle der Studie: [Hartmann et al., 2012]

Zielsetzung der Studie

Ziel der Studie ist die Durchführung einer technischen und ökonomischen Analyse von Pumpspeichern, Druckluftspeichern, mobilen Batteriespeichern sowie der Speicherung von Wasserstoff und künstlich hergestelltem SNG (Substitute Natural Gas) nach dem Power-to-Gas-Verfahren.

Szenarien

Das Szenario zum (technisch) möglichen Ausbau der Speicherkapazitäten bis 2020 wird generiert.

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist primär aus „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Leitstudie 2010“.

Es wurden die folgenden Daten entnommen:

- 40 % EE ([Nitsch et al., 2010], Basisszenario 2010A für das Jahr 2020),

Basisannahmen:

- Onshore wird bis 2030 gegenüber heute ein Zubau an Windkraftwerken auf insgesamt rund 35 GW erwartet (Vergleich 2010: ca. 27 GW). Dieser wird zu einem großen Teil durch Re-powering getragen.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- Im Offshore-Bereich wird mit einer installierten Leistung von bis zu 30 GW bis zum Jahr 2030 [DEWI, 2008] gerechnet. Insgesamt wird eine durch Windkraft erzeugte Strommenge (onshore und offshore) von rund 150 TWh pro Jahr, entsprechend etwa einem Viertel des derzeitigen Stromverbrauchs in Deutschland, für das Jahr 2030 erwartet.
- Für die Kostenberechnungen der Stromspeicherung werden folgende Rahmenbedingungen festgelegt: Der effektive Zinssatz wird mit 6 % angesetzt. Die fixen und variablen Betriebskosten (C var & C fix) werden pauschal mit 5 % der Investitionskosten pro Jahr in die Berechnung mit aufgenommen. Die spezifischen Strombezugskosten aus externen Quellen (z. B. zur Speicherbefüllung) betragen 48 €/MWh.
- Ende 2010 waren bereits Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von über 17 GW installiert [BMU, 2012] Durch die Novellierung des EEG soll der zukünftige Ausbau der Photovoltaik in Deutschland auf 2, 3-5,5 GW pro Jahr reguliert werden. Dadurch ist bis zum Jahr 2030 eine installierte Leistung von rund 80 GW (bis 2020 rund 45 GW) denkbar, so dass in der Summe bis zum Jahr 2030 mit einer installierten Leistung der Solar- und Windenergienutzung von ca. 140 GW gerechnet werden kann.
- In der Studie wird zwischen Kurzfristspeichern (= Tagesspeicher, ≤ 24 Std.) und Langfristspeichern (= saisonale Speicher, >24 h) unterschieden. Es werden Vor- und Nachteile der Kurzfrist- bzw. Langfristspeicher für folgende Technologien analysiert:
 - Pumpspeicherwerke
 - Druckluftspeicher
 - Wasserstoffspeicher
 - Power-to-Gas Speicher
 - Mobile Batteriespeicher

Angewandte Methodik der Studie

Zunächst eine Analyse des Status-quo jeder Speichertechnologie, dann wird auf dieser Basis das Entwicklungspotenzial der einzelnen Speichertechnologien bestimmt. Zum Abschluss werden die Technologien untereinander anhand der folgenden Kriterien verglichen:

- technischer Vergleich
- ökonomischer Vergleich
- Kosten der Rückeinspeisung
- Potential

Räumliche Grenzen und Auflösung

- Die Studie analysiert die Stromspeicherpotenziale Deutschlands als Ganzes.
- Speichermöglichkeiten im europäischen Ausland wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke in Österreich, Norwegen oder der Schweiz, werden in Hinsicht auf die Frage, ob der Stromspeicherbedarf gedeckt werden kann, mit einbezogen.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- Für die Durchleitung der Energiemengen aus erneuerbaren Energien (von ca. 40 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung) wird ein Ausbaubedarf der Transportnetze von 3.600 km mit einem Kostenvolumen von bis zu 55 Mrd. EUR veranschlagt [dena, 2010].
- Für Pumpspeicherwerke eignen sich insbesondere Haldenstandorten: die künstlich erschaffenen Höhenunterschiede von bis zu 100 m bieten im sonst flachen Norddeutschland gute Voraussetzungen für den Bau von Pumpspeicherwerken. Zudem erfolgt kein Eingriff in die Naturlandschaften (Beispielsprojekt Halde Sundern).

Zeitliche Grenzen und Auflösung

Die Studie analysiert primär den Zeitraum von heute bis 2030.

Technische Grenzen und Auflösung

- Die Studie macht deutlich, dass einige Technologien neben der Verwendung als Stromspeicher auch in weiteren Bereichen eingesetzt werden (z. B. im Mobilitätssektor oder im Wärmesektor). Sie nimmt hierzu allerdings eine Abgrenzung vor und berücksichtigt ausschließlich den Anwendungsfall „Stromspeicherung“.
- In puncto Energietransport wird nur der Stromtransport betrachtet. Hierbei richtet sich die Studie nach [dena, 2010]. Für die Durchleitung der Energiemengen aus erneuerbaren Energien (von ca. 40 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis 2020) wird ein Ausbaubedarf der Transportnetze von 3.600 km mit einem Kostenvolumen von bis zu 55 Mrd. EUR veranschlagt.
- Mangel an Wind- und Sonnenenergie soll der Strombedarf durch Rückverstromung durch die bereits beschriebenen Stromspeichertechnologien gedeckt werden.
- Die Flexibilität der Power-to-Gas Technologie erschwert eine eindeutige Zuordnung zu einem Tages- oder einem saisonalen Speicher. Prinzipiell sind beide Betriebsweisen denkbar, da insbesondere die Elektrolyse in einem Bereich zwischen etwa 20 und 100 % der Nennleistung flexibel regelbar ist. Für die Methanisierungsstufe müsste dann vermutlich ein Wasserstoffpufferspeicher eingesetzt werden.
- Da für die Rückverstromung flexible Gaskraftwerke zum Einsatz kommen, ist ein kurzfristiger Ausgleich schwankender erneuerbarer Energien somit möglich. Bezüglich der Anforderungen und Eigenschaften von Speichern ergibt sich das gleiche Bild wie bei der Elektrolyse.
- Gegen den Einsatz der Power-to-Gas Technologie als Kurzfristspeicher spricht allerdings der geringe Wirkungsgrad (36 %). Aufgrund der hohen Energiedichte von Erdgas könnte sich die Power-to-Gas Technologie auch für den Einsatz als saisonales Speichersystem anbieten.

Ergebnisse

1. Technische Charakterisierung der Stromspeicher:

Pumpspeicherwerke

- hoher Wirkungsgrad (ca. 80 %)
- geringe Kosten
- sehr flexibel
- hervorragende Regeleigenschaften
 - gut geeignet als Kurzfristspeicher
- nahezu verlustfreie Energiespeicherung auch über längere Zeiträume
- gespeicherte, wandelbare Energiemenge ist von der Größe bzw. dem Volumen des Reservoirs und der Fallhöhe abhängig
 - geeignet als Langfristspeicher nur dann, wenn große Volumina oder Fallhöhen vorhanden sind

Druckluftspeicher

- Wirkungsgrad diabater Druckluftspeichern bei ca. 54 %
- Wirkungsgrad adiabater Druckluftspeicher bei ca. 60-70 %
- Hohe Kosten der Stromrückspeisung
 - Eher zur Kurz- bis Mittelfristspeicherung einzusetzen

Wasserstoffspeicher

- Gaskraftwerke können zur Rückverstromung schnell ihre Last ändern
- Wirkungsgrad der gesamtkette liegt bei 42-45 %
- Große Speicherpotenziale
 - Eher als Langfristspeicher zum saisonalen Ausgleich einzusetzen

Power-to-Gas Speicher

- Aufgrund der möglichen Laständerung von Gaskraftwerken prinzipiell als Kurzfristspeicher geeignet, aber:
- Wirkungsgrad: ca. 36 %
- Hohe Kosten für die Rückspeisung von Strom
 - PtG-Speicher sollten eher im saisonalen Speicherbetrieb eingesetzt werden.

