VIRTUELLES INSTITUT NRW

STROM ZU GAS UND WÄRME

VIRTUELLES INSTITUT „STROM ZU GAS UND WÄRME“

MANAGEMENT SUMMARY

FLEXIBILISIERUNGSOPTIONEN IM STROM-GAS-WÄRME-SYSTEM

ABSCHLUSSBERICHT DES HAUPTPROJEKTS (2015 – 2017)

Das „Virtuelle Institut Strom zu Gas und Wärme“ (VI SGW) ist ein vom Land Nordrhein-Westfalen geförderter und vom Cluster EnergieForschung der EnergieAgentur.NRW unterstützter Forschungsverbund von sieben Forschungsinstituten, die gemeinsam Flexibilitätsoptionen für das zukünftige Strom-Gas-Wärme-System erforschen. Neben innovativen Technologiepfaden und Systemforschung zählt die Errichtung eines Demonstrationszentrums am Standort des GWI in Essen zum Umfang der hier vorgestellten Arbeiten.

Das Virtuelle Institut legte nunmehr die Ergebnisse seiner Arbeit in fünf Bänden vor.

Die hier folgende Management Summary gibt einen Überblick über die Forschungsergebnisse, die im Hauptprojekt des VI SGW in den Jahren 2015-2017 erarbeitet wurden. Da die Ergebnisse der Zusammenarbeit sehr vielfältig sind, dient diese Zusammenfassung dem Leser als Hilfestellung, um schneller die entsprechenden Themen in den fünf Bänden wieder zu finden.

Abschlussbericht in fünf Bänden:

- *Band I: System- und Standortanalysen*
- *Band II: Pfadanalysen*
- *Band III: Experimentelle Begleitforschung*
- *Band IV: Anhänge zu den Bänden I-III*
- *Band V: Steckbrief-Sammlung*

Alle Bände des Abschlussberichtes stehen zum Download bereit (s.u.).

Empfohlene Zitierweise:
K. Görner und D. Lindenberger (Hrsgb.): Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, Abschlussbericht, Management Summary, 2018

Titelbild: © Gina Sanders / Fotolia

Datum: **12.07.2018**

Website: **http://strom-zu-gas-und-waerme.de/**

ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (EWI); Ko-Koordination
PD Dr. Dietmar Lindenberger, Broghan Helgeson, Simon Paulus, Jakob Peter, Alexander Polisadov

Forschungszentrum Jülich,
Institut für Energie- und Klimaforschung
Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)
Lara Welder, Dr. Peter Stenzel, Michael Hehemann, Dr. Martin Müller, Natalie Ebersbach, Felix Knicker, Dr. Peter Markewitz, Dr. Martin Robinius, Dr. Bernd Emonts, Prof. Dr. Detlef Stolten

Forschungszentrum Jülich,
Institut für Energie- und Klimaforschung
Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)
Thiemo Pesch, Jan Christian Koj

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Oliver Jochum, Thomas Marzi, Christoph Unger

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI); Projektkoordination
Dr. Johannes Schaffert, Janina Senner, Nils Brücken, Helena Praefke, Christos Tsiklios, Berat Zejnullahu, Marc Fiebrandt, Prof. Dr. Klaus Görner

Ruhr-Universität Bochum, Technische Chemie (RUB TC)
Prof. Dr. Martin Muhler, Julian Gödde, Dr. Cornelius Berger, Dr. Holger Ruland

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)
Frank Merten, Clemens Schneider, Dietmar Schüwer, Mathis Buddeke, Arjuna Nebel, Alexander Scholz, Thomas Hanke, Prof. Dr. Manfred Fischedick

ZBT GmbH - Zentrum für BrennstoffzellenTechnik (ZBT)
Dorothee Lemken, Bernd Oberschachtsiek, Tobias Meijer, Lothar Theves, Dr. Ulrich Gardemann, Michael Steffen, Prof. Dr. Angelika Heinzel

Danke für die freundliche Unterstützung durch Georg Unger und Dr. Stefan Rabe, Cluster EnergieForschung NRW (CEF.NRW)

Gefördert durch:
Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen (bis 2018)

Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen
(ab 2018)

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis II

Tabellenverzeichnis III

Abkürzungen IV

1 Virtuelles Institut - Strom zu Gas und Wärme Flexibilitätsoptionen im integrierten Strom-, Gas- und Wärmesystem 1

1.1 Motivation 3

1.2 Verbund der Partner 5

1.3 Projektrealisierung 9

2 System- und Standortanalysen 11

2.1 TEIL A: Integrierte Strommarkt- und Stromnetzbetrachtung anhand von Langfristszenarien bis 2050 12

2.2 TEIL B: Standortanalysen für Flexibilitätsoptionen im Energiesystem 29

3 Pfadanalysen 35

3.1 Pfad 1: Lastmanagement in der Industrie 35

3.2 Pfad 2: Stromnutzung für die Wärmebereitstellung 37

3.3 Pfad 3: Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr 42

3.4 Pfad 4: H2-basierte Syntheseprodukte für Verkehr und Industrie 44

3.5 Pfad 5: H2-Einspeisung in Erdgasnetze 46

3.6 Pfad 6: Großtechnische H2-Speicherung mit zentraler Rückverstromung 50

3.7 Pfad 7: Regenerativer Wasserstoff für die dezentrale Nutzung 53

4 Experimentelle Begleitforschung 55

4.1 Aufbau einer gemeinsamen Demonstrationsanlage 55

4.2 Elektrolyse 57

4.3 Entwicklung einer Anlage zur katalytischen Methanisierung 58

4.4 Rückverstromung mittels KWK-System 60

4.5 Erfahrungen und zukünftige Aufgaben der Demonstrationsanlage 61

4.6 Forschung im Labor 63

5 Handlungsempfehlungen für NRW 67

5.1 Empfehlungen der Systemanalyse (TEIL A) 67

5.2 Empfehlungen aus der Standortanalyse (Teil B) 70

6 Ausblick auf das Folgeprojekt 73

Literaturangaben 75

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1: Netzwerkdiagramm zur Darstellung der Flexibilitätsoptionen im zukünftigen Energiesystem 1

Abbildung 1-2: Wort- und Bildmarke des Virtuellen Institutes 2

Abbildung 1-3: Partner der Virtuellen Instituts Strom zu Gas- und Wärme 5

Abbildung 2-1: Annahmen zu Brennstoffen und CO2-Preisannahmen für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050; Quellen: [Eia15, EwGP14, HATT13, Iea15, Worl15]; [ElSa15, Ewie17] 15

Abbildung 2-2 Nettostromerzeugungskapazitäten in Deutschland; eigene Darstellung. 16

Abbildung 2-3 Nettostromerzeugung in Deutschland (vor Abregelung); eigene Darstellung. 17

Abbildung 2-4 Stromnachfrage und -verwendung in Deutschland bis 2050; eigene Darstellung. 19

Abbildung 2-5 Ergebnis der Verkehrsleistung nach Fahrzeugantrieb für alle Segmente in Deutschland bis 2050 (links), Kraftstoffverbrauch des deutschen Straßenverkehrssektors bis 2050 (rechts) 20

Abbildung 2-6 Installierte Leistung PtX (GW_el) in Deutschland (links), Erzeugung PtX-Anlagen (TWh_th) in Deutschland mit PtX-Anwendungsfeld (rechts) 21

Abbildung 2-7 Jahressummen der Stromerzeugung und -verwendung sowie der Im- und Exporte („PtX Verkehr“-Szenario) 23

Abbildung 2-8 Woche im Januar mit der höchsten Last (konventionell und PtX; Stunde 66; „PtX Verkehr“-Szenario) 24

Abbildung 2-9 DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten Last (konventionell und PtX; Stunde 66; „PtX Verkehr“-Szenario) 25

Abbildung 2-10 Woche im Januar mit der höchsten Last (konventionell und PtX; Stunde 91) im „PtX Industrie“-Szenario 26

Abbildung 2-11: DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten Last (konventionell und PtX; Stunde 91) im „PtX Industrie“-Szenario vor (links) und nach (rechts) Umverteilung von Elektrolyseuren 27

Abbildung 2-12 DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten Last (konventionell und PtX) (Stunde 91) im „PtX Verkehr“-Szenario vor (links) und nach (rechts) Umplatzierung von Elektrolyseuren für Industrie und Verkehr; Ausschnitt für NRW 28

Abbildung 2-13 Theoretisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 10 GWh/km²a 30

Abbildung 2-14 Theoretisch durch Wasserstoff substituierbare Jahresarbeit Erdgas für die Gemeinden in NRW bei einer Volumenobergrenze von 15 Vol.-% H_2, basierend auf dem angenommenen saisonalen Verlauf des Gasbedarfs 2050 in den Verteilnetzen NRWs. Für die Gasverteilnetze in NRW ergibt sich im Ergebnis dieser Potenzialanalyse ein Wasserstoffpotenzial von 2.222 GWh für das Jahr 2050. 32

Abbildung 3-1 Technisches und erschlossenes Lastmanagementpotenzial in Deutschland 2050 [in MW] 35

Abbildung 3-2 DSM-Effekt (verschobene Last) in Deutschland, 2050 [in GWh] 36

Abbildung 3-3 Wärmebedarf in NRW 2050, „PtX Industrie“-Szenario, eigene Berechnung und Darstellung, Datenbasis: Gebäudescharfe Berechnungsmethode, dargestellt im 1 x 1 km Raster u.a. unter Verwendung von Daten des LANUV 37

Abbildung 3-4 Räumliche Verteilung der modellierten industriellen Energiebedarfe im Jahr 2015 (links) sowie daraus abgeleitete statische technische Elektrifizierungspotenziale für Dampf und Hochtemperatur-Prozesswärme (rechts) 40

Abbildung 3-5 Spezifische Wasserstoffkosten und spezifische CO_2-Emissionen (Well-to-Tank) in Abhängigkeit vom Szenario (FCEV-Marktanteil) in der Pfadbetrachtung Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr, unterteilt nach Art des Speichers und des Transportes (Transmission & Distribution) 43

Abbildung 3-6: Die drei Säulen des Power-to-Products-Konzepts [Baza17]. 44

Abbildung 3-7: Regionale Verteilung der 422 Umspannwerke (davon 109 in NRW) mit mindestens 5 benachbarten Windenergieanlagen und Nähe zum Gastransportnetz auf NUTS-3-Ebene 47

Abbildung 3-8 Theoretisch durch Wasserstoff substituierbare Jahresarbeit Erdgas bei einer Volumenobergrenze von 5 und 10 Vol.-% H_2 im Erdgas, basierend auf dem saisonalen Verlauf des Erdgasbedarfs Stand 2015. Für NRW ergeben sich in Summe 1.187 bzw. 2.368 GWh/a. 48

Abbildung 3-10: Investitionen und Stromgestehungskosten der Wasserstoff-Rückverstromung in den optimierten Pfaden nach Rückverstromungstechnologie für die Pfadvarianten mit zusätzlichem Ausbau der Stromtransportkapazitäten mittels HGÜ-Erdkabel 51

Abbildung 3-11: Pfadkomponenten für die dezentrale Nutzung von Wasserstoff 53

Abbildung 4-1 Technologiepfade der Demonstrationsanlage 55

Abbildung 4-2: Aufstellung der Einzelanlagen in der Demonstrationshalle 56

Abbildung 4-3: Elektrolysestack des IEK-3 zur Integration in den Teststand 57

Abbildung 4-4 ZBT-Methanisierungsanlage 59

Abbildung 4-5 SNG-Qualität für unterschiedliche Eingangsgase; Daten: 59

Abbildung 4-6: Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung [Vail12] 60

Abbildung 4-7: KWK-System der Demoanlage 61

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1 Vergleich der Modelle und Szenarien von EWI und WI 13

Tabelle 2-2 Modellierte PtX-Technologieportfolios EWI und WI 13

Tabelle 2-3 Zusammenfassung der Ergebnisse der Wärmebedarfsberechnungen sowie der Hochrechnung der Fernwärmepotenziale bzw. maximalen Power-to-Heat Potenziale für die Sektoren Haushalte und GHD in NRW 38

Tabelle 2-4: Ergebnis: Anzahlen qualifizierter Standorte für PtG-Anlagen an Umspannwerken mit lokaler EE-Produktion in den deutschen Bundesländern Stand 2015. Das jeweils größte Ergebnis potenzieller Standorte ist grün hervorgehoben, das geringste rot. 46

ABKÜRZUNGEN

BEV	Batteriebetriebenes Elektrofahrzeug (Battery Electric Vehicle)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CCS	Carbon-Capture-and-Storage
CCU	Carbon-Capure-and-Utilisation
CH_4	Methan
CH_3OH	Methanol
CNG	Komprimiertes Erdgas (Compressed Natural Gas)
CO2	Kohlenstoffdioxid
DSM	Lastmanagement (Demand Side Management)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEX	Europäische Energiebörse (European Energy Exchange)
el	elektrisch
eq	Äquivalent
FCV	Fahrzeug mit Brennstoffzellen-Antrieb (Fuel Cell Vehicle)
FCEV	Hybrid-Fahrzeug mit Brennstoffzellen-Antrieb (Fuel Cell Electric Vehicle)
FW	Fernwärme
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GW	Gigawatt
H_2	Wasserstoff
H_2O	Wasser
HEV	Hybridfahrzeug (Hybrid Electric Vehicle)
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LANUV	Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz
LH_2	Flüssiger Wasserstoff (Liquid Hydrogen)
Lnf	Leichtnutzfahrzeug
LNG	Flüssiges Erdgas (Liquid Natural Gas)
LOHC	Chemischer Wasserstoffspeicher (Liquid Organic Hydrogen Carriers)
MCA	Multikriterielle Analyse
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
NRW	Nordrhein-Westfalen
PEM	Protonen-Austasch-Membran
PEMFC	Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (Polymer Electrolyte Fuel Cell)
PHEV	Plug-in-Hybridfahrzeug (Plug-In Electric Vehicle)
PJ	Petajoule
PtC	Strom-zu-Chemikalien (Power-to-Chemicals)
PtG	Strom-zu-Gas (Power-to-Gas)
PtH	Strom-zu-Wärme (Power-to-Heat)
PtF	Strom-zu-Treibstoffen (Power-to-Fuels)
PtX	Überbegriff für alle Strom-zu-… (Power-to-X-) Technologien
PV	Photovoltaik
SNG	Synthetisches Erdgas (synthetic natural gas)
SOFC	Oxidkeramische Brennstoffzelle (Solid Oxid Fuel Cell)
th	thermisch
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
WEO	World Energy Outlook
WEA	Windenergieanlage
WTT	Quelle-zu-Tank (Well-to-Tank)

1 VIRTUELLES INSTITUT - STROM ZU GAS UND WÄRME

FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM INTEGRIERTEN STROM-, GAS- UND WÄRMESYSTEM

Die Transformation der deutschen Energieversorgung im Rahmen der Energiewende stellt eine große Herausforderung dar. Oberste Ziele sind der Klimaschutz, die Integration erneuerbarer Energien, die Steigerung der Energieeffizienz und der Ausstieg aus der Kernenergie bei gleichzeitiger Sicherstellung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit technischer Lösungen. Damit einhergehend stellen sich weitgreifende Anforderungen durch Einspeisungen in die Netze, aber auch durch gesellschaftliche Präferenzen, die sich z.B. in der Akzeptanz technischer Lösungen dokumentieren.

Um diese Ziele erreichen zu können sind verschiedene technisch-systemische Lösungsansätze notwendig, die einer Flexibilisierung sowohl auf Seiten der Erzeuger als auch der Verbraucher bedürfen. Eine intelligente Kopplung der verschiedenen Sektoren und Energieträger rückt dabei immer weiter in den Fokus der Forschung. Eine zunehmende Bedeutung haben dabei Speicher- und weitere Flexibilitätsoptionen, wie zum Beispiel Demand-Side-Management (DSM), Power-to-Heat (PtH), Power-to-Gas (PtG) oder auch die Erzeugung von chemischen Produkten (PtC) oder Kraftstoffen (PtF).