Mobile Batteriespeicher

- Verfügbare Leistung ist im Vergleich zur Kapazität der Speicher hoch.
- Wirkungsgrad mit ca. 90 % hoch
- sehr hohe Kosten der Rückspeisung von Strom aufgrund der hohen spezifischen Investitionskosten für die Kapazität
 - Einsatz nur für Kurzfristspeicherung sinnvoll

2. Potenzial der Stromspeicher:

Pumpspeicherwerke

- Große Anzahl geplanter Projekte (12)
 - Eine Realisierung dieser Projekte hätte eine Erhöhung der Speicherkapazität um 45,2 GWh bis 2020 zur Folge, also eine Verdopplung der Kapazität innerhalb von neun Jahren.
- Längerfristig ist nach Untersuchungen der Bergischen Universität Wuppertal ein Potenzial von etwa 2 TWh verfügbar.
- Zusätzlich: Möglichkeit, Pumpspeicherpotenziale anderer Länder wie Norwegen, Österreich oder Schweiz zu können weiter genutzt werden.

Druckluftspeicherkraftwerken

- Für den Kavernenbau muss ein geeignetes Gefüge in einer Tiefe von 600 bis 1.800 m vorhanden und ausreichend groß sein
 - Vor allem Salzstöcke bieten hier gute Eigenschaften.
- In Norddeutschland ist eine Fläche von ca. 6.000 km² onshore und ca. 1.300 km² offshore in Salzstöcken verfügbar. Im Maximum können dadurch in diesen Salzstöcken 20.000 Kavernen onshore und 4.200 Kavernen offshore (jeweils mit einer Größe von 500.000 m³) gebaut werden.
- Durch Konkurrenznutzung mit Bodenbedeckung und rechtliche Rahmenbedingungen verringert sich das Potenzial für Kavernen auf 16.000 Kavernen onshore und 2.800 Kavernen offshore.
 - Maximal ist daher ein Arbeitsvolumen von ca. 9 Milliarden m³ verfügbar. Mit der volumetrischen Speicherkapazität (2,9 kWh/m³, [VDE, 2008]) ergibt dies ein Speicherkapazitätspotenzial von 27 TWh.

Wasserstoffspeicher

- können analog den Druckluftspeichern in Kavernen in Aquiferstrukturen, Felsgestein oder Salzgestein gebaut werden.
- Zusätzlich können auch ehemalige Bergwerke, Erdgasspeicher oder Lagerstätten verwendet werden. Mit der volumetrischen Speicherkapazität von 187 kWh/m³, (VDE 2008) errechnet sich daraus eine maximale Speicherkapazität von ca. 1800 TWh, außerdem kann Wasserstoff ins bestehende Erdgasnetz eingespeist werden.
- Unter bestimmten Voraussetzungen ist es möglich, 5 Vol-% des fossilen Erdgases durch Wasserstoff zu ersetzen und somit die Erdgasinfrastruktur für den Transport und die Speicherung zu nutzen. Bezogen auf den Energiegehalt entspricht dies jedoch nur 1,4 % und des können deshalb maximal 3 TWh Energie in Form von Wasserstoff im Erdgasnetz gespeichert werden.

Power-to-Gas Technologie

- PtG-Technologiedefinition: „Wasserstoff wird mit Hilfe von CO₂ zu Methan umgewandelt, welches als Erdgassubstitut genutzt, zwischengespeichert und später rückverstromt werden kann.“
- Die maximale Speicherkapazität umfasst das gesamte bestehende Erdgasnetz inklusive der bereits genutzten Erdgaskavernen.
- Diese Kapazität soll durch die in Planung und Bau befindlichen Erdgasspeicher von heute rund 217 TWh auf über 380 TWh erweitert werden.
- Die CO₂-Quelle schränkt die Nutzung von Power-to-Gas Anlagen technisch nicht ein, da theoretisch CO₂ aus der Luft genutzt werden könnte. Biogas aus entsprechenden Anlagen ebenfalls denkbar.

Mobile Batteriespeicher

- Potenzial richtet sich ausschließlich nach den Personenkraftwagen (PKW). Lastkraftwagen sowie Kraftomnibusse werden hier aufgrund ihrer geringen Stillstandzeiten nicht berücksichtigt.
- Mit den Restriktionen der Verfügbarkeit der Fahrzeuge und der zu vermeidenden Batteriealterung besteht das Speicherkapazitätspotenzial in der gesamten PKW-Flotte in Deutschland bei ca. 0,3 TWh. Mit dem Anschluss über eine herkömmliche Haushaltssteckdose wird dadurch eine Speicherleistung in Höhe von 135 GW verfügbar.

3. Vergleich der Stromspeichertechnologien

Technischer Vergleich

- Pumpspeicher und mobile Batteriespeicher weisen hohe **Wirkungsgrade** (zwischen 80 und 90 %) auf. Bei beiden Technologien wird davon ausgegangen, dass zukünftig keine wesentliche Steigerung des Wirkungsgrades erfolgt.
- Der Wirkungsgrad der Druckluftspeicher liegt deutlich unter denen der mobilen Batteriespeicher und Pumpspeicher. Bei der Druckluftspeichertechnologie kann durch den Übergang vom diabaten auf das adiabate Verfahren eine Wirkungsgradsteigerung von ca. 54 % auf ca. 60 % erreicht werden. Durch die Speicherung hoher Temperaturen im Wärmespeicher des adiabaten Druckluftspeichers (> 800°C) kann der Wirkungsgrad weiter auf ca. 70 % gesteigert werden.
- Den niedrigsten Wirkungsgrad weisen mit ca. 36 bis 45 % die Power-to-Gas Speicher und Wasserstoffspeicher auf. Für Wasserstoffspeicher wird eine Wirkungsgradverbesserung um ca. 3 % (von 42 % heute auf ca. 45 % zukünftig) erwartet. Die Power-to-Gas-Speichertechnologie befindet sich derzeit im Entwicklungs- und Demonstrationsstadium.

Ökonomischer Vergleich

Der ökonomische Vergleich anhand der spezifischen Investitionskosten für die Speicherkapazität. Kosten werden nicht in Abhängigkeit des Potentials gesetzt. Dadurch ist der Einfluss steigender Investitionskosten beispielsweise aufgrund zukünftig schwierig erschließbarer Speicherstandorte nicht in die Kostenberechnung mit aufgenommen.