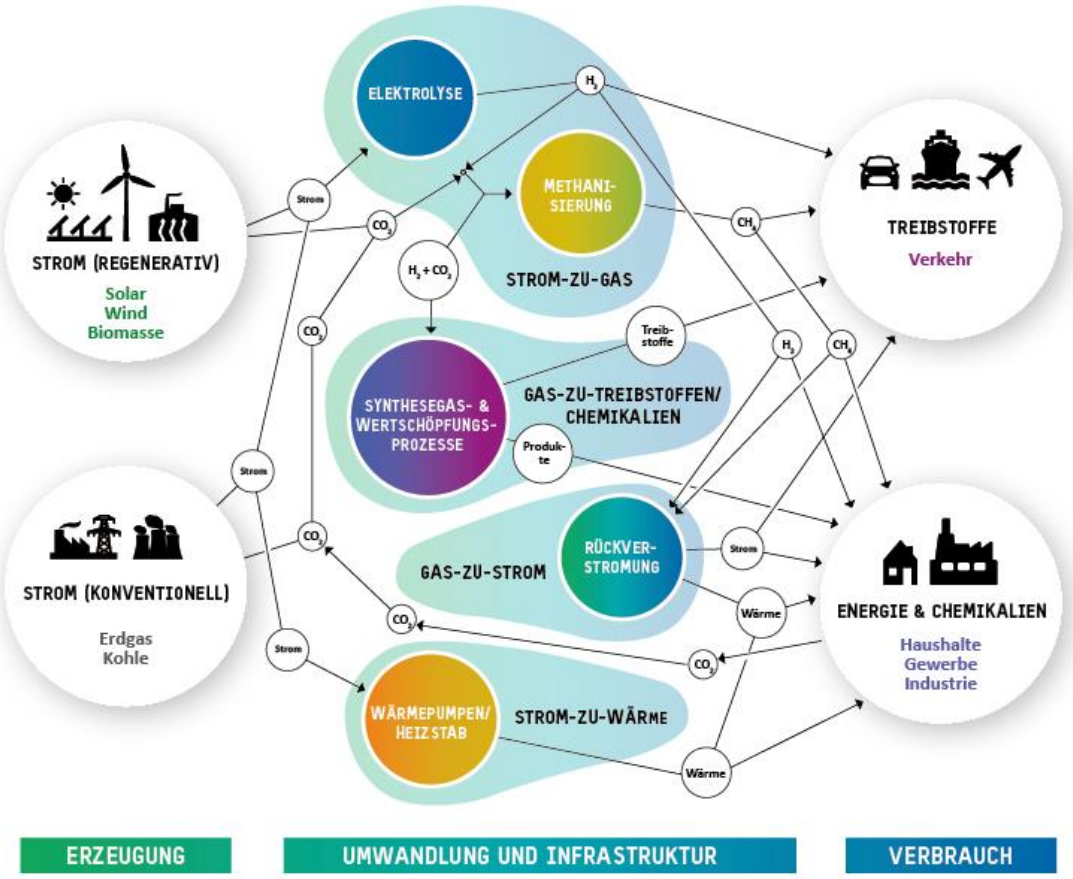

Abbildung 1-1: Netzwerkdiagramm zur Darstellung der Flexibilitätsoptionen im zukünftigen Energiesystem

Nordrhein-Westfalen kann als Energieforschungsland Nr. 1 in Deutschland mit 120 Instituten an 30 Hochschulstandorten sowie 20 außeruniversitären Forschungseinrichtungen wesentliche Beiträge zum Umbau des Energiesystems leisten. Aber die Komplexität der Aufgabe macht es notwendig, die vorhandenen Kompetenzen zu bündeln. Das Instrument des Virtuellen Instituts erlaubt es, das Know-how führender nordrhein-westfälischer Forschungseinrichtungen aus den Bereichen Energiewirtschaft, Energieforschung und Gesellschaftswissenschaft zusammenzuführen. So sollen wesentliche Fragestellungen der Energiewende auf inter- und transdisziplinärer Basis beantwortet werden. Mit dem Begriff „virtuell“ ist verbunden, dass keine Strukturen – personeller oder materieller Natur – neu aufgebaut werden, sondern dass die in NRW vorhandenen Strukturen sich themenspezifisch effizient vernetzen und kontinuierlich zusammenarbeiten.

Das seit Ende 2013 bestehende Konsortium, das unter dem Namen „Virtuelles Institut - Strom zu Gas und Wärme“ (VI SGW) agiert, untersucht Flexibilisierungs- und Speicheroptionen für das zukünftige Energieversorgungssystem. Diese Optionen sind eine wichtige Bedingung für die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien.

Das Vorprojekt von Ende 2013 bis Ende 2014 diente dem Abgleich der Methoden und Modelle der Partner sowie der Entwicklung einer Agenda, welche die zukünftigen Forschungsaufgaben des Forschungsverbundes vorgibt. Diese Agenda orientiert sich an den Bedarfen der Wirtschaft und Wissenschaft, welche in gemeinsamen Stakeholder-Workshops und mittels einer intensiven Studienauswertung ermittelt wurden.

VIRTUELLES INSTITUT NRW
STROM ZU
GAS UND WÄRME

Abbildung 1-2: Wort- und Bildmarke des Virtuellen Institutes

Um den Charakter der gemeinsamen Arbeit zu unterstreichen, gibt es seit 2015 ein gemeinsames Corporate Design (Abbildung 1-2), welches von allen Partnern verwendet wird, um auf Messen und Veranstaltungen aufzutreten und Ergebnisse zu präsentieren. Das Auftreten mit einheitlichem Erscheinungsbild fördert die Identifikation mit dem VI und unterstreicht die gemeinsamen Projektziele.

1.1 MOTIVATION

Die Bundesregierung hat sich gemeinsam mit den Mitgliedsstaaten der Klimarahmenkonvention mit dem Pariser Klimaschutzabkommen verpflichtet, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen. Es trat am 04.11.2016 in Kraft und wurde Stand heute von 180 Staaten ratifiziert. Gemeinsam mit der Europäischen Union (EU) wurden weiterhin Reduktionsziele für Treibhausgasemissionen auf europäischer, nationaler und staatlicher Ebene eingeführt. Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept 2011 eine ambitionierte Klimaschutzstrategie festgelegt, die bis 2030 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % und bis 2050 um 80-95 % gegenüber 1990 vorsieht. Laut dem Energiekonzept der Bundesregierung soll der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 50 % und bis 2050 80 % betragen [BmBm10]. Weitere Ziele umfassen den Atomausstieg und die Erhöhung der Energieeffizienz. Auf der Basis eines eigenen Klimaschutzgesetzes hat NRW einen länderspezifischen Klimaschutzplan beschlossen, der das Pendant zum Energiekonzept sowie dem Klimaschutzplan der Bundesregierung bildet.

Allerdings kann die langfristige Umstellung auf erneuerbare Energien kritische Auswirkungen auf das Stromsystem haben, wenn Limitationen nicht beachtet werden und Systemintegration nicht oder unkoordiniert erfolgt. Zum Beispiel kann in Zeiten mit einem hohen Anteil der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern wie Wind und Photovoltaik das Gesamtangebot von Strom im Energiesystem die Nachfrage übertreffen. Da erneuerbare Energieerzeugung wetterabhängig ist, können kurzfristige Schwankungen im Minutenbereich das Gleichgewicht im Stromsystem sehr stark beeinflussen. Bei zunehmender Angebotskapazität können auch länger anhaltende Überschüsse entstehen, was zu sogenanntem „Überschussstrom“ führt. Aufgrund derzeit unzureichender Flexibilität manifestiert sich dies in zeitweilig negativen Preisen an der Europäischen Energiebörse (EEX). Ohne weitere Maßnahmen wird der Ausbau der erneuerbaren Energiekapazitäten in Zukunft einen weiteren Anstieg dieses Überschussstroms zur Folge haben. Zugleich wird es weiterhin Zeiten geben, in denen das Angebot an erneuerbarem Strom nicht ausreicht, um die Last zu decken. Für diesen Fall bleibt ein Bedarf an Backup-Kapazitäten in Form von z.B. Gasturbinen oder Energiespeichern.

Um einen hohen Grad an Versorgungssicherheit im zukünftigen Energiesystem mit zunehmend schwankender Erzeugung zu gewährleisten, müssen sich Angebot und Nachfrage zeitlich flexibler an Marktveränderungen anpassen können. Technologisch erfolgt dies durch so genannte Flexibilitätsoptionen. Auf Seite der Stromerzeugung wird eine höhere Flexibilität insbesondere dadurch erreicht, dass moderne Kraftwerke flexibler werden, unflexible Kraftwerke aus dem Markt verdrängt werden, erneuerbare Anlagen bedarfsgerechter einspeisen und Einspeisemanagement erfolgt. Auf der Nachfrageseite kann Demand Side Management (DSM) zu einer zeitlichen Verschiebung des Stromverbrauchs in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sowie bei Haushalten führen. DSM ermöglicht auch eine stärker preiselastische Nachfrage. Zudem stellen Speicherkonzepte eine wertvolle Teilmenge der Flexibilitätsoptionen dar, weil sie Flexibilität sowohl erzeugungs- als auch nachfrageseitig bereitstellen.

Es gibt eine Vielzahl an Speicherkonzepten, deren Charakteristika (z.B. Kapazität, Speichervolumina und -dauer, Kosten) sich deutlich voneinander unterscheiden. Für kurzfristige Speicherung ist ein Bedarf für Reserveleistung und Stabilisierung identifizierbar. Der Bedarf an Langfristspeichern nimmt im Verlauf der Energiewende zu, wenn hohe Anteile an Erneuerbarer Energie realisiert werden. Neben Pumpspeicherkraftwerken, deren Potenzial in Deutschland weitestgehend ausgeschöpft ist, gewinnen kleine und große Batteriespeicher an Relevanz.

Analog zum Speicher bietet Power-to-X (PtX) bezogen auf das Stromsystem vor allem negative Flexibilität an. In diesem Fall wird Überschussstrom von PtX-Technologien verbraucht und zur Herstellung von Gas, Wärme oder flüssigen Brennstoffen verwendet, die wiederum zur Energiebereitstellung genutzt werden können. Ein positiver Flexibilitätsbeitrag zum Stromsystem ist durch Rückverstromung von Wasserstoff oder synthetischem Methan zwar auch möglich, jedoch spielt es unter den gegenwärtigen Randbedingungen aufgrund der größeren Gesamtwirkungsgradverluste zurzeit eine untergeordnete Rolle.

PtX-Technologien werden nach thermischer (PtH – Power-to-Heat) und chemischer Speicherung (PtG – Power-to-Gas, PtC – Power-to-Chemicals, PtF – Power-to-Fuels) unterschieden. Diese Technologien dienen der zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch von Elektrizität durch Umwandlung in einen anderen Energieträger bzw. ein chemisches Produkt. Der sektorenübergreifende Charakter von PtX kann eine effiziente Treibhausgasreduktion der Gesamtwirtschaft unter Nutzung vielfältiger Potenziale und Synergien unterstützen. Man spricht in diesem Kontext von Sektorenkopplung und dem Aufbau eines gekoppelten Energiesystems. Die Sektorenkopplung beinhaltet die energietechnische und –wirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Gas, Wärme, Mobilität und nicht-energetischen Industrieprozessen.

1.2 VERBUND DER PARTNER

Das Virtuelle Institut „Strom zu Gas und Wärme“ bündelt die Kompetenzen aus sieben Forschungsinstituten in NRW (Abbildung 1-3). Für das Hauptprojekt übernimmt das Gas- und Wärme-Institut Essen e.V die Gesamtkoordination, die ewi Energy Research and Scenarios gGmbH übernimmt die Koordination für den Teil der Systemanalyse. Das Vorprojekt sowie die ersten Jahre des hier vorgestellten Projektes wurden gefördert durch das Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen. Mit der Neugliederung der Themenressorts 2017 übernahm das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen die Förderung des Forschungsverbundes. Der Cluster EnergieForschung NRW (CEF.NRW) der EnergieAgentur.NRW begleitete das das Projektkonsortium während der gesamten Projektlaufzeit.

Abbildung 1-3: Partner der Virtuellen Instituts Strom zu Gas- und Wärme

GAS- UND WÄRME-INSTITUT ESSEN (GWI)

Das Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) wurde 1937 gegründet und ist ein anerkanntes und weit über Nordrhein-Westfalen hinaus etabliertes Forschungsinstitut. Das GWI ist gemeinnützig und unabhängig und gestaltet seit vielen Jahrzehnten die Energiethemen der Zukunft mit dem Schwerpunkt der Anwendungstechnologien rund um die Gase der öffentlichen Gasversorgung, d. h. Erdgas aus verschiedenen Quellen sowie regenerativ erzeugte Gase. Mit den zentralen Bereichen Forschung & Entwicklung, Prüflabor, Marktraumumstellung sowie Beratung und Weiterbildung ist das GWI Motor für Innovationen und arbeitet gemeinsam mit seinen Mitgliedern und Kunden an der Zukunftsfähigkeit der Energiebranche in einem sich rasant verändernden Umfeld.

Im Fokus der GWI-Forschungsabteilungen stehen die Erforschung, Optimierung und wirtschaftliche Nutzung der Potenziale des Energieträgers Gas mit dem Ziel, erneuerbare Energien zu integrieren, zu

speichern und flexibel bereitzustellen. Schwerpunktmäßig spielen dabei neben den „klassischen“ Themen der Gas- und Verbrennungsforschung zunehmend die Technologien „Power-to-X“, Dekarbonisierung und „Sektorenkopplung“ die Hauptrolle, um die zukünftige Energieversorgung zu sichern und zu den angestrebten Klimaschutzzielen beizutragen. Innerhalb dieser Schwerpunkte führt das GWI praxisorientierte Forschungsvorhaben und Entwicklungsprojekte durch, die größtenteils über Landes-, Bundes- oder EU-Förderprogramme finanziert werden.

EWI ENERGY RESEARCH & SCENARIOS GGMBH (EWI)

ewi Energy Research & Scenarios ist gemeinnützig und versteht sich als Wissensfabrik mit dem Ziel, neues Wissen über zunehmend komplexe Energiemärkte zu schaffen, zu verbreiten und nutzbar zu machen. Die Energiewelt erfährt zurzeit einen dramatischen Wandel mit sich ändernden politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen sowie neuen Technologien und Innovationen. Diese Veränderungen werfen komplexe Fragestellungen auf, für die ewi ER&S Antworten sucht: durch praxisnahe, energieökonomisch fundierte und agenda-neutrale Forschung.

Um einen größtmöglichen Erkenntnisgewinn für die Wissenschaft, die energiepolitische und energiewirtschaftliche Praxis zu schaffen, wendet ewi ER&S neueste volkswirtschaftliche Methoden an. Neben ökonomisch-theoretischen Analysen liegt ein Fokus auf der Verwendung und Weiterentwicklung quantitativer Methoden. Dazu zählen insbesondere detaillierte, computergestützte Modelle der europäischen Strom- und Gaswirtschaft, aber auch weltweiter Energiemärkte wie Kohle und Öl. ewi ER&S erstellt energieökonomische Analysen mit großer Praxisrelevanz. Zu den Auftraggebern von ewi ER&S gehören sowohl öffentliche Institutionen wie etwa die Bundesregierung, die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen, europäische Behörden als auch privatwirtschaftliche Unternehmen, wie etwa große Energieversorger ebenso wie Stadtwerke und Verbände.

RUHR UNIVERSITÄT BOCHUM (RUB), TECHNISCHE CHEMIE (TC)

Die Kompetenzen am Lehrstuhl für Technische Chemie der Ruhr-Universität Bochum reichen von der Grundlagenforschung im Bereich der heterogenen Katalyse und der wissensbasierten Entwicklung von heterogenen Katalysatoren bis hin zur industriellen chemisch-technischen Verfahrenstechnik. Katalytische Prozesse werden in vielen chemischen Prozessen eingesetzt, spielen zunehmend aber auch in der Energietechnik eine wichtige Rolle. Neben der Katalyseforschung beschäftigt sich der Lehrstuhl auch mit photochemischen Prozessen zur Erzeugung von Wasserstoff oder dem Abbau von Schadstoffen. Auch die Umsetzung von Kohlendioxid mit Hilfe von Lichtenergie in chemische Produkte wie z.B. Methanol oder Methan wird untersucht. Der Lehrstuhl verfügt über eine umfangreiche technische Ausstattung. Zurzeit forschen und arbeiten hier etwa 50 MitarbeiterInnen.

FORSCHUNGSZENTRUM JÜLICH (FZJ)

Das Forschungszentrum Jülich, Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft, ist mit weit über 5.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern eines der großen Forschungszentren Europas. Es betreibt

Spitzenforschung zur Lösung großer wissenschaftlicher Herausforderungen in den Bereichen Gesundheit, Energie und Umwelt sowie Information. Ein wichtiger Institutsbereich des FZJ ist das Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK). Das IEK untersucht und entwickelt moderne Energieumwandlungstechniken für den Schutz von Klima und Umwelt und betrachtet umfassend die Folgen der Energienutzung, damit einhergehende Emissionen, sowie gesellschaftliche Interdependenzen.

Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Das IEK-STE analysiert und bewertet Energiesysteme vor dem Hintergrund gesellschaftlicher Leitbilder wie Nachhaltige Entwicklung und entwickelt Strategien zur Transformation von Energiesystemen. Die Arbeiten sind in die Bereiche ‚Energiesysteme und Transformation' und ‚Energieintegration und technische Innovation' gegliedert und nehmen energietechnische, energiewirtschaftliche sowie gesellschaftliche Aspekte und deren Interdependenzen in den Blick. Die Bewertung von einzelnen Techniken (z.B. Speicher) und Technikketten bildet hierbei einen wesentlichen Schwerpunkt. Die methodische Basis hierfür liegt in der Erstellung und Weiterentwicklung fundierter Energiesystemmodelle, in der Adaption und Anwendung sozial- und wirtschaftswissenschaftlicher Methoden und der Berücksichtigung von Wechselwirkungen. Die Analyseergebnisse dienen als Entscheidungshilfen für Akteure aus Politik und Wirtschaft.

Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)

Das Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK-3: Elektrochemische Verfahrenstechnik, Leitung: Prof. Stolten) ist mit seinen 120 Mitarbeitern auf die Erforschung und Entwicklung von Brennstoffzellen und Elektrolyseuren sowie chemischen Reaktoren konzentriert. Dabei werden derzeit die Synthese und Reformierung von flüssigen Energieträgern, die keramische Hochtemperatur-Brennstoffzelle und -Elektrolyse (SOFC und SOE) sowie die Niedertemperatur-Wasserelektrolyse mit saurer Polymerelektrolytmembran (PEM) oder alkalischem Elektrolyten erforscht und weiterentwickelt.

Weiterhin erarbeitet die 25-köpfige Abteilung Verfahrens- und Systemanalyse (VSA, Leitung: Dr. Martin Robinius) in den Gruppen „Mobilität", „Sektorkopplung" und „stationäre Energiesysteme" analytische und methodische Verfahren zur Integration in neue Energiesystemmodelle bzw. nutzt eine Vielzahl an bestehenden Modellen zur energiebezogenen und technikbasierten Verfahrens- und Systemanalyse. Mit dem Fokus auf die relevanten Transformationsprozesse hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung werden regenerativ basierte Energiepfade konzipiert, modelliert und simuliert sowie im Hinblick auf ihre Effizienz, Robustheit, Flexibilität, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit bewertet und verglichen. Diesbezügliche Betrachtungen erfolgen übergreifend in Bezug auf unterschiedliche Energiesektoren sowie territoriale Grenzen.

FRAUNHOFER UMSICHT (FU)

Fraunhofer UMSICHT erarbeitet Innovationen für eine für die Energie- und Rohstoffwirtschaft und möchte mit seiner Arbeit zu einer ressourcenschonenden Gesellschaft und Wirtschaft beitragen. Hierzu erarbeiten die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Instituts wissenschaftliche Ergebnisse und

transferieren diese in Gesellschaft, Politik und Unternehmen. Gemeinsam mit Partnern werden Produkte, Prozesse und Dienstleistungen für die Geschäftsfelder Polymerwerkstoffe, Chemie, Umwelt, Biomasse und Energie entwickelt, die nachhaltigen Kriterien genügen.

WUPPERTAL-INSTITUT (WI)

Das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH wurde 1990 gegründet. Ziel des Institutes ist es, nachhaltige Entwicklung durch einen integrierten Politik- und Wissenschaftsansatz zu fördern. Seine MitarbeiterInnen in den vier Forschungsgruppen erforschen und entwickeln Leitbilder, Strategien und Instrumente für Übergänge zu einer nachhaltigen Entwicklung auf regionaler, nationaler und internationaler Ebene. Im Zentrum stehen Ressourcen-, Klima- und Energieherausforderungen in ihren Wechselwirkungen mit Wirtschaft und Gesellschaft. Die Analyse und das Induzieren von (System-)Innovationen zur Entkopplung von Naturverbrauch und Wohlstandsentwicklung bilden einen Schwerpunkt seiner Forschung. Das Wuppertal Institut beschäftigt sich im Kern mit der Erforschung von Transformationsprozessen auf unterschiedlichen Ebenen, vor allem mit Bezug auf die im Kontext der Energiewende anstehenden Veränderungsprozesse sowie den Bereich urbaner Infrastrukturen. Eine solche Transition-Forschung ist dabei vom Wesen her inter- und transdisziplinär: Ausgehend von konkreten gesellschaftlichen Veränderungsanforderungen integriert sie nicht nur das Wissen unterschiedlicher Disziplinen, sondern auch das Wissen der beteiligten Akteure. Neben Systemwissen (d.h. das Wissen über die sozio-technischen Interaktionen im System) spielt dabei die gemeinsame Erarbeitung von Zielwissen (d.h. das Wissen über die Ziele, die verfolgt werden sollen und die damit ggf. verbundenen Zielkonflikte) sowie Transformationswissen (d.h. das Wissen über die Gestaltung und erfolgreiche Umsetzung von Veränderungsprozessen) eine zentrale Rolle.

ZENTRUM FÜR BRENNSTOFFZELLENTECHNIK GMBH (ZBT)

Das Zentrum für BrennstoffzellenTechnik in Duisburg ist ein anerkannter Forschungsstandort für Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnik. In einem interdisziplinären Team arbeiten ca. 70 hochqualifizierte Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter an der Entwicklung und Optimierung von innovativen Lösungen zur Erzeugung von Wasserstoff, wasserstoffbasierten Energieträgern und deren Rückverstromung für die Einsatzbereiche Elektromobilität, Stromerzeugung und Kraftwärmekopplung. Forschungsprojekte und Dienstleistungen des ZBT umfassen dabei einen weiten Bereich, ausgehend von der Entwicklung von Reformer-, Elektrolyse- und SNG-Technologien, Brennstoffzellenstacks und kompletten Systemen über die Erprobung von Produktions- und Fertigungstechnologien für Bipolarplatten, Brennstoffzellenkomponenten und -stacks bis hin zur Prüfung marktnaher Prototypen und Produkte hinsichtlich Zulassungsfragen. Ergänzend sind auch zukunftsweisende Batterietechnologien Teil der Forschungsarbeiten. Als unabhängige Forschungseinrichtung orientiert sich ZBT bei seiner Arbeit konsequent an den Anforderungen der anwendungsnahen Forschung & Entwicklung.

1.3 PROJEKTREALISIERUNG

Im Rahmen des Vorprojekts des Virtuellen Instituts Strom zu Gas und Wärme entstand eine Forschungsagenda, welche die wichtigsten Fragestellungen des hier vorgestellten Projektes vorgibt, um Flexibilitätsoptionen im Energiesystem umfassend zu beleuchten. Es ist durch drei unterschiedliche Bearbeitungs-Ansätze charakterisiert, die sich wechselseitig ergänzen.

Ein übergreifender Ansatz ist die **Systemanalyse**. Welche Rolle die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen im Energiesystem einnehmen, hängt neben ihrem Reifegrad und Fragen der Wirtschaftlichkeit im Wesentlichen davon ab, inwieweit die einzelnen Technologien in Konkurrenz zueinanderstehen oder sich ergänzen. Darüber hinaus spielen Faktoren wie zukünftige Markt- und Preisentwicklungen sowie regulatorische Rahmenbedingungen eine entscheidende Rolle. Das Virtuelle Institut liefert hierzu wichtige Beiträge, um Systemzusammenhänge herauszuarbeiten und das Energiesystem für unterschiedliche Zukunftsszenarien zu modellieren. Diese Einordnung ermöglicht die Entwicklung von Strategien für den Einsatz von PtX-Technologien in NRW und die Ableitung von NRW-spezifischen Transformationspfaden/-korridoren/-optionen.

Besonders wichtig für die saisonale Speicherung sind dabei Querschnittstechnologien wie z. B. Elektrolyseure (PtG), die unter Voraussetzung hoher Verfügbarkeit und technischer Reife an geografischen Kopplungspunkten von Gas- und Stromnetz eingesetzt werden können. Das Hauptprojekt liefert u.a. **Standortanalysen und Potenzialanalysen für PtX-Anlagen**, die mithilfe unterschiedlicher Energiesystemmodelle entwickelt wurden. Grundlegende Standortfragen können nicht aus Sicht eines einzelnen Energienetzes oder individuellen Sektors beantwortet werden. Um zum Erfolg der Energiewende zu beizutragen, muss vielmehr die zukünftig verstärkt umgesetzte Sektorenkopplung den Anforderungen sowohl technischer als auch wirtschaftlicher Effizienz gerecht werden und adäquate Maßnahmen auf Verteilungs- und Endanwendungsseite adressieren.

Eine weitere zentrale Säule der hier durchgeführten Forschungsarbeiten bilden **Technologiepfadanalysen.** Die Pfade betrachten einzelne Technologieketten und konkretisieren auf der Basis konsistenter Datensätze, abgestimmter Parameter und angepasster Modelle die technischen Potenziale dieser Flexibilitätsoptionen. Während im Vorprojekt vornehmlich qualitative Untersuchungen im Vordergrund standen, wurden im Hauptprojekt quantitative Untersuchungen auf Basis der bisher erarbeiten Ergebnisse und den Annahmen aus der Systemanalyse durchgeführt.

Abgerundet werden die theoretischen Arbeiten durch **experimentelle Begleitforschung**. Hier werden Technologien hinsichtlich Effizienz und Systemintegrierbarkeit weiterentwickelt. Die Sektorenkopplung zwischen Strom-, Gas- und Wärmesystem, die Flexibilisierung beim Anlagenbetrieb sowie die Weiterentwicklung der Speichersysteme sind notwendige Bausteine für eine erfolgreiche Energiewende. Diese Anforderungen setzen eine gute Systemintegration aller Anlagenkomponenten voraus. Dazu stellen die beteiligten Institute verschiedene Technologie-Einheiten zu einer gemeinsamen Demonstrationsanlage zusammen. Am Standort des Gas- und Wärme-Instituts in Essen ist ein Gesamtsystem entstanden, das Komponenten wie eine PEM-Elektrolyse, eine katalytische Methanisierung und ein KWK-System zur Nutzung des erzeugten synthetischen Gases beinhaltet.

2 SYSTEM- UND STANDORTANALYSEN

Zielsetzung und Vorgehen der System- und Standortanalysen

Die Ziele der System- und Standortanalysen für Power-to-X-Technologien als Flexibilitäts- und Dekarbonisierungsoptionen umfassen insbesondere:

- die Untersuchung von „Power-to-Gas“ und „Power-to-Heat“ sowie weiterer Flexibilitätsoptionen im Energiesystem unter verschiedenen Randbedingungen zur Unterstützung der Energiewende,
- die Analyse des Technologiespektrums „Strom zu Gas und Wärme“ im Rahmen von sektorenübergreifenden Betrachtungen,
- sowie die Weiterentwicklung von Daten, Modellen und Know-How durch einen ständigen Austausch innerhalb der Partnerinstitute

Band I des Abschlussberichtes gliedert sich in zwei Teile, die sich nach methodischem Ansatz unterscheiden:

Im ersten Teil (A), „Integrierte Strommarkt- und Stromnetzbetrachtung anhand von Langfristszenarien bis 2050“, führen EWI, WI und IEK-STE eine Systemanalyse durch. Dazu werden zwei Langfristszenarien mit unterschiedlichen Dekarbonisierungsstrategien definiert, einmal mit Fokus auf dem Verkehrssektor (EWI) und einmal mit Fokus auf der Industrie (WI), um bis 2050 eine Minderung der jährlichen Treibhausgasemissionen um mindestens 80% im Vergleich zum Referenzjahr 1990 zu erreichen. Mit Hilfe von Energiesystemmodellen wird der mögliche Einsatz und Beitrag von Power-to-X und weiteren Flexibilitätsoptionen im Energiesystem bis 2050 untersucht. Die Ergebnisse beider Szenarien fließen anschließend in ein integriertes Strommarkt- und Stromnetzmodell des IEK-STE ein, in dem die Auswirkungen der aus den Szenarien abgeleiteten Stromerzeugungen und -verwendungen auf die Leistungsströme im Übertragungsnetz untersucht werden. Durch die Zusammenführung von drei verschiedenen, sich ergänzenden Modellen aus drei Forschungsinstituten wird das Konzept eines Virtuellen Instituts in die Praxis umgesetzt.

Im zweiten Teil (B), „Standortanalysen für Flexibilitätsoptionen im Energiesystem“, wird die Frage nach potenziellen Standorten für Power-to-X-Anlagen vor allem in NRW sowie in Deutschland in den Fokus der Untersuchung gerückt. Hierzu werden zwei unterschiedliche geoinformationsbasierte Ansätze verfolgt:

Die Arbeiten am Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) basieren auf den in Band II ausführlich vorgestellten Pfadanalysen zu den drei Themenkomplexen Strom-zu-Wärme im Haushaltssektor (Pfad 2A) sowie Wasserstoffeinspeisung in Gastransportnetze (Pfad 5A) und Gasverteilnetze (Pfad 5B). Es handelt sich um GIS-basierte Potenzialstudien für den Betrachtungsraum NRW unter der Annahme der zukünftigen Integration dieser Systempfade ins Energiesystem. Die Szenarioannahmen führen zu geoinformatischen Filterkriterien, die der Identifikation von potenziell geeigneten PtH- bzw. PtG-Standorten dienen. Im Ergebnis der mehrstufigen Analysen stehen solche potenziellen Standorte, die als besonders geeignet bewertet wurden.

Die Standortanalysen des Wuppertal Instituts (WI) basieren auf einer multikriteriellen Bewertungsmethode. Dafür werden im Vergleich zum GWI zwei verschiedene Anwendungsfälle für eine Markteinführung von PtG-Anlagen betrachtet. Einmal dezentrale netzdienliche Anlagen zur Erzeugung und möglichst lokalen Nutzung von Wasserstoff und einmal netzdienliche Anlagen zur Erzeugung und Einspeisung von Methan ins Gasnetz. Für die Bewertung geeigneter Standorte werden je nach Fall bis zu 12 verschiedene Kriterien verwendet. Im Ergebnis entsteht eine Reihe von Karten mit Standorten unterschiedlicher Güte für die betrachteten Kreise bzw. kreisfreien Städte, durch deren Vergleich sowohl Sensitivitäten als auch potenziell besonders geeignete Gebiete identifiziert werden.

2.1 TEIL A: INTEGRIERTE STROMMARKT- UND STROMNETZBETRACHTUNG ANHAND VON LANGFRISTSZENARIEN BIS 2050

Im deutschen Energiekonzept sowie im Klimaschutzplan 2050 wurden ehrgeizige Ziele benannt, die nicht nur auf die Dekarbonisierung des gesamten Energiesektors, sondern auch auf einzelne Sektoren abzielen [BmBm10, Bmu16]. Doch nicht jeder Sektor hat bisher entsprechend zur Dekarbonisierung beigetragen: So schreibt das Energiekonzept beispielsweise vor, den Endenergieverbrauch im Verkehrssektor bis 2050 um 40 % zu senken - allerdings wurde bisher keine Reduktion der Treibhausgasemissionen erreicht. Tatsächlich ist die Menge der CO_2-Emissionen im deutschen Straßenverkehr seit 2005 mit 150 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent pro Jahr konstant geblieben [KMKD16, Uba12]. Auch die industriellen Prozessemissionen sind seit 2008 nahezu konstant. Zusammen mit der Energiewirtschaft verursachen die Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie fast 90 % der deutschen Treibhausgasemissionen.

Die Elektrifizierung und PtX-Technologien haben sich als eine mögliche Optionen zur Dekarbonisierung eines breiten Spektrums von Sektoren herausgestellt. Strom kann direkt als Antriebsenergie im Straßenverkehr, z.B. in Plug-in-Hybrid- (PHEV) und Batterie-Elektrofahrzeugen (BEV), oder zur Herstellung von PtX-Kraftstoffen wie PtG-LNG oder PtF-Diesel verwendet werden. Für die Industrie könnten die elektrische Wärme- oder Dampferzeugung sowie Power-to-Chemicals die konventionellen Quellen ersetzen. Damit ist PtX in der Lage, nicht nur "CO_2-arme" Kraft- und Wertstoffe für den Verkehrs- und Industriesektor zu liefern, sondern auch dem Stromsektor Flexibilität zu bieten. Insbesondere bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien können PtX-Systeme Strom in Zeiten sehr niedriger Nachfrage aus dem Netz aufnehmen und in Zeiten hoher Nachfrage und geringer Einspeisung erneuerbarer Energien synthetisches Gas zur Stromerzeugung anbieten. PtX kann ferner zur regionalen Netzstabilität beitragen und damit Netzengpässe entlasten und somit den Stromnetzausbaubedarf reduzieren.

Zwei Szenarien für die Systemanalyse

Zwei Szenarioanalysen wurden von EWI und WI definiert und jeweils mit ihren Modellen analysiert: Das „PtX Verkehr“-Szenario von EWI und das „PtX Industrie“-Szenario von WI. Dabei werden verschiedene Analyseschwerpunkte in Bezug auf technologische, sektorale, zeitliche und räumliche Auflösung gesetzt und integriert. Das „PtX Verkehr“-Szenario wird mit einem Gesamtkosten-

minimierenden Energiesystemmodell errechnet. Im „PtX Industrie“-Szenario untersucht das WI insbesondere Klimaschutz- und PtX-Strategien im Industriesektor unter dem Gesichtspunkt einer weitgehenden Minderung der Treibhausgase im Gesamtsystem. Anschließend führte das IEK-STE eine regionalisierte Untersuchung des Stromübertragungsnetzes durch, um die Netzauslastung und das Engpassmanagement zu simulieren und die netzdienliche Fahrweise von PtX-Anlagen zu betrachten. Tabelle 2-1 vergleicht die Kerneigenschaften der untersuchten Szenarien. Für das „PtX Verkehr“-Szenario wird eine ökonomische Optimierung mit einer erweiterten Version des am EWI entwickelten Strommarktmodells „DIMENSION“ durchgeführt. Das Modell simuliert, wie sich die in Europa installierten Kapazitäten von Kraftwerken und Stromspeichern zukünftig entwickeln. Das „PtX Industrie“-Szenario ermittelt THG-Minderungspotenziale basierend auf einer Teiloptimierung (Kraftwerkseinsatz) innerhalb des WISEE-Modells des WI.