- Die **leistungsbezogenen spezifischen Investitionskosten** für Pumpspeicherwerke liegen zwischen 470 €₂₀₁₀/kW bis 750 €₂₀₁₀/kW im Vergleich am niedrigsten. Diabate Druckluftspeicher weisen heute mit 400 €₂₀₁₀/kW bis ca. 1000 €₂₀₁₀/kW geringfügig höhere spezifische Investitionskosten als Pumpspeicherwerke auf. Ein Kostenanstieg auf Werte zwischen 770 €₂₀₁₀/kW und 1500 €₂₀₁₀/kW wird bei Druckluftspeichern durch den Übergang auf diabate Druckluftspeicher erwartet. Wasserstoffspeicher weisen heute die höchsten leistungsspezifischen Investitionskosten von ca. 1500 €₂₀₁₀/kW bis 2500 €₂₀₁₀/kW auf. Zukünftig wird hier eine Reduktion auf ca. 1200 €₂₀₁₀/kW bis 1700 €₂₀₁₀/kW erwartet. Der Power-to-Gas Speichertechnologie werden aufgrund des gegenwärtig noch frühen Entwicklungsstands für heute keine Kosten zugewiesen. Das Ziel für die Investitionskosten der Power-to-Gas Anlagen liegt bei ca. 900 €₂₀₁₀/kW für die Elektrolyse und Methanisierung.
- Die **kapazitätsbezogenen spezifischen Kosten** für Pumpspeicher liegen mit 8,16 €₂₀₁₀/kWh höher als die der Druckluftspeicher (ca. 3,5 €₂₀₁₀/kWh), Wasserstoffspeicher (ca. 0,21 €₂₀₁₀/kWh) und Power-to-Gas Speicher (ca. 0,09 €₂₀₁₀/kWh). Dies liegt vor allem an der höheren Energiedichte von Druckluft, Wasserstoff und SNG sowie dem geringen Aufwand, der für die Erschließung einer Speicherkaverne (nutzbar für Druckluftspeicher, Wasserstoff und SNG) anfällt. Für mobile Batteriespeicher werden ausschließlich kapazitätsbezogene spezifische Investitionskosten angegeben. Der Grund liegt darin, dass durch die Zusammenfassung einzelner Batteriezellen zu Batterien eine Einheit entsteht, deren Leistung nahezu beliebig gewählt werden kann. Zusätzlich kann eine Erhöhung der Kapazität des mobilen Batteriespeichers nur durch das Zusammenschalten mehrerer Batterieeinheiten erfolgen. Somit ist die Kapazität die entscheidende Einflussgröße auf die Investitionskosten. Diese liegen mit ca. 600 bis 950 € 2010 /kWh heute deutlich über denen der anderen Speichertechnologien. Zukünftig wird hier eine Reduktion auf ca. 200 bis 400 € 2010 /kWh erwartet.

Kosten

- **Im Tagesspeicherbetrieb** fallen zukünftig in Abhängigkeit der Strombezugskosten (Variation von 0 und 48 €/MWh) für Pumpspeicher die niedrigsten spezifischen Kosten (Rückeinspeisung) von 3 bis 9 ct₂₀₁₀/kWh an. Die Kosten der Druckluftspeicher liegen mit 4 bis 13 ct₂₀₁₀/kWh knapp darüber, gefolgt von Wasserstoffspeichern mit Kosten zwischen 9 und 19 ct₂₀₁₀/kWh und von Power-to-Gas Speichern mit Kosten zwischen 15 und 29 ct₂₀₁₀/kWh. Mobile Batteriespeicher weisen mit 13 bis 19 ct₂₀₁₀/kWh im Tagesspeicherbetrieb vergleichbare Kosten der Stromrückspeisung zu den Power-to-Gas Speichern auf.

- **Im saisonalen Speicherbetrieb** steigen die Kosten der Stromrückspeisung der Speichertechnologien, die hohe kapazitätsspezifische Investitionskosten aufweisen, stark an. Dies trifft vor allem auf mobile Batteriespeicher, Druckluftspeicher und im begrenzten Ausmaß auf Pumpspeicher zu. Durch die geringen kapazitätsspezifischen Investitionskosten von Wasserstoffspeichern weisen diese die geringsten Kosten der Stromrückspeisung im saisonalen Speicherbetrieb auf. Die Kosten der Stromrückspeisung von Druckluftspeichern und Power-to-Gas Speichern sind höher.

Stärken und Schwächen

Ausführliche Analyse jeder einzelnen Stromspeichertechnologie, welche eine gute Übersicht über Energiespeichermöglichkeiten von Speichern und dessen Potenziale in Deutschland gibt. Durch die ausführliche Ausarbeitung der Kostenparameter ist bei Ausblendung externer Effekte schnell festzustellen, welche Technologie sich für welche Art der Nutzung besonders eignet. Außerdem werden Potenziale europäischer Nachbarländer betrachtet.

Ein genereller Vergleich der Technologien ist schwierig, denn es werden keine externen Effekte der Technologien auf andere Bereiche (z. B. energiewirtschaftliche oder ökologische) mit einberechnet.

Zusammenfassende Darstellung

Ziel der Studie ist die Durchführung einer technischen und ökonomischen Analyse von Pumpspeichern, Druckluftspeichern, mobilen Batteriespeichern sowie der Speicherung von Wasserstoff und künstlich hergestelltem SNG (Substitute Natural Gas) nach dem Power-to-Gas-Verfahren.

PtG-Technologiedefinition im Rahmen der Studie: Wasserstoff wird mit Hilfe von CO₂ zu Methan umgewandelt, welches als Erdgassubstitut genutzt, zwischengespeichert und später rückverstromt werden kann.

Dazu analysiert die Studie zunächst den Status-quo jeder Speichertechnologie. Dann wird auf dieser Basis das Entwicklungspotenzial der einzelnen Speichertechnologien bestimmt. Weitere Rahmendaten werden aus „Leitstudie 2010“ (z. B. 40 % EE in 2020) entnommen. Es werden keine Simulationsrechnungen oder quantitative Methoden benutzt.

Zum Abschluss werden alle Speichertechnologien untereinander verglichen. Aus technischer Sicht weisen PSKWs und Batteriespeicher die höchsten Wirkungsgrade auf (80-90 %), gefolgt von Druckluftspeichern (54-60 %) und Power-to-Gas Speichern (36-45 %). Die größten Potentiale für Anstiege der Wirkungsgrade werden für PtG unterstellt, allerdings nicht näher konkretisiert.

Im Kostenvergleich ist die Rangfolge der Speichertechnologien ähnlich. PSKWe weisen die niedrigsten Investitionskosten auf (750 €/KW). Abhängig von der technischen Auslegung der Druckluftspeicher liegen diese zwischen 400 €/KW und 1500 €/KW (diabat und adiabat).

Wasserspeicher liegen in der Studie zwischen 1500 €/kW bis 2500 €/kW. Der Power-to-Gas Speichertechnologie werden aufgrund des gegenwärtig noch frühen Entwicklungsstands für heute keine Kosten zugewiesen. Das Ziel für die Investitionskosten der Power-to-Gas Anlagen liegt bei ca. 900 €/kW für die Elektrolyse und Methanisierung.

Im Tagesspeicherbetrieb fallen zukünftig in Abhängigkeit der Strombezugskosten (konstante Annahme von 48 €/MWh) für Pumpspeicher Kosten der Stromrückspeisung von 3 bis 9 ct/kWh an. PtG liegt bei den Kosten zwischen 13 und 19 ct/kWh. Die Analyse des Einflusses einer Variation von Strombezugskosten bleibt außen vor.

Eine eindeutige Zuordnung der Power-to-Gas Technologie zu einem Tages- oder einem saisonalen Speicher wird nicht abschließend geklärt. Da für die Rückverstromung flexible Gaskraftwerke zum Einsatz kommen, ist ein kurzfristiger Ausgleich schwankender erneuerbarer Energien möglich. Gegen den Einsatz der Power-to-Gas Technologie als Kurzfristspeicher spricht allerdings der geringe Wirkungsgrad (36 %). Aufgrund der hohen Energiedichte von Erdgas könnte sich die Power-to-Gas Technologie auch für den Einsatz als saisonales Speichersystem anbieten.

IV.10 BMU „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ (Leitstudie 2011)

Quelle der Studie: [Nitsch et al., 2012]

Zielsetzung der Studie: Erstellung und Analyse von langfristigen Szenarien für Deutschland mit unterschiedlichen Entwicklungspfaden im Verkehrssektor und Erfüllung der politischen Ziele und langfristigem EE-Ausbau.