Tabelle 2-1 Vergleich der Modelle und Szenarien von EWI und WI

Szenarioname	**„Power-to-X für den Verkehr“-Szenario**	**„Power-to-X für die Industrie“-Szenario**
Modellname	EWI DIMENSION	WI WISEE
Modelllogik	Ökonomische Optimierung (Kostenminimierung)	Ermittlung von THG-Minderungspotenzialen, Teiloptimierung (Kraftwerks- und Flexibilitäten-Einsatz)
Zielbild	Kostenminimierende Investitions- und Dispatchentscheidungen	Mit Stakeholdern abgestimmte Transformationspfade
Systemgrenzen	Europäisches Strom- und Wärmesystem sowie deutscher Straßenverkehr	Gesamtes deutsches bzw. NRW-Energiesystem, inkl. Stromsystem Nachbarstaaten
Randbedingungen	Anteil EE an inländischer Stromerzeugung: ≥ 80 % bis 2050	
	THG-Minderung im Verkehr: ≥43 % bis 2030 (Klimaschutzplan); ≥ 80 % bis 2050	THG-Minderung in NRW und Bund: ≥ 80 % (Zielwert mit iterativer Annäherung) bis 2050

Obwohl der Fokus der Szenarioanalyse auf einer Gesamtsystembetrachtung liegt, werden in den Szenarien sektorspezifische Schwerpunkte gelegt, basierend auf der Expertise der jeweiligen Institute. Wie Tabelle 2-1 zeigt, werden zusätzliche THG-Minderungsziele für den Verkehrssektor im „PtX Verkehr“-Szenario und für das industrieintensive NRW im „PtX Industrie“-Szenario berücksichtigt. Dazu werden unterschiedliche PtX-Anwendungsfelder in den jeweiligen Modellen abgebildet, um das Potenzial verschiedener PtX-Prozesse in dem Verkehrssektor sowie in der Industrie genauer zu bestimmen. Tabelle 2-2 gibt einen Überblick, wie sich die Szenarien beziehungsweise die Modelle in ihren PtX-Anwendungen unterscheiden.

Tabelle 2-2 Modellierte PtX-Technologieportfolios EWI und WI

	PtX-Anwendungsfeld	EWI-„PtX Verkehr“	WI-„PtX Industrie“
PtG	Wasserstoff zur **Beimischung** im Erdgasnetz	x	
	Wasserstoff zur **Methanisierung** im Verkehr (mit Gas- bzw. Flüssigspeicher)	x	
	Wasserstoff für **Brennstoffzellen** im Verkehr (mit Gasspeicher)	x	x
	Wasserstoff für **Brennstoffzellen** im Verkehr (mit Flüssigspeicher)	x	
	Wasserstoff als **Reduktionsmittel**		x
	Wasserstoff als **Feedstock** in der Chemieindustrie	x	x
PtF	Wasserstoff zur Erzeugung von **synthetischen Flüssigkraftstoffen** (Power-to-Fuel)	x	
PtH	Power-to-Heat – **Wärmepumpen**		x
	Power-to-Heat - **Einspeisung** in **Fernwärme**-Netze	x	
	Power-to-Heat - **Deckung der Spitzennachfrage** der Industrie	x	
	Power-to-Heat - **Dampferzeugung** in der Industrie		x

In einem zweiten Schritt übernimmt IEK-STE die Ergebnisse aus der Szenarioanalyse wie u.a. installierte Kapazitäten und Erzeugungsmengen, um eine regionalisierte Untersuchung durchzuführen. Basierend auf diesen Szenarien werden mittels einer integrierten Strommarkt- und Stromnetzmodellierung insbesondere Auswirkungen der beiden Szenarien auf das deutsche Stromübertragungsnetz simuliert. Dabei reicht das räumliche und technische Spektrum des Modells von der Abbildung des künftigen europäischen und deutschen Kraftwerkseinsatzes, über die regionalisierte Nachfragestruktur bis hin zur Darstellung resultierender regionaler und struktureller Engpässe des Übertragungsnetzes.

2.1.1 GEMEINSAMER SZENARIORAHMEN

Um eine weitgehende Vergleichbarkeit der verschiedenen Analysen zu gewährleisten, wurde die Festlegung eines gemeinsamen Szenariorahmens beschlossen. Dazu wurden Rahmendaten, die als exogene Inputdaten in die Simulationsmodelle einfließen, unter den Instituten abgestimmt. Dazu gehören CO_2- und Brennstoffpreise, spezifische Investitionen in Kraftwerks-Technologien, Anteile von EE am Stromverbrauch, Grenzkuppelkapazitäten sowie technische und ökonomische Rahmendaten zu PtX-Technologien.

Alle Szenarien unterliegen dem CO_2-Preispfad der BMWi-Energiereferenzprognose [EwGP14] sowie den Zielen der Bundesregierung zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland [Bmjv17]. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt bis 2025 anhand exogen vorgegebener Ausbauziele für Deutschland und Europa, wobei die Ziele als Untergrenze für den möglichen EE-Ausbau implementiert werden. Von 2025 bis 2050 werden für Deutschland außerdem die prozentualen EE-Ausbauziele, bezogen auf den Stromverbrauch (inkl. PtX und E-Mobilität), hinterlegt, die ebenfalls auf dem Energiekonzept 2010 der Bundesregierung basieren [BmBm10]. Dies führt dazu, dass im Gegenzug

konventionelle Kraftwerkskapazitäten, die insbesondere in NRW stehen, mittel- bis langfristig stark reduziert werden.

Der EE-Ausbau wird flankiert durch die begründete Annahme weiterer Kostendegressionen insbesondere bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und PV. Diese werden durch Lern- und Skaleneffekte auf Technologieebene getrieben. Dadurch sinken die Investitionskosten annahmegemäß für Wind Onshore zwischen 2020 und 2050 um gut 14%, für Wind Offshore um 25%, für PV-Dachanlagen um 42% und für PV-Freiflächenanlagen um 51%.

Die Investitionskosten für konventionelle Stromerzeugungstechnologien basieren auf dem IEA-WEO 2014 [Iea14] sowie der EWI Kraftwerksdatenbank [Ewie17]. Die Annahmen zu CO_2- und Brennstoffpreisen sind zusammen mit den gemeinsamen Annahmen zur Kostenentwicklung von verschiedenen PtX-Technologien in der folgenden Abbildung 2-1 dargestellt. Demnach bleiben die Investitionskosten für PtH-Technologien über den Zeitraum relativ konstant, so dass hier künftig rein ökonomisch keine zusätzlichen Vorteile und damit angebotsseitigen Treiberfaktoren zu erwarten sind. Die Investitionskosten für Elektrolyseure können im Rahmen der Annahmen zwischen 2020 und 2050 um ca. 55% und diejenigen für Methanisierungs- und PtF-Anlagen um etwa 33 % gesenkt werden. Diesbezüglich ist also mit signifikanten zusätzlichen ökonomischen Anreizen entsprechender Investitionen zu rechnen.

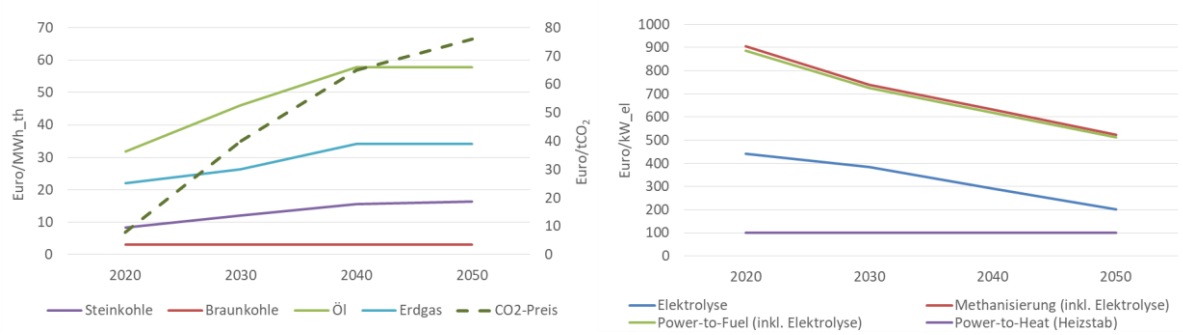

Abbildung 2-1: Annahmen zu Brennstoffen und CO2-Preisannahmen für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050; Quellen: [Eia15, EwGP14, HATT13, Iea15, Worl15]; [ElSa15, Ewie17]

Für Deutschland wird die zusätzliche Stromnachfrage durch PtX und Elektromobilität in den Modellen von EWI und WI endogen ermittelt. Die „konventionelle“ Stromnachfrage wird beim WI ebenfalls endogen bestimmt, beim EWI dagegen geht die „konventionelle“ Stromnachfrage exogen in die Modellierung ein, basierend auf dem „Constrained Progress“-Szenario des TYNDP (für 2030) und dem „Small & Local“ Szenario der E-Highways Studie (für 2040 und 2050).

Die Entwicklung des Stromtransportnetzes in Deutschland im Zeitverlauf wird entsprechend des Netzentwicklungsplans (NEP) 2012 bis zum Jahr 2035 übernommen [HATT12] und als danach unverändert bis zum Jahr 2050 angenommen. Der Grund dafür ist, dass es über das Jahr 2035 hinaus keine vergleichbar belastbaren Aussagen zur Netzentwicklung in Deutschland gibt. Durch die Übertragung der Netzkapazitäten für das Jahr 2035 auf das Jahr 2050 kann am Ende die Frage

beantwortet werden, ob und in welchen Regionen dieses Stromnetz für die im Jahr 2050 resultierenden Lastflüssen ausreicht.

Die Grenzkuppelkapazitäten zwischen den europäischen Ländern, die für den Austausch und damit die europaweite Flexibilisierung wichtig sind, werden exogen bestimmt. Für das Jahr 2020 werden sie aus dem TYNDP übernommen. Für 2030 und 2040 basieren die Grenzkuppelkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern auf dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) [HATT15]. Der Stromaustausch zwischen den restlichen Ländern in 2030 und 2040 wird durch Grenzkuppelkapazitäten, basierend auf dem TYNDP sowie E-Highways, begrenzt. In 2050 werden die Grenzkuppelkapazitäten für alle Länder aus dem E-Highways „Small & Local“ Szenario übernommen.

2.1.2 ERGEBNISSE DER SZENARIOANALYSEN

PtX im Stromsystem: Vergleich der Szenarien „PtX Verkehr“ und „PtX Industrie“

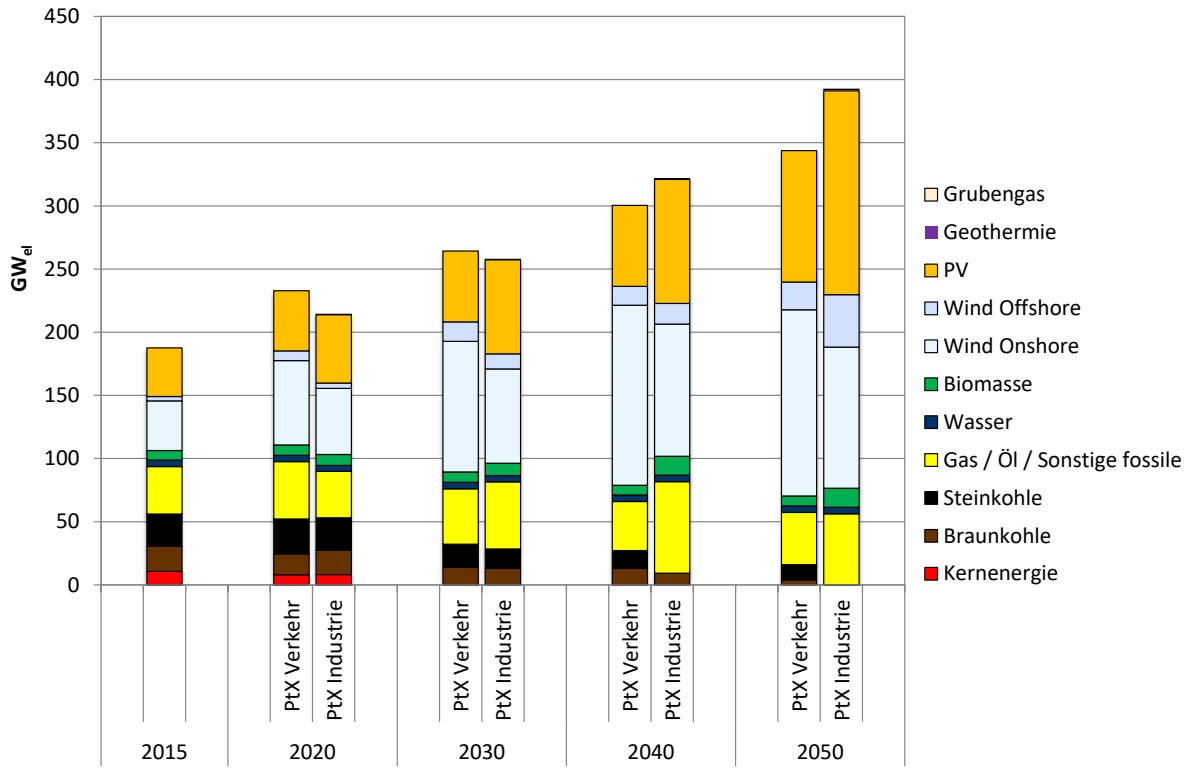

Abbildung 2-2 Nettostromerzeugungskapazitäten in Deutschland; eigene Darstellung.

Beim Vergleich der Stromerzeugungskapazitäten bis 2030 in der Abbildung 2-2 fällt zunächst der unterschiedliche Verlauf in den beiden Szenarien auf. Das „PtX Verkehr“-Szenario weist für 2020 und 2030 einen höheren Ausbau an erneuerbaren Energien aus als das „PtX Industrie“-Szenario, während die Kapazitäten für fossile Kraftwerke in beiden Szenarien fast gleich sind. Der Ausbau der erneuerbaren Energien im „PtX Verkehr“-Szenario ist dabei durch das anspruchsvolle 2030-Ziel für den

Verkehr zusammen mit dem 2030-Ausbauziel von einem 50%-Anteil der erneuerbaren Energien an der inländischen deutschen Stromerzeugung (inkl. PtX und E-Mobilität) getrieben. Das „PtX Industrie“-Szenario orientiert sich bezüglich des Ausbaus von Stromerzeugungskapazitäten mittelfristig an den mit Stakeholdern in NRW abgestimmten Projektionen. Hinsichtlich der fossil gefeuerten Wärmekraftwerke wirken sich nicht nur die abgestimmten Rahmendaten zu den Lebensdauern der Kraftwerke aus, auch die Reinvestition in Gaskraftwerke verläuft in ähnlichem Umfang.

Im Jahr 2040 fällt die kurzfristig höhere Leistung der fossil gefeuerten Kapazitäten im WI-Szenario „PtX Industrie“ ins Auge. Hier macht sich der angenommene vorzeitige Ausstieg aus der Steinkohleverstromung bemerkbar, der (bei weiterhin beschränkten Austauschkapazitäten mit dem Ausland) mittelfristig eine relativ starke Kompensation durch Gaskraftwerke notwendig macht. Erst in 2040 werden hier gezielt Stromerzeugungskapazitäten für Power-to-X Anwendungen ausgebaut (siehe Abbildung 2-4). Bis 2050 besteht die installierte Kapazität überwiegend aus erneuerbaren Energieträgern: Während im „PtX-Verkehr“-Szenario vor allem zusätzliche Onshore-Windkapazitäten dazu beitragen, werden im „PtX-Industrie“ Szenario deutlich höhere Offshore-Windleistungen sowie PV-Leistungen zugebaut. Dazu bieten Gas- (in beiden Szenarien) sowie Kohlekraftwerke (im „PtX-Verkehr“-Szenario) gesicherte Leistung im Stromsystem an.

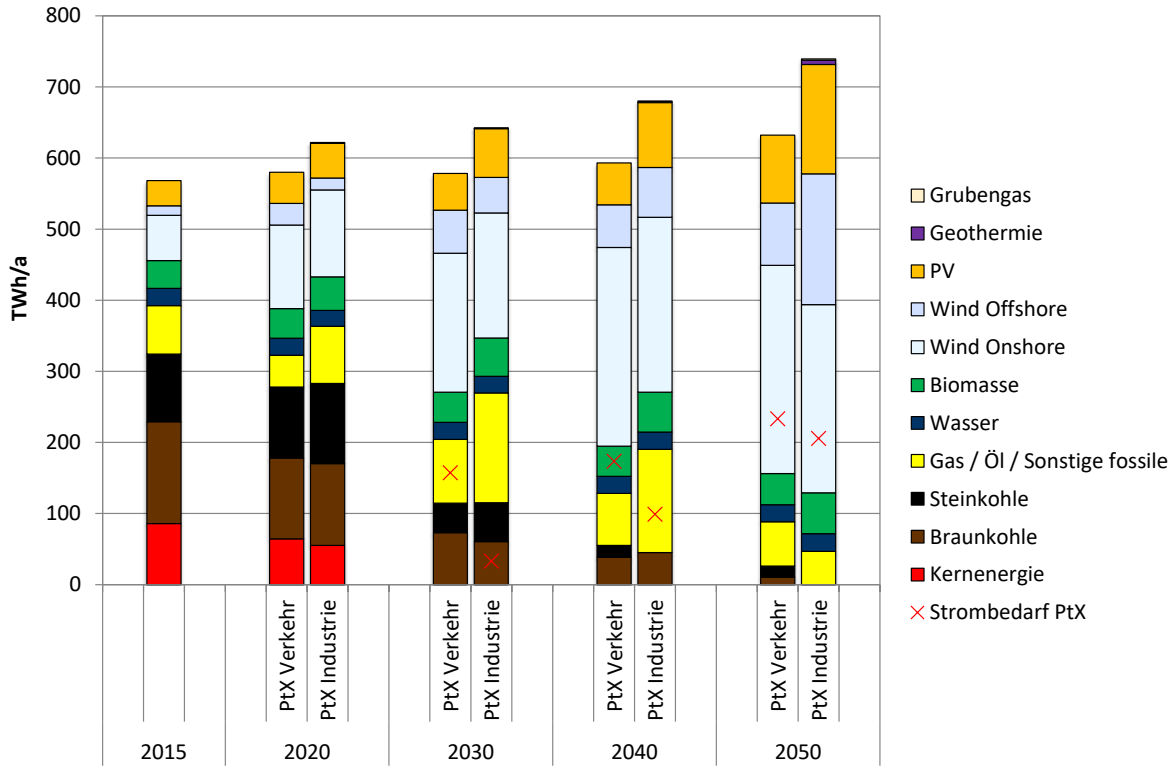

Abbildung 2-3 Nettostromerzeugung in Deutschland (vor Abregelung); eigene Darstellung.

Bei Betrachtung der Nettostromerzeugung in der Abbildung 2-3 fällt auf, dass sich die Auslastungen der Kohlekraftwerke in beiden Szenarien trotz unterschiedlicher Optimierungslogiken kaum unterscheiden. Die konventionelle Stromerzeugung nimmt in beiden Szenarien stark ab. Im „PtX

Industrie“-Szenario wird von einem vollständigen Ausstieg aus der Stein- und Braunkohleverstromung bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Demgegenüber werden im „PtX Verkehr“ Szenario nach einem kontinuierlichen Rückgang bis zum Jahr 2050 noch geringe Anteile an der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken unterstellt.

Die Auslastung der Gaskraftwerke unterscheidet sich dagegen deutlich: Während das „PtX Industrie“-Szenario mittelfristig (bis 2030) eine erhöhte Auslastung der Gaskraftwerke in Deutschland ausweist (mit in der Spitze knapp 3000 Jahresvolllaststunden durchschnittlich für 2030), dreht sich der Stromaustauschsaldo im „PtX Verkehr“-Szenario relativ schnell von Netto-Export (heute) zu einem Netto-Import um. Durch das 2030-Dekarbonisierungsziel im deutschen Straßenverkehrssektor gibt es schon 2030 in dem „PtX Verkehr“-Szenario einen hohen Strombedarf von PtX-Anlagen, was zu höheren Importmengen führt.

Langfristig verzeichnet Deutschland einen Rückgang der Nettoexportbilanz und wird im Falle des „PtX Verkehr“-Szenarios ab 2025 zum Nettoimporteur von Strom. Dieser Effekt resultiert aus Entwicklungen im Ausland, in Form von steigenden Anteilen erneuerbarer Energien und Kernkraftkapazitäten in Kombination mit verstärkten Stromaustauschkapazitäten innerhalb des EU-Binnenmarktes, sowie auf nationaler Ebene, hinsichtlich des deutschen Kernenergieausstieges und der gleichzeitigen Dekarbonisierung auf Basis zusätzlicher Elektrifizierung und PtX. Für das Land NRW zeigt sich zudem, dass es als bisher stark von CO_2-intensiver Stromerzeugung geprägtes Bundesland langfristig in diesem Segment deutlich an Gewicht verliert, jedoch ein Schwerpunkt der Stromnachfrage bleiben wird.

In 2050 gilt für beide Szenarien die Rahmenbedingung eines Anteils von mindestens 80% erneuerbarer Energien an der inländischen Stromerzeugung. Diese Anforderung wird im Szenario „PtX Industrie“ deutlich übererfüllt.

Die folgende Abbildung 2-4 zeigt die unterschiedlichen Dynamiken in den beiden Szenarien bezüglich der Nettostromnachfrage im Allgemeinen sowie der Nutzung von Power-to-X im Besonderen auf.

Die Dekarbonisierung basiert auf großen Strommengen aus erneuerbaren Energien, welche unter anderem mittels flexiblen PtX-Anlagen in Form von chemischen Energieträgern gespeichert werden können. In beiden Szenarien überkompensiert der erhöhte Strombedarf durch PtX die Energieeffizienz in den restlichen (konventionellen) Stromanwendungen deutlich. Während letztere über den gesamten Szenariohorizont in beiden Szenarien um etwa 13 % (oder 0,4 % p.a.) sinkt, steigt die gesamte Nettostromnachfrage von heute 540 TWh bis auf 700 TWh („PtX Verkehr“) bzw. 680 TWh („PtX Industrie“) an.

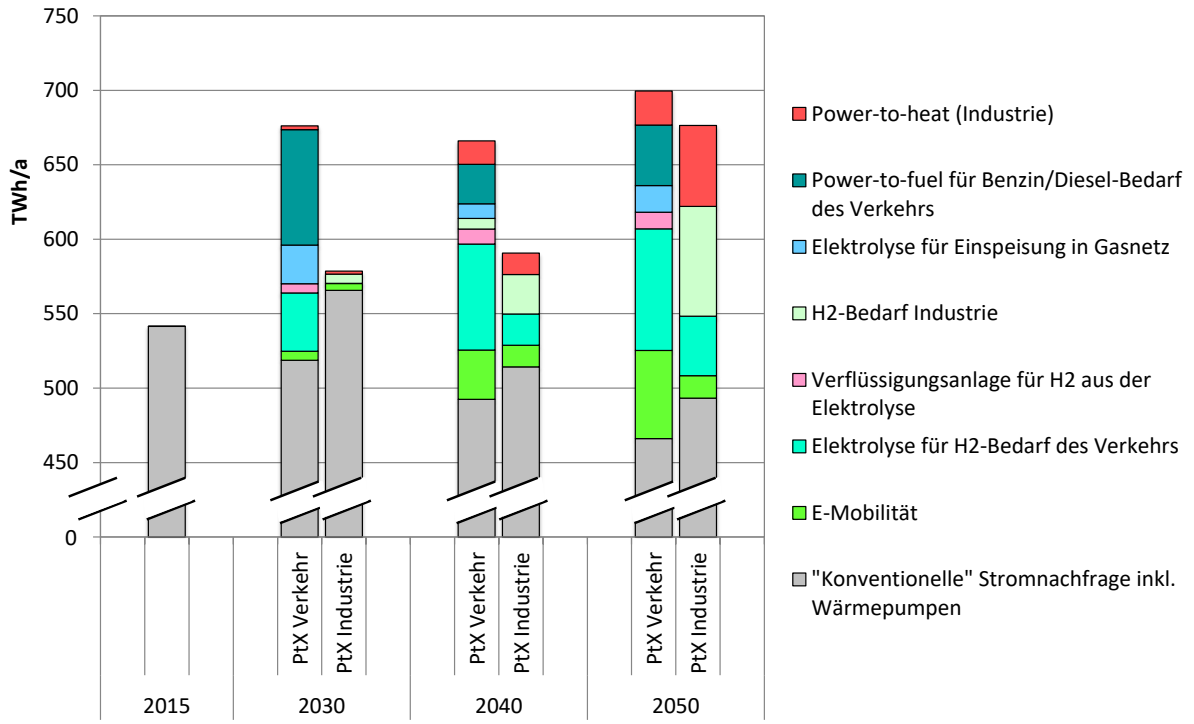

Abbildung 2-4 Stromnachfrage und -verwendung in Deutschland bis 2050; eigene Darstellung.

Im „PtX Verkehr"-Szenario liegt ein besonderer Fokus auf dem Verkehrssektor, in welchem ein Transformationspfad für eine 80%-ige Dekarbonisierung untersucht wird. In 2050 beträgt die Stromnachfrage von PtX-Anlagen 163 TWh, wobei vorwiegend Elektrolyseure für die Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor und Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz sowie Fischer-Tropsch-Anlagen für synthetische Kraftstoffe und Power-to-Heat-Anlagen zum Einsatz kommen. Der zusätzliche Strombedarf aus Verflüssigungsanlagen und Elektromobilität beläuft sich auf 11 TWh bzw. 59 TWh. Diese zusätzliche Nachfrage wird nicht nur durch nationale Stromerzeugung gedeckt (siehe Abbildung 2-3), sondern auch durch ca. 70 TWh Importe aus Länder mit höheren Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien wie z.B. Schweden und Norwegen, was durch steigende Grenzkuppelkapazitäten ermöglicht wird. Ferner wird in diesem Szenario erwartet, dass der Grad der Flexibilisierung im gesamten Stromverbrauch für die Zwecke des Lastmanagements bis 2050 durch die Entwicklung von Infrastrukturen und Marktmechanismen des DSMs steigen wird und die erschlossene DSM-fähige Leistung damit insgesamt 13,7 GW beträgt. Der potenzielle Einsatz dieser Leistung liegt bei ca. 14 TWh in 2050.

Im „PtX Industrie"-Szenario liegt neben der vergleichsweise emissionsarmen Stromerzeugung ein besonderer Fokus auf Emissionsreduktionspotenzialen im Industriesektor. Neben der Zunahme von Power-to-Heat erfolgt eine nennenswerte Energieträgersubstitution von Kohle zu Wasserstoff und Strom, insbesondere in der Stahlindustrie. Allerdings liegt der Stromeinsatz für Flexibilitätsoptionen (DSM, Power-to-Heat und Power-to-Gas) im Jahr 2050 um etwa 20 TWh niedriger als im „PtX Verkehr"-Szenario. Dabei spielen Elektromobilität und Wasserstofferzeugung für den Verkehr eine

vergleichsweise kleinere Rolle, wohingegen die Wasserstofferzeugung für die Industrie sowie Power-to-Heat verstärkt zum Einsatz kommen.

Power-to-Heat spielt in beiden Szenarien langfristig eine wichtige Rolle. Modellierungsseitig stellt sie in beiden Szenarien eine optionale Flexibilitätsoption dar. Im Kontext der etwas höheren Stromerzeugungskapazitäten wird sie im Szenario „PtX Industrie“ deutlich stärker eingesetzt als im Szenario „PtX Verkehr“. Aber auch hier könnten Unterschiede in der Modellierungslogik eine Rolle spielen.

PtX im Verkehrssektor und Entwicklung des deutschen Fahrzeugmixes

Im **„PtX Verkehr“-Szenario** ist innerhalb des deutschen Fahrzeugmixes mittel- bis langfristig ein deutlicher Schwenk von konventionellen Benzin- und Dieselfahrzeugen zu Erdgas- und Wasserstoffantrieben sowie Elektromobilität zu erkennen. Der Gesamtenergieverbrauch des Straßenverkehrssektors sinkt infolgedessen bis 2050 deutlich ab. Konventionelle Verbrennungsmotoren in den Segmenten PKW und LNF werden zwischen 2030 und 2050 hauptsächlich durch CNG-Hybride ersetzt. Bei den PKWs steigt der Anteil an Elektrofahrzeugen ab 2040 deutlich an, bis auf 55% in 2050. Im LNF Segment nimmt der Anteil von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen ab 2040 deutlich zu und macht neben CNG bis 2050 nahezu die gesamte Flotte aus. Nur im LKW-Segment ist auch in 2050 noch ein geringer Anteil dieselbetriebener Fahrzeuge zu erkennen. Zu einem großen Teil werden diese allerdings zuerst durch Diesel-Hybride und ab 2030 durch LNG-Hybride ersetzt. Ab 2040 ist jedoch Flüssigwasserstoff der meistgenutzte Kraftstoff in diesem Segment und macht in 2050 60% des gesamten LKW-Bedarfs aus.

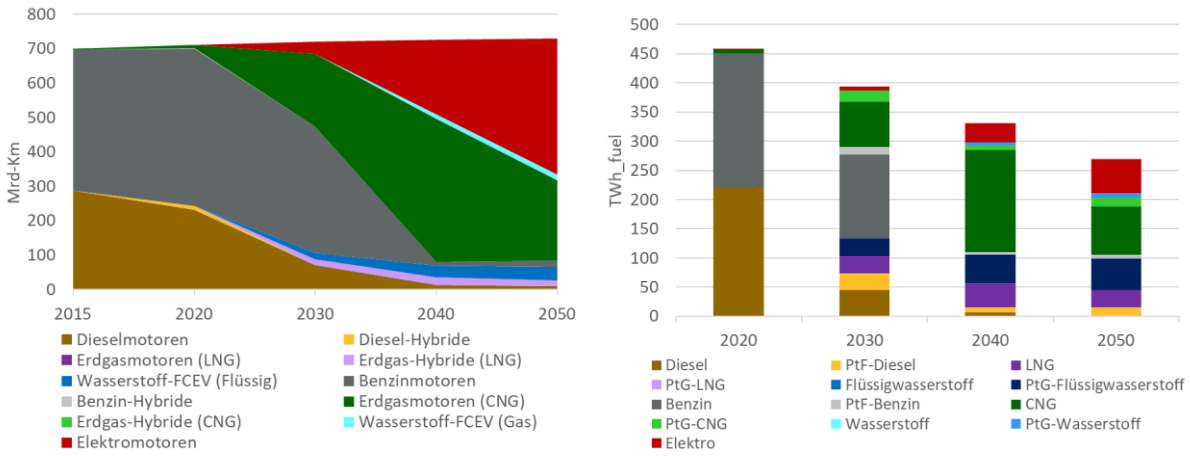

Abbildung 2-5 Ergebnis der Verkehrsleistung nach Fahrzeugantrieb für alle Segmente in Deutschland bis 2050 (links), Kraftstoffverbrauch des deutschen Straßenverkehrssektors bis 2050 (rechts)

PtX-Technologien werden ab dem Jahr 2030 bereits umfangreich genutzt. Mit rund 10 GW Elektrolyse in Deutschland in 2030 wird H_2 entweder an eine Verflüssigungsanlage weitergeliefert oder direkt ins Erdgasnetz eingespeist und findet somit durch Beimischung in Erdgasfahrzeugen Verwendung. Dazu kommen weitere 10 GW integrierte Fischer-Tropsch-Anlagen zur Produktion von PtF-Benzin und -

Diesel. Langfristig nehmen Elektrolysekapazität sowie -erzeugung deutlich zu. Allerdings ist bei Fischer-Tropsch-Anlagen im Unterschied zur Elektrolyse zwischen 2030 und 2050 kein deutlicher Kapazitätszuwachs zu erkennen. Dennoch werden bis 2050 die restlichen Anteile von Benzin und Diesel am Gesamtkraftstoffbedarf durch PtX-Kraftstoffe bedient.