Szenarien: Es gibt 5 verschiedene zielorientierte Szenarien mit 3 Hauptszenarien und 2 zusätzlichen Szenarien. Alle Szenarien beruhen auf den Zielen der Energiewende aus dem Gesetzespaket der Bundesregierung von Sommer 2011:

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

Tabelle 6: Quantifizierte Ziele im Energiekonzept der Bundesregierung

	2020	2030	2040	2050
Minderung der THG-Emissionen (bezogen auf 1990)	-40%	-55%	-70%	-80 bis 95%
Mindest-Anteil der EE am (Brutto-) Endenergieverbrauch (BEEV)	18%	30%	45%	60%
Mindest-Anteil der EE am Bruttostromverbrauch	35%	50%	65%	80%
Minderung des Primärenergieverbrauchs *)	-20%			-50%
Minderung des Stromverbrauchs	-10%			-25%
Minderung des Endenergieverbrauchs Verkehr	-10%			-40%
Reduzierung des Wärmebedarfs (2020) bzw. des Primärenergiebedarfs (2050) von Gebäuden **)	-20%			-80%

*) Steigerung Energieproduktivität um im Mittel 2,1% pro Jahr

***) Steigerung der energetischen Sanierungsrate von 1% auf 2% pro Jahr

Quelle: BMU „Leitstudie 2011“, Tabelle 2-1.

Alle Szenarien haben unterschiedliche Entwicklungspfade im Verkehrssektor:

Szenario 2011 A (Basis-Szenario). Bis 2050 werden 50 % der Fahrleistung mit Elektroantrieb (vollelektrisch und Plug-in-Hybrid) und die restlichen 50 % mit Biokraftstoff sowie mittel Wasserstoff abgedeckt. Wasserstoff wird als chemischer Speicher von EE-Strom und für Kraft-Wärme-Kopplung benutzt. Der Strom-Endenergieverbrauch geht von 516 TWh (2010) auf 393 TWh (2050) zurück (25 % Reduktion), mit ein Rückgang der Stromintensität von im Mittel 1,5 % pro Jahr. Der sukzessive Kernenergieausstieg vom 30. Juni 2011 wird berücksichtigt.

Szenario 2011 B: Basiert auf den gleichen Annahmen wie das Szenario 2011 A, jedoch wird EE-Wasserstoff über die Methanisierung zu synthetischem Methan umgewandelt. Weil es die Möglichkeit der direkten Einspeisung in das Erdgasnetz gibt, wird keine zusätzliche Infrastruktur für die Speicherung und den Transport von EE-Methan benötigt.

Szenario 2011 C: Im Unterschied zu Szenario 2011 A wird in Szenario 2011 C die PKW-Fahrleistung in 2050 vollständig mit Elektrofahrzeugen (vollelektrisch und Plug-in-Hybrid) gedeckt (keine Nutzung von Wasserstoff oder Methan im Verkehr). Wasserstoff wird als Langzeitspeicher, in der Kraft-Wärme-Kopplung und zur kurzzeitigen Lastdeckung (Rückverstromung) benötigt.

Szenario 2011 A': Das 25 %-Stromsparziel wird nur auf den heutigen Verbrauch von konventionellem Strom bezogen. D. h. der Stromverbrauch wird um 15 % reduziert bis 2050.

Szenario 2011 THG95: Ausgestaltung des EE-Ausbaus und der Effizienzentwicklung zur Erreichung der Obergrenze der THG-Reduktion von 95 % bis 2060 (statt 2050).

Basisannahmen:

Die demographischen, wirtschaftlichen und strukturellen Annahmen basieren auf der Leitstudie 2010, die mit den Energieszenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung [Schlesinger et al., 2010] abgestimmt ist.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

Die Annahmen für die Entwicklung der zukünftigen Kosten des EE-Ausbaus und der Energieversorgung insgesamt sind konsistent mit dem in die Leitstudie 2010. Diese Studie hat aktualisierte Preisfaden für die Entwicklung des fossilen Energiepreise und der Preise von CO₂-Zertifikaten.

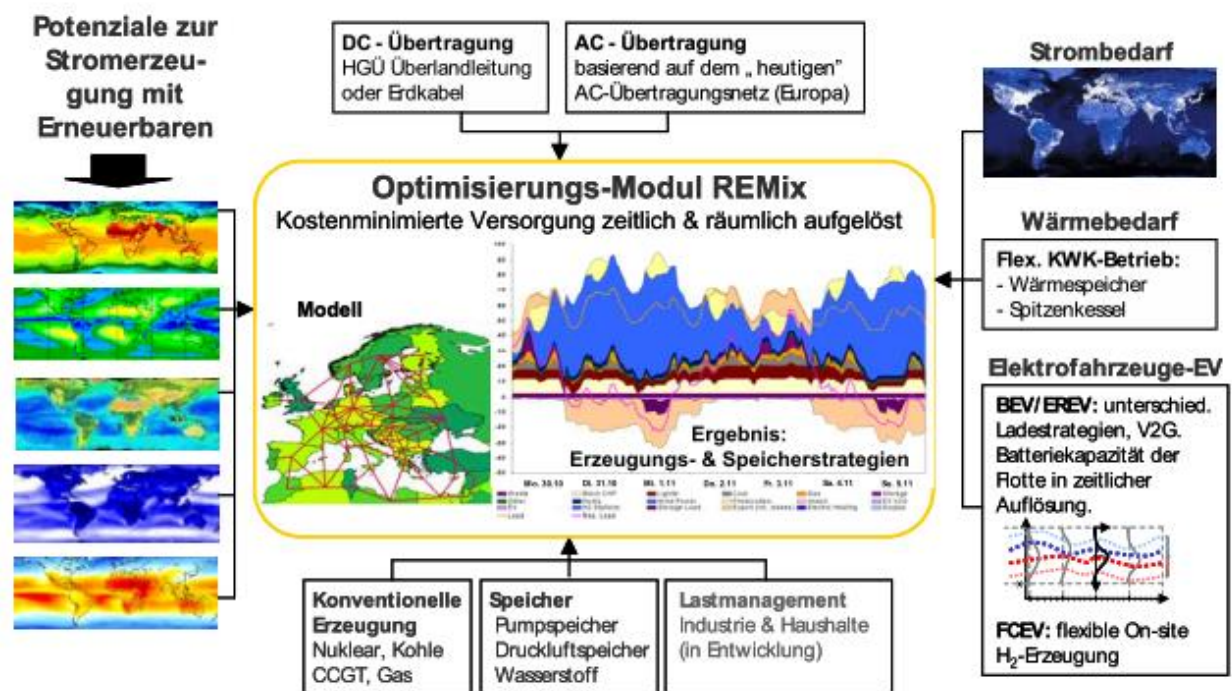
Dynamische Simulation des Stromversorgungssystems:

Die Modelle „REMIX“ (DLR) und „Virtuelles Stromversorgungssystem“ (VES) wurden über Schnittstellen miteinander gekoppelt. Der Hauptfokus der Simulation ist die Validierung der Lastdeckung die den Szenarien 2011 A und 2011 C entsprechen.

Modellbeschreibung REMIX

Stromversorgung bei hohen EE-Anteilen im europäischen Stromverbund, lineare Optimierung

Eingangsparameter sind (i) die zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Potenzialdaten-EE eines Jahres (GIS-basiert Datenbank), (ii) installierte Erzeugungskapazitäten für die Stromerzeugung, (iii) Erzeugungskapazitäten für Speicher, (iv) Erzeugungskapazitäten für Elektrolyseure, (v) Netztransfer, (vi) zeitlich variierende Batteriekapazitäten für eine Ladesteuerung von Elektrofahrzeugflotten (siehe Abbildung 5). Die Mengengerüste sind aus den Szenarien vorgegeben, die meisten aus Szenario 2011 A. Das Modell REMIX untersucht den kostenminimalen Kraftwerkspark und dessen Betrieb für ein konkretes Wetterjahr.



Quelle: BMU „Leitstudie 2011“, Abbildung 6.1.