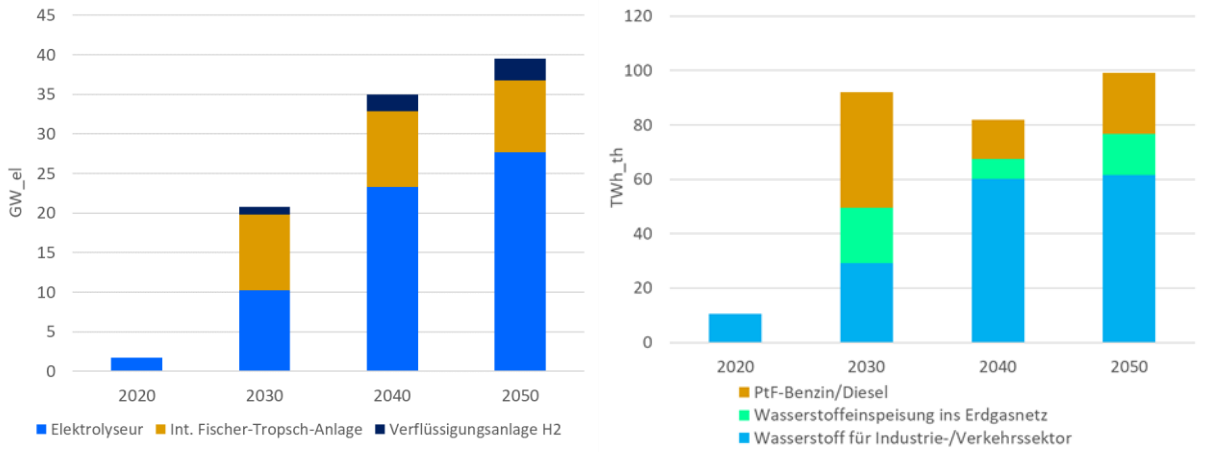

Abbildung 2-6 Installierte Leistung PtX (GW_el) in Deutschland (links), Erzeugung PtX-Anlagen (TWh_th) in Deutschland mit PtX-Anwendungsfeld (rechts)

PtX im Industriesektor von NRW und Bedeutung von Flexibilitätsoptionen in Deutschland

Hintergrund für die möglichen Entwicklungen von PtX im Industriesektor von NRW sind Annahmen, die dem Low Carbon-Pfad aus den Szenarien des Beteiligungsprozesses zum Klimaschutzplan NRW entsprechen. Unter der Prämisse einer CO_2-freien Strombereitstellung durch erneuerbare Energien wird eine begrenzte Umstellung auf strombasierte Technologien angenommen, wodurch es zu indirekten Emissionsminderungen kommt. Diese Strategie kommt vor allem durch den Einsatz von Power-to-Heat (PtH) Technologien zum Tragen. Darüber hinaus wird intensiv auf erneuerbaren Wasserstoff mittels Power-to-Gas (PtG) für die Stahl- und Chemieindustrie sowie auf den Einsatz von KWK gesetzt.

Dadurch wird in diesem Szenario im Bundesland NRW bis zum Jahr 2050 eine THG-Minderung von ca. 80 % gegenüber dem Niveau von 1990 und somit das Ziel des NRW-Klimaschutzgesetzes erreicht. Der größte Beitrag erfolgt mit ca. minus 130 Mio. t/a CO_{2eq} im Bereich der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung, maßgeblich getragen durch EE-Ausbau und -Stromimporte. Der Industriesektor erreicht durch die o.g. Strategien zusätzlich eine erhebliche Treibhausgasminderung in Höhe von ca. 75 Mio. t/a CO_{2eq}, ohne die eine Zielerreichung für das Land NRW nicht möglich wäre.

Die Stromproduktion in NRW ist langfristig rückläufig und wird zu mehr als 80 % auf EE-Strom (Rest aus Erdgas) umgestellt. NRW wird damit in 2050 zum Stromimportland und aufgrund der PtH und PtG Nutzung zu einer großen Strom-„Senke“, da etwa die Hälfte des deutschen Nettostrombedarfs in diesem Szenario im Jahr 2050 auf Nordrhein-Westfalen entfällt. Dieser wird maßgeblich durch den Wasserstoffbedarf der Stahlwerke und den Dampfbedarf der Chemie- und Papierindustrie in NRW

bestimmt. Der Wasserstoffbedarf könnte jedoch auch durch Importe gedeckt werden, was den Nettostrombedarf deutlich absenken könnte.

Die betrachteten PtG- und PtH-Technologien können neben ihrem bedarfsgerechten Einsatz für die Industrie auch als Flexibilitäten für den Ausgleich der stark schwankenden Residuallast verwendet werden. Trotz ihres durch den Bedarf begrenzten Umfanges tragen sie neben elektrischen Kraftfahrzeugen (sowie Industrie DSM, Pumpspeicher und Druckluftspeicher) am meisten zur Glättung der Residuallast im Jahr 2050 bei. Diese kann in 2050 durch den Einsatz aller betrachteten Flexibilitäten insgesamt über bis zu etwa 6.300 h im Jahr nahezu vollständig (bis auf wenige GW) ausgeglichen werden. Dabei kommt es jedoch auch im Bereich der positiven Residuallast vereinzelt zum Einsatz von PtG und PtH. Die nötige Backupkapazität zur Deckung der positiven Residuallast kann nur wenig gesenkt werden, im Unterschied zur viel größeren negativen residualen Spitzenlast.

2.1.3 ERGEBNISSE DER INTEGRIERTEN STROMMARKT- UND NETZBERECHNUNGEN BEIDER SZENARIEN

Grundlage für die integrierte Strommarkt- und Stromnetzberechnungen des IEK-STE sind die beschriebenen Ergebnisse sowie Rahmenannahmen der Szenarien „PtX Verkehr“ und „PtX Industrie“. Zunächst wird anhand des eingesetzten Strommarktmodells für Europa der Einsatz von Kraftwerken, Speichern, Im- und Exporten sowie weiteren Flexibilitätsoptionen mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung ermittelt. Darauf aufbauend werden die Leistungsflüsse im deutschen Übertragungsnetz berechnet. Der angenommene Netzausbau basiert dabei auf Netzentwicklungsplan-Szenarien für Deutschland, die den als notwendig erachteten Netzausbau über die nächsten 20 Jahre beschreiben. Im Rahmen der Netzanalysen wird geprüft, ob das resultierende Übertragungsnetz alle möglichen Last-/Einspeisesituationen innerhalb des betrachteten Jahres 2050 beherrscht, oder ob es zu Überlastungen kommt. Dazu werden die Netzbelastungen für extreme Netznutzungsfälle analysiert.

Die Ergebnisse der europaweiten Strommarktberechnung für 2050 sind am Beispiel des „PtX Verkehr“-Szenarios in Form der Jahressummen für den Einsatz von Kraftwerken, Speichern, Im- und Exporten sowie weiteren Flexibilitätsoptionen in Abbildung 2-7 dargestellt. Aufgrund der Reduktionsziele für CO2-Emissionen in Europa ist ein deutlicher Rückgang der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, insbesondere aus Kohle, zu verzeichnen. Dagegen kann ein deutlicher Ausbau an erneuerbaren Energien in nahezu allen Ländern beobachtet werden. Auch die Kernenergie trägt in einigen Ländern nennenswert zur Stromerzeugung bei. In dem betrachteten Szenario wandelt sich Deutschland vom heutigen Netto-Exporteur zum Netto-Importeur von Elektrizität. Auch innerhalb Deutschlands kommt es zu deutlichen Verschiebungen bezüglich der Stromerzeugung und -verwendung. Insbesondere NRW verliert bei der Stromerzeugung durch den Wegfall konventioneller Stromerzeugungskapazitäten bis 2050 deutlich an Gewicht. Aufgrund der angenommenen Bevölkerungs- und Industrieentwicklung bleibt NRW jedoch weiterhin der Schwerpunkt der Stromverwendung in Deutschland. Bei der Stromerzeugung treten bis 2050 insbesondere die nördlichen Bundesländer stärker in Erscheinung, was vor allem durch die steigenden Anteile von On-

und Offshore Windenergie an der Stromerzeugung bedingt ist. So löst Niedersachsen NRW als Bundesland mit der höchsten Stromerzeugung ab. Der PV-Anteil an der Stromerzeugung fällt in den südlichen Bundesländern besonders hoch aus.

Für das „PtX Industrie“-Szenario zeigt sich auf europäischer Ebene ein etwas anderes Bild. Insbesondere bleibt Deutschland bis 2050 Netto-Exporteur von Elektrizität, wenngleich in abnehmenden Maße. Die sich ändernde Verteilung der Stromerzeugung innerhalb Deutschlands ist jedoch ebenfalls zu beobachten, so dass sich NRW auch in diesem Szenario zum starken Netto-Importeur von Elektrizität entwickelt.

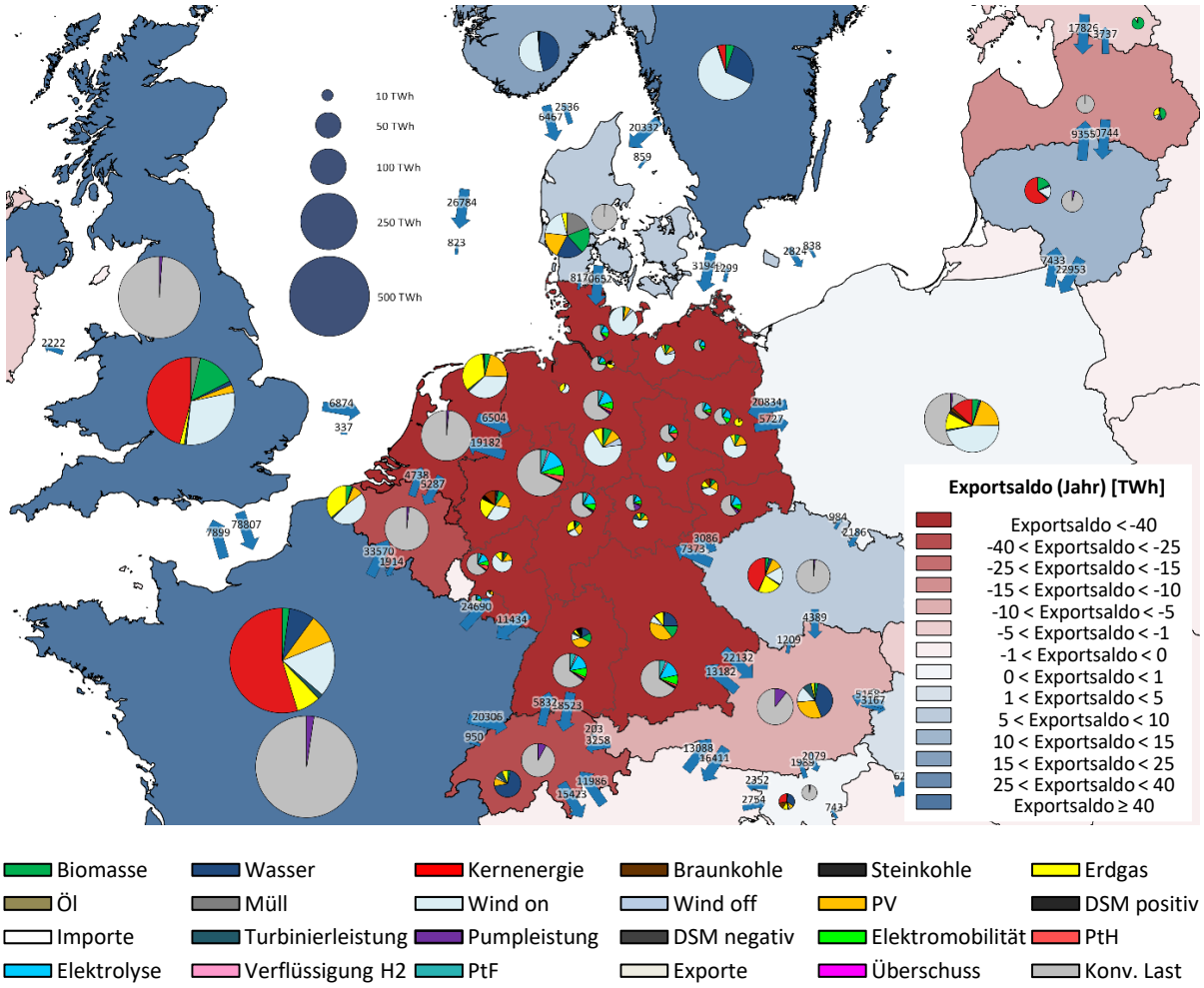

Abbildung 2-7 Jahressummen der Stromerzeugung und -verwendung sowie der Im- und Exporte („PtX Verkehr“-Szenario)

Neben den Unterschieden auf der Erzeugungsseite liegen wesentliche Unterschiede zwischen den Szenarien „PtX Verkehr“ und „PtX Industrie“ auf der Nachfrageseite, auf der jeweils unterschiedliche Nachfragetechnologien und Flexibilitätsoptionen zum Einsatz kommen. Zwar besteht eine robuste Gemeinsamkeit beider Szenarien darin, dass die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse den

höchsten Anteil an den flexiblen Lasten darstellt. Der erzeugte Wasserstoff wird allerdings für unterschiedliche Endanwendungen eingesetzt. Im Szenario „PtX Verkehr“ dient der Wasserstoff primär dem Betrieb von Fahrzeugen mit Wasserstoffantrieb sowie der Einspeisung ins Erdgas-netz. Im Szenario „PtX Industrie“ wird der Wasserstoff dagegen nicht nur im Verkehrssektor, sondern auch im Industriesektor als Kokskohlenersatz bei der Stahlherstellung (mittels des Direktreduktionsverfahrens) eingesetzt. Die am zweitstärksten eingesetzte PtX-Technologie im „PtX Industrie“-Szenario ist Power-to-Heat, die im „PtX Verkehr“-Szenario jedoch nur eine geringe Bedeutung hat. Die Stromverwendung durch Elektromobilität fällt in beiden Szenarien ebenfalls sehr unterschiedlich aus. Während der Jahresstrombedarf für Elektromobilität im „PtX Verkehr“-Szenario 59 TWh beträgt, fällt dieser im „PtX Industrie“-Szenario vergleichsweise niedrig aus. Im „PtX Verkehr“-Szenario wird zusätzlich Strom für Power-to-Fuel-Prozesse eingesetzt. Demand-Side-Management spielt in beiden Szenarien eine vergleichsweise kleine Rolle.

PtX-Technologien als flexible Lasten kommen vor allem in Zeiten hoher Windenergie- oder PV-Einspeisungen zum Einsatz. Eine derartige Situation ist am Beispiel einer Starkwind-Woche im Januar für das „PtX Verkehr“-Szenario in Abbildung 2-8 dargestellt.

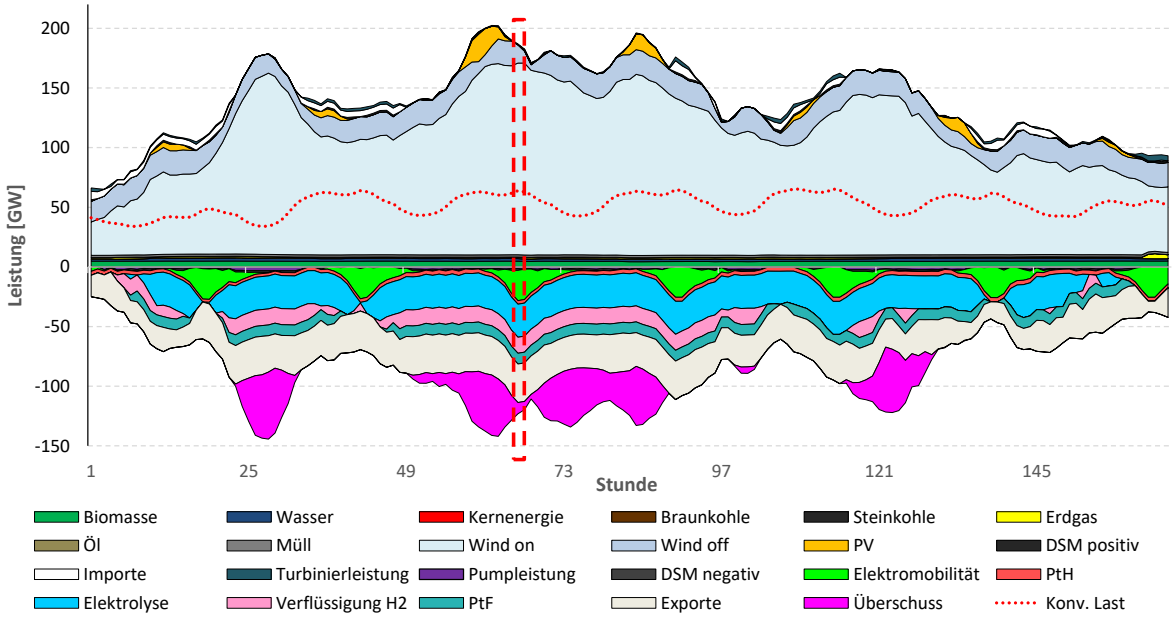

Abbildung 2-8 Woche im Januar mit der höchsten Last (konventionell und PtX; Stunde 66; „PtX Verkehr“-Szenario)

Insbesondere in den Phasen hoher On- und Offshore Windenergieeinspeisungen werden die Nachfragepotentiale der PtX-Optionen möglichst vollumfänglich ausgeschöpft, so dass große Mengen des zur Verfügung stehenden Stroms genutzt werden können. Dennoch kann es zu EE-Überschüssen kommen. In diesem Fall müssen in entsprechendem Maße Abregelungen von erneuerbaren Energieanlagen vorgenommen werden. Die abgebildeten PtX-Technologien verfügen wie im Fall der Elektrolyseure und Verflüssigungsanlagen in der Regel über Speicher, die in langen Phasen des Betriebs

auch vollständig gefüllt werden können, so dass ein weiterer Betrieb nur im Rahmen der momentanen Nachfrage möglich ist. In Zeiten hoher Strompreise kann die Nachfrage entsprechend aus den Speichern bedient werden, ohne dass ein Betrieb stattfindet. In diesen Phasen laufen die Speicher zunehmend leer, so dass es mitunter auch bei hohen Strompreise notwendig werden kann, PtX-Technologien einzusetzen, sofern aktuelle Nachfragen erfüllt werden müssen.

Aufbauend auf der Berechnung des europäischen Strommarktes erfolgt die Leistungsflussberechnung im deutschen Übertragungsnetz. In Situationen hoher konventioneller und hoher PV-Einspeisung sind in beiden Szenarien aufgrund der lastnahen Erzeugungen lediglich niedrige Belastungen für das Übertragungsnetz zu beobachten.

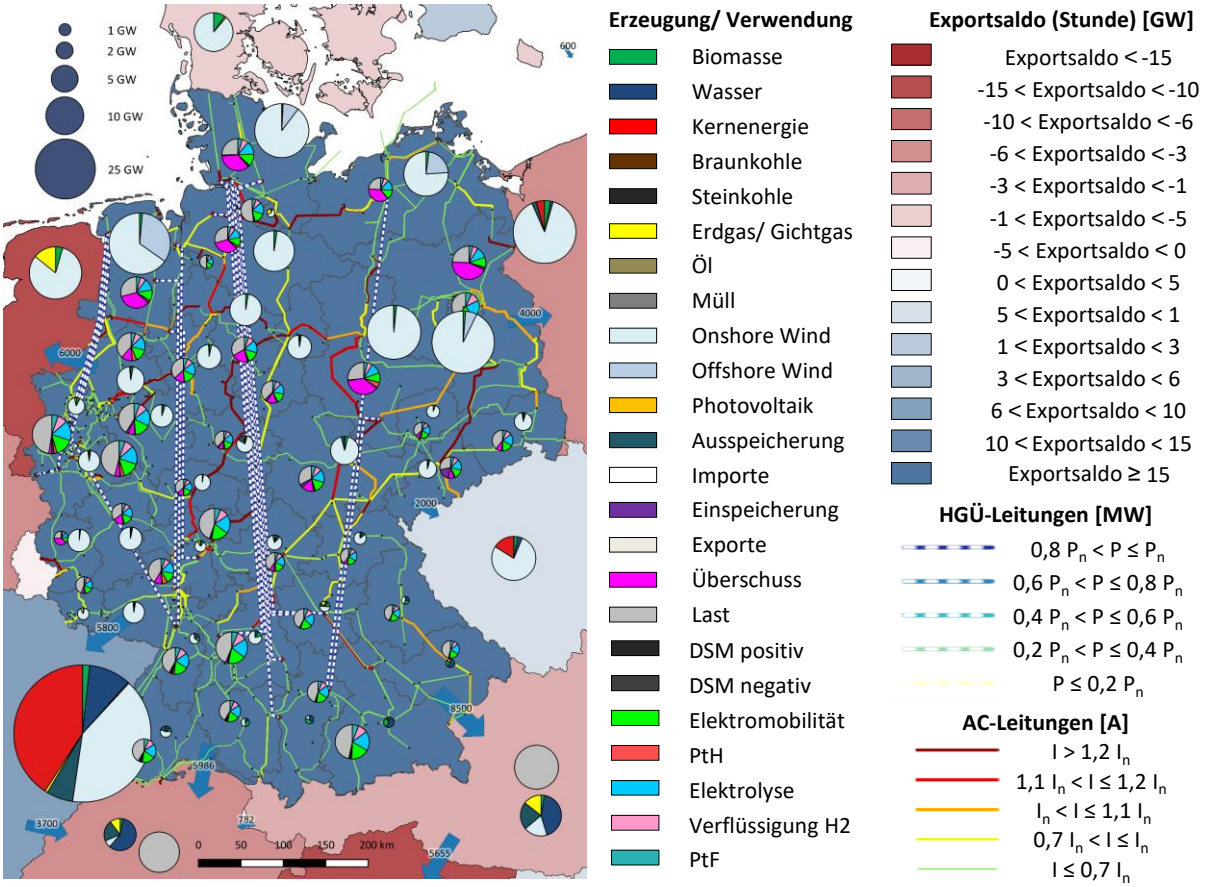

Abbildung 2-9 DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten Last (konventionell und PtX; Stunde 66; „PtX Verkehr"-Szenario)

Der Fall der höchsten Last (konventionell und PtX), der wie beschrieben bei hohen Windenergieeinspeisungen auftritt, stellt sich für beide Szenarien hingegen als jene Situation heraus, in der die höchsten Netzbelastungen in Deutschland und in NRW auftreten. Dies ist auf die unterschiedlichen Verteilungen von Einspeiseleistungen und Lasten zurückzuführen, die einen besonders großen und weiträumigen Stromtransport zur Folge haben. Die entsprechende Situation, die der rot schraffierten Stunde in Abbildung 2-8 entspricht, ist für das Beispiel des „PtX Verkehr"-Szenarios in Abbildung 2-9 dargestellt. Dieser Netznutzungsfall führt zu umfangreichen Stromtransporten, wobei insbesondere

die HGÜ-Leitungen in Nord-Süd-Richtung mit maximaler Leistung betrieben werden. Der Leistungsfluss erfolgt von den Regionen mit hoher Windenergieerzeugung im Norden u.a. in die Lastzentren in NRW, Baden-Württemberg und Bayern. Unter anderem fällt auf, dass die Ost-West-Verbindung zwischen Görries und Krümmel hoch ausgelastet ist. Dieser Netzengpass ist dadurch bedingt, dass hohe Leistungen aus Windenergieanlagen im Nord-Osten Deutschlands zu den HGÜ-Stationen im Nord-Westen Deutschlands transportiert werden müssen, so dass Überlastungen auf den entsprechenden „Zubringerleitungen" auftreten. Zudem zeigt sich eine geringe Anzahl hoch ausgelasteter AC-Leitungen insbesondere in grenznahen Regionen. Dies deutet darauf hin, dass der angenommene Ausbau der Kuppelkapazitäten in Situationen mit hohen Stromaustauschen zu leichten Überlastungen im hinterlagerten AC-Netz führen kann. Diese Ergebnisse zeigen sich in weiten Teilen als für beide Szenarien robust.

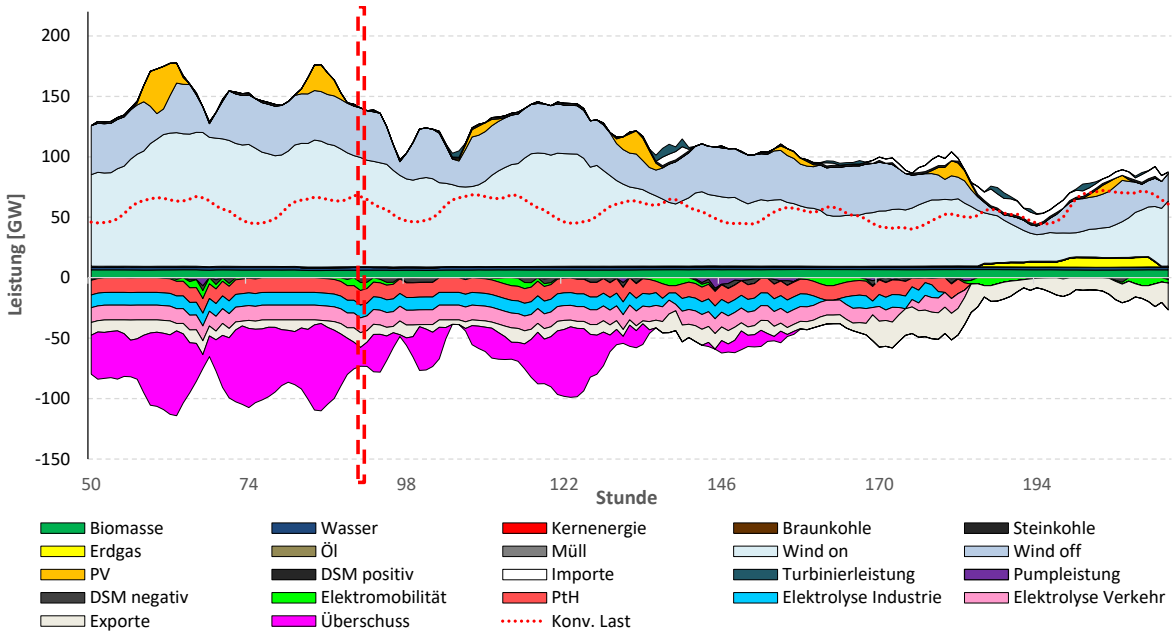

Abbildung 2-10 Woche im Januar mit der höchsten Last (konventionell und PtX; Stunde 91) im „PtX Industrie"-Szenario

Für diese ausgeprägte Netzbelastung zeichnet insbesondere die zugrundeliegende Annahme nachfragenaher Positionierung der elektrolytischen Wasserstoffproduktion verantwortlich. Ohne Umpositionierung großer Nachfragen wie eben der Wasserstoffproduktion sind weitere Leitungsverstärkungen im AC-Netz oder auch weitere HGÜ-Verbindungen aus dem Norden nach NRW und in Richtung Süden notwendig. Um die identifizierten strukturellen Engpässe zu beheben, bieten sich neben Leitungsverstärkungen oder -neubau auch eine netzfreundlichere Positionierung von PtX-Technologien an.

Der Einfluss einer Umplatzierung von Elektrolyseuren wird nachfolgend anhand der Situation der höchsten Last (rot schraffierter Bereich in Abbildung 2-10) im „PtX Industrie"-Szenario beschrieben.

Dieser Netznutzungsfall ist analog zum „PtX Verkehr“-Szenario durch eine hohe Einspeisung von On- und Offshore Windenergieanlagen geprägt, welche stark gedämpfte Strompreise und somit einen maximalen Einsatz von PtX-Anlagen zur Folge hat.

Von besonderer Bedeutung im „PtX Industrie“-Szenario ist die Untersuchung einer möglichst weitgehenden Dekarbonisierung des Industriesektors. Hierbei liegt besonderes Augenmerk auf der Wasserstoff-Direktreduktion zur Stahlproduktion, einem innovativen Verfahren zur Vermeidung des Einsatzes von Kokskohle und resultierenden CO_2-Emissionen. Im betrachteten Szenario ist der Einsatz dieses Verfahrens räumlich auf NRW beschränkt und betrifft dort ausschließlich große Stahlwerke. Es sind sehr große Mengen Wasserstoff erforderlich, die in dem Szenario strombasiert in Elektrolyseuren produziert werden. Im Falle einer Produktion vor Ort in den Stahlwerken läuft dies auf wenige Elektrolysestandorte mit großen installierten Leistungen hinaus.

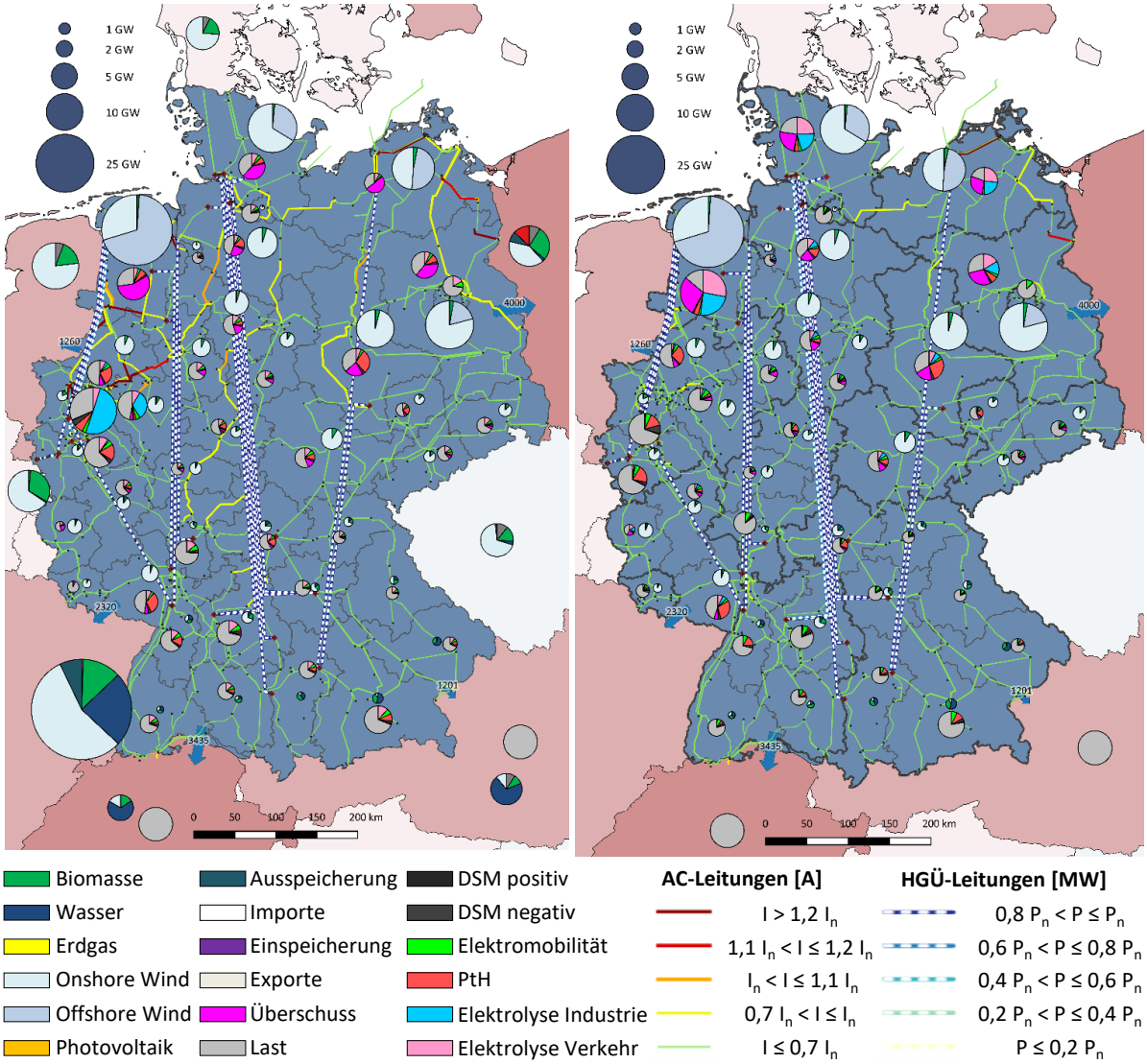

Abbildung 2-11: DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten Last (konventionell und PtX; Stunde 91) im „PtX Industrie“-Szenario vor (links) und nach (rechts) Umverteilung von Elektrolyseuren

In Abbildung 2-11 sind die Leistungsflussberechnungen für die in Abbildung 2-10 rot markierte Stunde mit der höchsten Last (konventionell und PtX) für das „PtX Industrie“-Szenario vor (links) und nach (rechts) Umplatzierung von Elektrolyseuren dargestellt. Auf der linken Seite der Abbildung ist eine produktions- und nachfragenahe Verteilung von Elektrolyseuren angenommen. Hinsichtlich der Nachfrage fallen insbesondere die Elektrolyseure für das Wasserstoff-Direktreduktionsverfahren zur Stahlproduktion in NRW auf. Diese Anlagen sowie die Elektrolyseure für die Wasserstoffproduktion für den Verkehr führen zu einer insgesamt sehr hohen Stromnachfrage in NRW, so dass ein erheblicher Transportbedarf im Übertragungsnetz vorliegt. Dabei kommt es zu diversen Engpässen sowohl lokal in Netzbereichen rund um die Stahlwerke, als auch überregional von Norden und Nord-Osten in Richtung NRW. Ein vergrößerter Ausschnitt für NRW ist in Abbildung 2-12 (links) dargestellt. Im Fall einer zukünftigen Wasserstofferzeugung in den Stahlwerken sind Netzausbauten insbesondere zwischen Bielefeld und dem nordöstlichen Ruhrgebiet, zwischen Hamm-Uentrop und Dortmund sowie im Städtedreieck Köln-Leverkusen-Dormagen notwendig.

In Abbildung 2-11 (rechts) wird eine alternative Verteilung der Elektrolyseanlagen für den Industrie- und Verkehrssektor vorgenommen. Die Anlagen werden dabei relativ zu der Verteilung installierter On- und Offshore Windenergieanlagen, d.h. vor allem im Norden Deutschlands, platziert. Die zugehörige Leistungsflussberechnung zeigt auf, dass durch die Umplatzierung der Elektrolyseure eine nahezu vollständige Auflösung der Engpässe erreicht werden kann. Insbesondere können die lokalen Engpässe innerhalb NRWs wirksam behoben werden (vgl. Abbildung 2-12, rechts). Eine entsprechende Platzierung der Wasserstofferzeugung würde jedoch den Bedarf nach einem umfassenden Wasserstofftransport vom Norden aus in Richtung Nachfrage bedingen. Hier wäre der Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur notwendig, sofern sich die zukünftige Verteilung der Industriestandorte nicht grundlegend ändert.