Abbildung 5: Schematischer Aufbau von REMIX mit Inputdaten

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

Räumliche Grenzen und Auflösung:

Die Modellregion umfasst ganz Europa und Teile Nordafrikas (10 Modellregionen Europas, eine Region Nordwestafrika). Der Fokus der Szenarien liegt auf Deutschland.

Räumliche Auflösung: 10 x 10 km

Zeitliche Grenzen und Auflösung:

Simulation des Stromversorgungssystems wird in stündlicher (Deutschland) und 5-stündlicher (Europa) Auflösung abgebildet.

Technische Grenzen und Auflösung:

Techno-ökonomische Entwicklungspfade der abgebildeten Technologien sind auf der Leitstudie 2010 basiert. Drei Speichertechniken: Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke sowie Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung in GuD-Kraftwerken. Der residualen Last ist über Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke und zentrale/dezentrale KWK-Anlagen gedeckt. Drei Fahrzeugklassen: klein, mittel und groß. Ein a priori Teil der Fahrzeuge wird gesteuert geladen (Lastmanagement) und ein weiterer Teil bietet die Möglichkeit der Batterie Energie in das Netz einzuspeisen (vehicle-to-grid). Ermittelt für Deutschland von BMWi 2012.

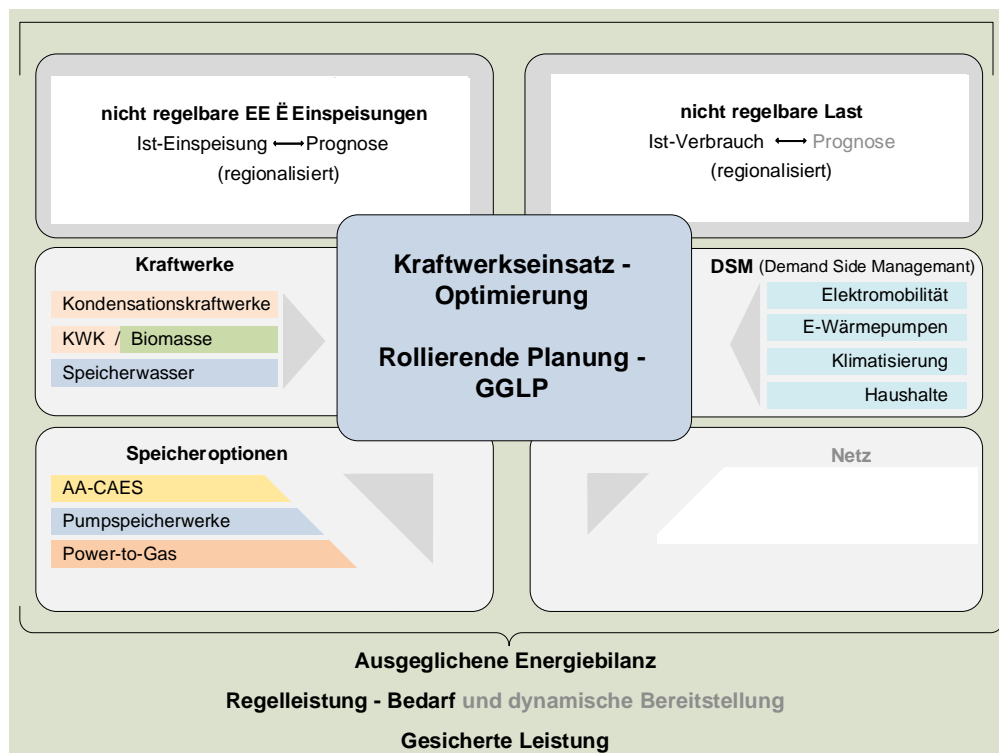
Methode im verwendeten Modell REMix

- Identifiziert das kostenminimierte Versorgungssystem
- Wegen großen Datenmengen wird immer nur ein einzelnes Jahr berechnet. Die zukünftige Stromversorgung basiert auf dem Wetterjahr 2006.
- Der kostenoptimierte Einsatz der regelbaren Erzeugungskapazität, der Ausbau und Einsatz von Energiespeichern, und die Entwicklung der Übertragungsleitungen im europäischen Verbund werden untersucht.
- Als Ergebnis werden Stromübertragungskapazitäten ausgegeben.
- Die Szenarien des Ausbaus der europäische EE Stromerzeugung basieren auf den Studien MED-CSP und TRANS-CSP (BMU), bei denen 80 % des Energieversorgungssystem für Europa aus EE bestehen.

Modellbeschreibung Virtuelles Stromversorgungssystem

Detaillierte Untersuchung der Lastdeckung in Deutschland durch eine Simulation des Stromversorgungssystems. Bestimmung der EE-Einspeise-Charakteristik. Input-Daten sind Informationen zum Kraftwerkspark, Speicheroptionen und Lastmanagement (siehe Abbildung 6).

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW



Quelle: BMU „Leitstudie 2011“, Abbildung 6.24.

Abbildung 6: Schematischer Aufbau des Modells „Virtuelles Stromversorgungssystem“

Räumliche Grenzen und Auflösung:

Deutschland (regional differenziert)

Zeitliche Grenzen und Auflösung:

Stündliche Auflösung, mehrjährige Wetterdaten

Technische Grenzen und Auflösung:

Kurzzeitspeicher: Pump- und Druckluftspeicher. Langzeitspeicher: Power-to-Gas. Lastmanagement: DSM (Haushalt), Klimatisierung, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge.

Methode im verwendeten Modell WES

- Simulation der Flexibilitätsanforderungen durch die fluktuierenden EE-Einspeisung
- Kostenminimierten Kraftwerkseinsatzplanung (gemischt ganzzahlige lineare Optimierung, GGLP) im Rahmen einer rollierenden Planung der Regelleistungsbedarf und gesicherte Leistung
- Der Einsatz von Elektrolyseuren zur Wasserstoffherzeugung soll als Langzeitspeicher nur mit überschüssigem EE-Strom erfolgen (günstiger Optionen sollen zuerst benutzt werden)

Ergebnisse

Szenario 2011 A:

- Nach 2025 wird der Hauptbeitrag zur Stromerzeugung von EE erbracht; im Jahr 2050 sind nur noch flexible Gaskraftwerken (für gesicherter Leistung) und Kraft-Wärme-Kopplung für die Deckung der Residuallast relevant. In 2050 verbleibt eine fossile Gesamtleistung von 38 GW.
- Deutliche Rückgang des Primärenergieeinsatzes (sinkt bis 2050 auf 52 %)
- Halbierter Erdgasbedarf in 2050 (gegenüber heute).
- 85 % CO₂ Reduktion, 81 % THG Emissions-Reduktion und 85 % EE-Anteil der Bruttostromverbrauch bis 2050 erreicht
- Der Beitrag der Biomasse dominiert bis 2030 (46 % Anteil der EE-Endenergie), danach ist ihr Potenzial ausgeschöpft (wobei kein Import möglich ist). Windenergie erreicht einen Anteil von 28 % EE-Endenergie im Jahr 2050.
- Fluktuierende Stromerzeugung (Wind, Solar) steigt auf 55 % des Bruttostromverbrauchs bis 2050.
- Import von EE-Strom spielt ab 2020 eine wichtige Rolle, um ein gemeinsames europäisches Ziel zu erfüllen (5,5 % Anteil des EE-Stroms wird in 2030 importiert, 13 % in 2050). Der Großteil des Imports stammt aus solarthermischen KW.
- 2050 werden 179 GW installierte EE-Leistung erreicht, davon sind rund 40 GW für die Bereitstellung von EE-H₂ als Speichermedium und Kraftstoff vorgesehen.
- EE decken 53 % des Endenergieverbrauchs für Wärme in 2050.
- Einsatz EE in Verkehrssektor erreicht knapp 50 % bis 2050. 1 Millionen Elektrofahrzeuge in 2020, 6 Millionen in 2030 (Zielvorgabe wird im Modell erreicht). Der zusätzliche Stromeinsatz für Elektromobilität und Wasserstoff-Elektrolyse wird von EE bereitgestellt.

Szenario 2011 B:

- Höherer Bruttostromverbrauch für Methanisierung führt zu höherem Endenergiebedarf in 2050 im Vgl. zu Szenario 2011 A.

Szenario 2011 C:

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- Starker Durchbruch der Elektromobilität und der Verzicht auf Wasserstoff als Kraftstoff bringt in 2050 ein deutlich geringeren Bruttostromverbrauch und Endenergienachfrage im Vergleich zu Szenario 2011 A. Daraus folgt, dass aus Effizienz- und Klimaschutzgründen ein hoher Anteil an Elektromobilität im Verkehrssektor angestrebt werden sollte (zumindest 50 % in 2050, so mehr in Richtung Szenarien 2011 C).
- Stärkste CO₂-Reduktion im Verkehr

Tabelle 7: Vergleich der Energiebedarfsdeckung im Verkehr (PJ/a) im Jahr 2050 und der gesamten Biomasse für alle Nutzungen mit Szenarien aus anderen Studien

Jahr 2050	Fossil	Biokraftstoffe	EE-Wasserstoff	EE-Methan	Elektromobilität	Bahnstrom	EEV Verkehr	Gesamte Biomasse**)
Szenario 2011 A	763	300	242	0	158	59	1521	1550*)
Szenario 2011 B	782	300	0	266	158	59	1565	1550*)
Szenario 2011 C	731	300	0	0	290	59	1379	1550*)
WWF Innovation	436	921	10	k.A.	101	86	1560	1720
McKinsey & Company [BMU 2010b]	~980	~80	k.A.	k.A.	~250	~90	~1400	~500
Szenario I B [EWI 2010]	492	772	15	k.A.	144	~90	1512	2154
nachrichtlich: 2010	2369	129	0	0	0	59	2557	958

*) im Inland nutzbares Primärenergiepotenzial (vgl. Abschnitt 3.5)

EEV = Endenergieverbrauch

***) einschließlich Biomasseeinsatz für Strom- und Wärmeerzeugung

Quelle: BMU „Leitstudie 2011“, Tabelle 3

Szenario 2011 A':

- Der Mehrverbrauch an Strom wird durch einen verstärkten EE-Ausbau kompensiert, d. h. der EE-Anteil an der Stromerzeugung erreicht 85,5 %.

Szenario 2011 THG95:

- Verlangt praktisch eine EE-Vollversorgung Deutschlands, die durch die Mobilisierung von zusätzlichen Potenzialen von Wind und Solarenergie erreicht wird. Eine wichtige Rolle spielt chemisch gespeicherter Strom (EE-Wasserstoff oder EE-Methan) im Wärme- und Verkehrssektor.

Tabelle 8: Vergleich der direkten EE-Wärmebereitstellung, des direkten EE-Stromeinsatzes und des Wasserstoffeinsatzes in den Szenarien 2011 A und THG95

Jahr	Szenario 2011 A			Szenario 2011 THG95		
	2040	2050	2060	2040	2050	2060
Effizienzsteigerung						
Gesamte Endenergie, PJ/a	5992	5263	4712	5857	5173	4734
Direkter EE-Wärmeinsatz						
Solarthermie, Umweltwärme und Geothermie, PJ/a	527	661	756	586	706	769
Direkter EE-Stromeinsatz						
EE-Strom im Verkehr, PJ/a	174	208	226	324	344	352
EE-Strom für Wärme, PJ/a	276	288	245	485	730	812
EE-Wasserstoff						
Stromeinsatz, TWh/a	65	110	180	70	180	380
EE-Wasserstoff, TWh/a	48,1	83,6	138,6	51,8	136,8	292,6
dto., PJ/a	173	301	499	186	492	1053
Einsatz für Spitzenstrom, PJ/a	0	9	20	15	38	82
Einsatz für KWK, PJ/a	0	50	179	59	208	486
Einsatz im Verkehr, PJ/a	173	242	300	112	246	485
Genutzte Endenergie aus Wasserstoff (Strom, Wärme, Kraftstoffe), PJ/a	173	293	478	177	462	986
Gesamtnutzungsgrad (Endenergie/Stromeinsatz), %	73,9	74,0	73,8	70,0	71,3	72,1
Gesamte EE-Endenergie, PJ/a	2827	3073	3300	3274	3938	4560

*) einschließlich des nicht-energetischen Verbrauchs

Quelle: BMU „Leitstudie 2011“, Tabelle 5-9 [Nitsch et al., 2012]

Stärken und Schwächen der Studie

National eingebettet in europäisches System. Die europäische Regionen werden stärker differenziert (im Vergleich mit Leitstudie 2010) mit einem Fokus auf den Bilanzraum der Nachbarschaft Deutschlands und die mögliche Bedeutung für das deutsche Stromversorgungssystem.

PtG wird primär als langfristiger Speicher und Flexibilitätsoption genannt, der nur ab 2030 benötigt wird. PtG wird in der Simulation als chemisch gespeicherter Strom (EE-Wasserstoff oder EE-Methan) abgebildet. Power-to-fuel in Verkehrssektor ist auch analysiert. Viele Szenarien mit unterschiedlichen Verkehrspfaden zeigen wie die Rolle von PtG vom gesamten System abhängt.

Der Szenario B ist nicht in den Modellen Remix und IWES simuliert. Eine Simulation des Szenarios mit der Methanisierung zu synthetischem Methan wäre für uns interessant.

Tradeoff in Szenario B zwischen Einführung der Methanisierung und Minderung des Wasserstoffs in Verkehr führt zu höchstem Endenergiebedarf in 2050. Eine Kombination von Methanisierung und Elektrofahrzeugen oder Wasserstofffahrzeugen fehlt.

Kein Biomasseimport angenommen.

Zusammenfassende Bewertung:

Ziel der Studie: Erstellung und Analyse von langfristigen Szenarien für Deutschland mit unterschiedlichen Entwicklungspfaden im Verkehrssektor und Erfüllung der politischen Ziele und langfristigem EE-Ausbau.

Szenario A: 80 % Minderung der THG-Emissionen bis 2050, 25 % Minderung des Stromverbrauchs bis 2050. 50 % Anteil der Fahrleistung mit Elektroantrieb (vollelektrisch und Plug-in-Hybrid), restlicher Verkehr mit Biokraftstoff sowie Wasserstoff. EE-Wasserstoff als chemischer Speicher, Kraft-Wärme-Kopplung.

Szenario B: Wie Szenario A, jedoch wird EE-Wasserstoff über die Methanisierung zu synthetischem Methan umgewandelt.

Szenario C: Wie Szenario A aber mit 100 % Elektrofahrzeugen (vollelektrisch und Plug-in-Hybrid) in 2050. EE-Wasserstoff als Langzeitspeicher und in Kraft-Wärme-Kopplung (Rückverstrom).

Szenario A': Wie Szenario A aber nur 15 % Minderung des Stromverbrauchs bis 2050.

Szenario THG95: 95 % Minderung der THG-Emissionen bis 2060.

Ergebnisse, Szenario A: Bis 2050: deutlicher Rückgang des Primärenergieeinsatzes, Erdgasbedarf halbiert, 85 % CO₂ Reduktion, 81 % THG Emissions-Reduktion und 85 % EE-Anteil der Bruttostromverbrauch, 53 % EE-Anteil des Endenergieverbrauchs für Wärme, 50 % EE-Anteil im Verkehr. Import von EE-Strom ab 2020, Biomasse Potenziale in 2030 ausgeschöpft.

Ergebnisse, Szenario B: Höherer Bruttostromverbrauch für Methanisierung führt zu höherem Endenergiebedarf in 2050 im Vgl. zu Szenario 2011 A.

Ergebnisse, Szenario C: Durchbruch der Elektromobilität und Verzicht auf Wasserstoff als Kraftstoff, geringerer Bruttostromverbrauch und Endenergienachfrage in 2050

Ergebnisse, Szenario A': Der Mehrverbrauch an Strom führt zu verstärktem EE-Ausbau

Ergebnisse, Szenario THG95: EE-Vollversorgung Deutschlands, zusätzliche Potenziale von Wind und Solarenergie.

P2X-relevante Ergebnisse: In Szenario A: 40 GW für die Bereitstellung von EE-H₂ als Speichermedium und Kraftstoff bis 2050. PtG als Langzeitspeicher erst ab 2030 in einem System mit viel EE benötigt. D. h. für PtG muss ein hoher Anteil an Elektromobilität im Verkehrssektor angestrebt werden (Szenario C) oder in Szenario THG95: Große Rolle für chemisch gespeicherter Strom in Wärme- und Verkehrssektors.

Stärken und Schwächen der Studie / Methodik (in Hinsicht auf die Aufgabenstellung des Projekts): National eingebettet ins europäische System. Tradeoff in Szenario B zwischen Einführung der Methanisierung und Minderung des Wasserstoffs im Verkehr führt zu höchstem Endenergiebedarf in 2050. Eine Kombination von Methanisierung und Elektrofahrzeugen oder Wasserstofffahrzeugen fehlt. Kein Biomasseimport angenommen.

V Fazit der Studienevaluierung

Es existiert eine Vielzahl von Studien, die sich vor dem Hintergrund unterschiedlichster Fragestellungen mit dem Thema PtG beschäftigen und aus denen eine Vielzahl wertvoller Erkenntnisse gezogen werden kann. Allerdings ist festzustellen, dass derzeit zum Thema PtG keine geschlossene Analyse existiert, die sowohl Aspekte der Stromversorgung (Erzeugung, Netz, Versorgungsaufgaben) als auch der Erdgasversorgung (Versorgungsaufgaben, Netz, Gasbeschaffenheit) adäquat berücksichtigt. Vielmehr existiert eine Vielzahl von Einzelergebnissen, aus denen sich kein Gesamtbild ableiten lässt. Eine umfassende und belastbare Bewertung von Power to Gas hinsichtlich ökologischer, technischer und wirtschaftlicher Aspekte ist daher derzeit kaum möglich. Dies gilt sowohl für eine nationale Betrachtung, als auch insbesondere für eine regionale Einordnung (z. B. für NRW). Folgende Defizite lassen sich im Einzelnen identifizieren:

- Es existiert derzeit kein geschlossenes, sektorübergreifendes und konsistentes Zukunftsbild, das die Rolle von Power to Gas im Kontext des gesamten Energiesystems unter Berücksichtigung möglicher Alternativen beinhaltet.
- Eine Betrachtung und Analyse von Power to Gas als sektorenübergreifende Brückentechnologie im Vergleich zu anderen Technologieoptionen für NRW existiert nicht. Insbesondere NRW-spezifische techno-ökonomische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen wurden bislang nicht analysiert.
- Es fehlt derzeit eine hinreichende räumliche und zeitliche Auflösung der betroffenen Strom- und Erdgasversorgungsinfrastrukturen. Eine aussagekräftige Analyse, die als Voraussetzung für die Abschätzung von Überschussstrom, Anlagendesign etc. notwendig ist, müsste standortspezifisch und netzknottenscharf angelegt sein und die speziellen erdgasspezifischen Transport- und Verteilungsaspekte (z. B. Lastcharakteristika, Volumenströme, Gaseigenschaften) berücksichtigen.
- Eine detaillierte Analyse möglicher CO₂-Quellen (Biogasaufbereitung, CCS etc.) liegt derzeit nicht vor. In allen Studien wird pauschal davon ausgegangen, dass für den Fall einer Methanisierung CO₂-Mengen ausreichend verfügbar sind. Dies gilt sowohl für die zeitliche als auch räumliche Verfügbarkeit. Insbesondere vor dem Hintergrund treibhausgasneutraler Langfristszenarien, besitzt die Problematik der CO₂-Verfügbarkeit eine besondere Bedeutung.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- Vor dem Hintergrund eines zukünftigen Stromversorgungssystems, das zunehmend durch fluktuierende Erneuerbare Energien geprägt ist, wird Speichern eine große Bedeutung zugemessen. Fast alle Studien richten den Fokus auf eine nationale Betrachtung und lassen eine angemessene wirtschaftliche Bewertung im Kontext des europäischen Stromversorgungssystems vermissen.
- In vielen Studien wird von erheblichen Überschussstrommengen ausgegangen, wobei sehr unterschiedliche Definitionen benutzt werden. Im Zeichen zusammenwachsender Strommärkte und forcierten Liberalisierungsbestrebungen sind diese ausgewiesenen Überschussstrommengen im Kontext des europäischen Stromverbundsystems zu analysieren und zu bewerten. Dabei gilt es auch, eine Definition von Überschussstrommengen für das Projekt zu bestimmen.
- In vielen heutigen Modellen sind Speichertechniken sehr aggregiert abgebildet. Es wird pauschal davon ausgegangen, dass die jeweiligen Techniken über die notwendigen Eigenschaften (z. B. Flexibilitätseigenschaften) verfügen, die für die Versorgungsaufgabe notwendig sind. Eine genaue Spezifikation von Speichereigenschaften, die sich aus den Systemanforderungen ergeben, existiert nicht.
- Der notwendige Speicherbedarf (Kurzzeit, Langzeit) hängt neben dem Ausmaß und der Einspeisecharakteristik der Erneuerbaren von einer Vielzahl von Faktoren ab, wie z. B. Must-Run Kapazität zur Netzstabilität, Bereitstellung von Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke, Speicher, oder EE-Anlagen, steuerbare Verbraucher, Import/Export ab. Darüber hinaus sind mögliche Alternativen zu sehen, wie Abregeln, Netzausbau, Power to Heat (zur Nutzung von Überschussstrom) zu sehen. Diese Faktoren gilt es adäquat zu analysieren, da sie einen entscheidenden Einfluss auf den notwendigen Speicherbedarf ausüben.
- Die statistische Erfassung von Elektrolysestrom wird in den Studien sehr unterschiedlich gehandhabt und erschwert einen Ergebnisvergleich. Hieraus lässt sich die Notwendigkeit einer einheitlichen Energiebilanzierung ableiten.
- In einigen Studien werden für den notwendigen Speicherbedarf Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen durchgeführt. Die Studiauswertung zeigt, dass die für Power to Gas gemachten Kostenannahmen (dies gilt insbesondere für die Methanisierung) kaum belastbar sein dürften. Insofern besteht ein großer Bedarf, die Kostenschätzungen entlang der Power to Gas Entwicklungspfade zu verbessern. Darüber hinaus finden möglicherweise neue Konzepte, wie beispielsweise biologische Verfahren, derzeit keinerlei Berücksichtigung. In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage, wie PtG alternativ zu anderen Speicheralternativen in NRW nutzbar gemacht werden kann. Dabei spielen neben Kostenaspekten auch politische Faktoren, wie beispielsweise die Umsetzung des Klimaschutzplans in NRW, eine Rolle. Um die Chancen von PtG in NRW für die deutsche Energiewende zu bewerten, muss folglich auch NRW als Standort für PtG Anlagen untersucht werden.

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- In vielen Diskussionen wird auf die vielseitigen Verwendungsmöglichkeiten von PtG-Wasserstoff hingewiesen, wie z. B. Power to Chemicals (PtC), Power to Fuel (PtF) oder die Substitution von konventionell hergestelltem Wasserstoff (Erdgasreformierung). Hierbei handelt es sich um neue Versorgungsaufgaben bzw. ein anderes Anwendungsspektrum außerhalb des Stromversorgungssektors. Geht man davon aus, dass die mit Hilfe von Überschussstrom hergestellten Wasserstoffmengen hauptsächlich für solche Versorgungsaufgaben eingesetzt werden, stellt sich die Frage, wie eine zukünftige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien und möglicherweise Langzeitspeicherbedarf gewährleistet werden kann.

VI Literatur

- BEE (2009) *Stromversorgung 2020. Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche*. Berlin: Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. <http://www.bee-ev.de/Publikationen/Studien.php> (2014-02-20).
- BMU (2012) „Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat): Erneuerbare Energien in Zahlen 2011 – Nationale und internationale Entwicklung“.
- Bofinger, S. (2013) *Virtuelles Stromversorgungssystem - Komplettsimulation zukünftiger Stromversorgungssysteme*. (Abschlussbericht, Förderkennzeichen 0325172A, Laufzeit 01.09.2009 - 31.08.2012) Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). http://www.iwes.fraunhofer.de/de/highlights20112012/highlights20102011/transformation_derenergiesysteme.html (2014-02-20).
- CONSENTEC & IAEW (2011) *Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen*. (Untersuchung im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin) Aachen: CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH. http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/Gutachten_Flexibilisierung_Abschlussbericht.pdf (2012-09-19).
- dena (2010) „Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien (PSW - Integration EE)“. Abgerufen am 21.03.2014 von <http://www.dena.de/projekte/energiesysteme/psw-integration-ee.html>.
- DEWI (2008) „WindEnergy Study 2008 – Assessment of the Wind Energy Market until 2017“. Abgerufen am 21.03.2014 von <http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=156&L=1&id=156>.
- Die deutschen ÜNB (2012) *Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Berlin; Dortmund; Bayreuth; Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH. <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf> (2014-02-03).
- Die deutschen ÜNB (2009) *Übersicht über die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und der Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Regionenmodell „Stromtransport 2013“)*. RWE Transportnetz Strom GmbH; EnBW Transportnetze AG; transpower stromübertragungs GmbH; Vattenfall Europe Transmission GmbH. http://www.tennet.eu/de/index.php?eID=pmkfdl&file=fileadmin%2Fdownloads%2Fkunden%2Fregionenmodell_stromtransport_2013.PDF (2014-01-24).
- Fraunhofer IWES (2012a) „Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung“. Abgerufen am 21.03.2014 von

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CC0QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.solarwirtschaft.de%2Ffileadmin%2Fmedia%2Fpdf%2FWES_Netzintegration_lang.pdf&ei=lkosU4r0PKSM0AXo3oD4Ag&usg=AFQjCNHKwk7b2xmP4zjN0ImxfganyhYfmQ&sig2=Y4y4FHBfv5gSCDtIFX5K-w&bvm=bv.62922401,d.d2k&cad=rja.

Fraunhofer IWES (2012b) „Windenergie Report Deutschland 2011“. Abgerufen am 21.03.2014 von

http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CC0QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.fraunhofer.de%2Fcontent%2Fdam%2Fzv%2Fde%2Fforschungsthemen%2Fenergie%2FWindreport-2011-de.pdf&ei=E0ssU6nVO--20QXi_IHAAQ&usg=AFQjCNH6Fa4gl2tllQL_9pvV9mkgkYcQ5A&sig2=l4Ah_cL71jwe_9zMHxRqqQ&bvm=bv.62922401,d.d2k&cad=rja.

Hartmann, N. (2013) „Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland: Speichersimulation und Betriebsoptimierung“. (Dissertation) Universität Stuttgart. <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2013/8555/>.

Hartmann, N.; Eltrop, L.; Bauer, N.; et al. (2012) *Stromspeicherpotentiale für Deutschland*. Stuttgart: Universität Stuttgart, IER, IHS; ZSW. http://www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/20120727_Final_Stromspeicherpotenziale_fuer_Deutschland-.pdf (2013-12-12).

Henning, H.-M. & Palzer, A. (2013) *Energiesystem Deutschland 2050*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien-und-positionspapiere/studie-energiesystem-deutschland-2050> (2013-12-03).

Kirchner, A. & Matthes, F.C. (2009) *Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken*. Basel; Berlin: prognos; Öko-Institut; im Auftrag des WWF Deutschland. http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publicationen-PDF/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf (2013-12-03).

Krzikalla, N.; Achner, S.; & Brühl, S. (2013) *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien*. Bochum: Ponte Press. (Studie des BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen, im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie), http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/BET_Studie_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf (2013-10-15). — ISBN 978-3-920328-64-5

Mirbach, T. (2009) *Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt*. Aachen: Klinkenberg. (Dissertation). — ISBN 978-3-934318-97-7

Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; et al. (2013) *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erd-*

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

- gasnetz*. Bonn: Deutscher Verein des Gas und Wasserfaches e.V. (DVGW).
http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g1_07_10.pdf
(2013-09-25).
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; et al. (2012) *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitstudie 2011)*. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung. Abgerufen am 19.03.2014 von http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf (2014-01-14).
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Scholz, Y.; et al. (2010) *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitstudie 2010)*. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung. Abgerufen am 19.03.2014 von http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf (2014-01-20).
- Palzer, A. & Henning, H.-M. (2014) „A Future German Energy System with a Dominating Contribution from Renewable Energies: A Holistic Model Based on Hourly Simulation“. *Energy Technology*. 2 (1), S. 13–28, doi:10.1002/ente.201300083.
- Saint-Drenan, Y.-M.; von Oehsen, A.; Gerhardt, N.; et al. (2009) *Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche*. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES. http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2010/100119_BEE_IWES-Simulation_Stromversorgung2020_Endbericht.pdf (geprüft 2010-08-05).
- Schill, W.-P. (2013a) *Integration von Wind- und Solarenergie: Flexibles Stromsystem verringert Überschüsse*. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. (DIW). (DIW Wochenbericht 34/2013),
https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.426133.de/13-34.pdf
(2013-08-23).
- Schill, W.-P. (2013b) *Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany*. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. (DIW). (DIW Discussion Paper 1316),
http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.429202.de/dp1316.pdf
(2013-10-18).
- Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; & Lutz, C. (2010) *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*. (Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie) Köln: EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/studie->

Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW

energieszenarien-fuer-ein-energiekonzept,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf (2011-04-05).

Schmid, E.; Knopf, B.; & Bauer, N. (2012) „REMIND-D: A Hybrid Energy-Economy Model of Germany“. Gehalten auf der: *FEEM Working Paper Series*. PIK. Abgerufen am 03.12.2014 von <http://www.feem.it/userfiles/attach/20122211032394NDL2012-009.pdf>.

SRU (2011) *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten (Sachverständigenrat für Umweltfragen)*. Berlin: Erich Schmidt Verlag. Abgerufen am 19.03.2014 von http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung. — ISBN 978-3-503-13606-3

Ueckerdt, F.; Brecha, R.; Luderer, G.; et al. (2011) „Variable Renewable Energy in modeling climate change mitigation scenarios“. Gehalten auf der: *International Energy Workshop 2011*. Stanford University: Stanford University. Abgerufen am 02.03.2014 von <http://emf.stanford.edu/files/docs/322/Ueckerdt-Paper.pdf>.

Ueckerdt, F.; Luderer, G.; & Müller-Hansen, F. (2013) *Analyse des Klimaschutzpotentials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan*. Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Abgerufen am 13.03.2014 von http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g8_01_11.pdf (2013-12-13).

VDE (2012) *Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050*. Frankfurt/Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG). <https://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V2/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/StudieSpeicherungsbedarf.aspx> (2013-10-18).

VDE (2008) *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger*. Frankfurt/Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG). <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Studie-Energiespeicher.aspx>.