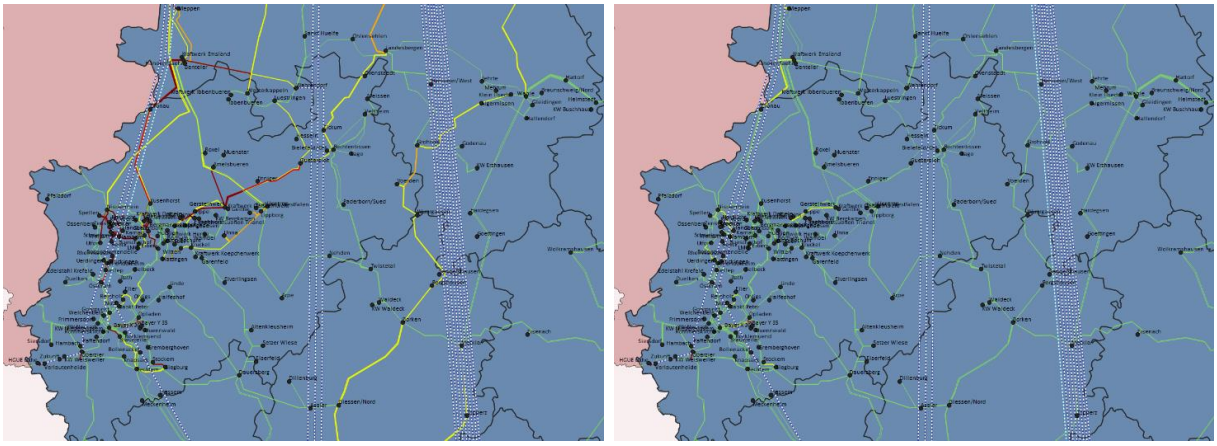

Abbildung 2-12 DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten Last (konventionell und PtX) (Stunde 91) im „PtX Verkehr“-Szenario vor (links) und nach (rechts) Umplatzierung von Elektrolyseuren für Industrie und Verkehr; Ausschnitt für NRW

2.2 TEIL B: STANDORTANALYSEN FÜR FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM ENERGIESYSTEM

bearbeitet durch: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Anlagen sind wesentliche Elemente für eine Umstellung der Stromversorgung auf fluktuierende erneuerbare Energiequellen und für eine Dekarbonisierung aller Sektoren von der Industrie über den Verkehr bis hin zum Haushalt. PtG-Anlagen benötigen sowohl Strom- als auch Gasinfrastrukturen und ermöglichen vielfältige Anwendungsfälle der Sektorenkopplung. PtH-Anlagen könnten – wie hier untersucht – die Infrastrukturen Strom und Wärme miteinander koppeln. Die daraus folgenden komplexen Anforderungen und die zu erwartende Vielzahl an Anlagen werfen die Forschungsfrage auf, wo geeignete Standorte für die Anwendung von Flexibilitätstechnologien liegen. Hierzu werden zwei geoinformationsbasierte Ansätze verfolgt.

Die **Standortanalysen des Gas- und Wärme-Institut Essen** basieren auf den in Band II ausführlich vorgestellten Pfadanalysen zu den zwei Themenkomplexen Strom-zu-Wärme in Wärmenetzen (Pfad 2A) sowie Wasserstoffeinspeisung in Gastransportnetze (Pfad 5A) bzw. Gasverteilnetze (Pfad 5B). Es handelt sich um GIS-basierte Potenzialstudien mit Fokus auf den Betrachtungsraum NRW unter der Annahme der zukünftigen Integration dieser Systempfade ins Energiesystem. Die technischen sowie bedarfsorientierten Szenarioannahmen führen zu geoinformatischen Filterkriterien, die zur Inklusion oder Exklusion von potenziell als geeignet angenommenen PtH- bzw. PtG-Standorten führen. Im Ergebnis der mehrschrittigen Analysen stehen solche potenziellen Standorte, die als besonders geeignet identifiziert werden konnten. Die Ergebnisse sind für NRW und Deutschland in Kartenform dargestellt.

2.2.1 ERGEBNISSE ZU STANDORTANALYSEN FÜR POWER-TO-HEAT IN WÄRMENETZEN

Für Power-to-Heat in Wärmenetzen werden geeignete Ausbaugebiete aufgezeigt und theoretische Potenziale bestimmt. Die GIS-basierten Standortanalysen zu Power-to-Heat in Wärmenetzen zeigen:

- Die leitungsgebundene Wärmeversorgung stellt eine Versorgungsmöglichkeit dar, die im Zuge der Energiewende eine effiziente Option sein kann überschüssigen regenerativ erzeugten Strom nutzbar zu machen und gleichzeitig den Wärmesektor zu dekarbonisieren.
- Die Ergebnisse liefern durch eine leitplankenartige Bandbreite an Szenarioannahmen zwischen 5 TWh/a und 97 TWh/a Fernwärmepotenziale in NRW für 2050, die als maximale Power-to-Heat Potenziale verstanden werden können.
- In hier als wahrscheinlich eingestuften Szenarien liegen die **theoretischen Potenziale zwischen 17 und 32 TWh/a**. In diesen Szenarien wurden lediglich Versorgungsgebiete berücksichtigt, die über eine in heutigen Wärmenetzen typische Wärmebedarfsdichte verfügen.
- Die große Bandbreite der Ergebnisse zu Fernwärmepotenzialen und den damit verbundenen theoretischen Power-to-Heat Potenzialen für NRW sind ein Indiz dafür, warum im Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung investitionshemmende Verunsicherung herrscht.

- Für alle Berechnungen zukünftiger Wärmebedarfe spielt insbesondere die Gebäudesanierungsrate eine entscheidende Rolle. In der Studienlandschaft wird generell unterstellt, dass die Sanierungsquote in den nächsten Jahren stark steigt. Bis dato deutet sich kein Trend zu steigenden Sanierungsaktivitäten im Gebäudebereich an.
- Sollten die bestehenden Annahmen für die energetische Entwicklung des Gebäudebestands tatsächlich stark verfehlt werden, wird eine tiefgreifende Elektrifizierung der dezentralen Wärmebereitstellung an der stark erhöhten benötigten Strommenge und den damit verbundenen kostenintensiven Erzeugungs- und Transportaufgaben scheitern.

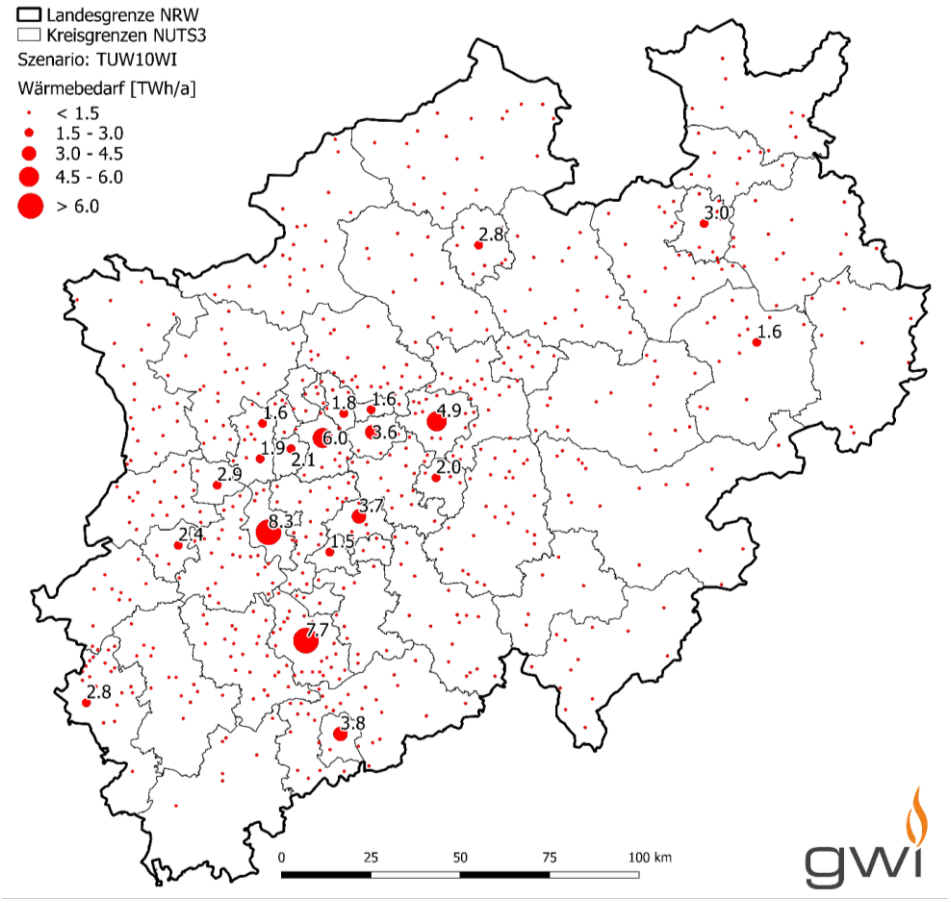

Abbildung 2-13 Theoretisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 10 GWh/km²a

Beispielhaft wird in Abbildung 2-13 das gemeindescharfe Ergebnis der Berechnungen im Szenario „PtX Industrie“ dargestellt (vgl. Tabelle 3-1). Demnach besteht 2050 ein Bedarfspotenzial von 58 GWh, was unter Berücksichtigung von Leitungs- und Verteilungsverlusten einem Fernwärme-/ Power-to-Heat-Potenzial von 67 GWh entspricht.

Zukunftsträchtige Themen in der leitungsgebundenen Wärmeversorgung sind Niedertemperaturnetze, die eine Wärmeversorgung verlustarmer darstellen können. Außerdem lassen sich Umweltwärmequellen oder industrielle Abwärmemengen auf niedrigen Temperaturniveaus nutzen, die Stand heute häufig nicht in Wärmenetze integrierbar sind. So könnten zusätzlich emissionsarme Wärmemengen in ein Wärmesystem integriert werden.

2.2.2 ERGEBNISSE DER STANDORTANALYSE FÜR POWER-TO-GAS MIT WASSERSTOFFEINSPEISUNG

Die Standortanalyse für Power-to-Gas Anlagen mit Wasserstoffeinspeisung ins **Transportnetz** ergibt 1.627 Umspannwerke in Deutschland, die über Windenergieanlagen und Gastransportleitungen im Radius von 5 km verfügen. Hingegen finden sich im selben Umkreis bei 1.463 Umspannwerken PV-Anlagen mit installierten Leistungen über 1 MW. Beide Kriterien werden noch von 659 Anlagen erfüllt, so dass diese – sollten sie als Standort für Energieumwandlungstechnologien dienen – von Produktionsspitzen sowohl der Windenergieanlagen, als auch von den täglichen PV-Erzeugungsspitzen profitieren könnten. Somit stünde ein lokales EE-Angebot aus den unteren Netzebenen bereit, dass lokal bzw. regional umgewandelt und genutzt werden kann. Dadurch kann einerseits eine Transformation in höhere Netzebenen und somit der Transportbedarf von EE vermieden und andererseits die Abregelung EE-Anlagen reduziert werden.

Über mehr als 5 Windenergieanlagen im Radius von 5 km verfügen 884 Umspannwerke in **Deutschland**, von denen etwa die Hälfte (422) über eine enge räumliche Beziehung (2,5 km) zum Gastransportnetz verfügen. Diese Standorte sind besonders geeignet für eine Wasserstoffproduktion aus lokaler EE-Erzeugung mit dem Nutzungspfad im Erdgassystem, in dem Wärmeerzeuger, KWK-Anlagen, Brennstoffzellen oder Erdgasfahrzeuge von erneuerbaren Anteilen im Gas profitieren können.

Innerhalb NRWs finden sich auf Grundlage der gesetzten Standortkriterien – mindestens eine PV-Anlage größer 1 MW und mindestens eine WEA im direkten räumlichen Kontext – in NRW 79 potenzielle PtG-Standorte zur Wasserstoffeinspeisung in das Gastransportnetz. Werden sogar mindestens fünf WEA im Umkreis eines PtG-Standortes verlangt, jedoch keine großen PV-Anlagen, so lassen sich 109 Standorte identifizieren.

Die Standortanalysen für Power-to-Gas-Anlagen mit Wasserstoffeinspeisung in **Gasverteilnetze** ergeben **2.222 GWh/a Wasserstoffpotenzial für NRW in 2050** für das eine Auflösung auf Gemeindeebene angegeben wird (Abbildung 2-14). Die Ergebnisse der GIS-Analysen werden ergänzt durch eine Berechnung der möglichen zukünftigen Wasserstoffgestehungskosten in NRW 2050. Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich Gestehungskosten zwischen 5 und 7 ct./kWh in den Regionen mit den höchsten potenziellen Volllaststunden, die an der EE-Erzeugung aus einem Szenario des Partners IEK-3 bemessen wurden.

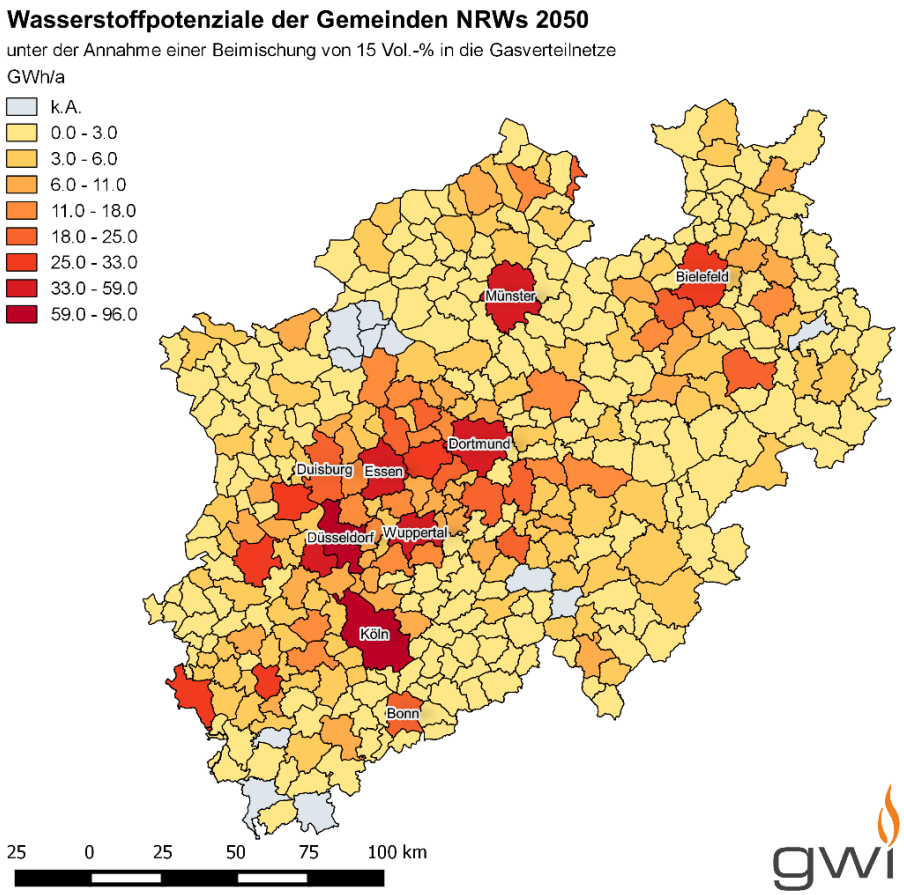

Abbildung 2-14 Theoretisch durch Wasserstoff substituierbare Jahresarbeit Erdgas für die Gemeinden in NRW bei einer Volumenobergrenze von 15 Vol.-% H_2, basierend auf dem angenommenen saisonalen Verlauf des Gasbedarfs 2050 in den Verteilnetzen NRWs. Für die Gasverteilnetze in NRW ergibt sich im Ergebnis dieser Potenzialanalyse ein Wasserstoffpotenzial von 2.222 GWh für das Jahr 2050.

Die GWI-Standortanalysen für den Power-to-Gas-Technologiepfad zeigen zusammenfassend, dass NRW im bundesweiten Vergleich für den Anwendungsfall einer Wasserstoffeinspeisung in das Erdgastnetz schon heute sehr gute Voraussetzungen mitbringt. Dies liegt neben dem Ausbaustand von EE-Anlagen an der dicht ausgebauten Strom- und Erdgasinfrastruktur in dem bevölkerungsreichen Industrieland. Vor allem die Regionen um Ballungsräume (Verbrauchsschwerpunkte) herum stellen sich als geeignet dar, unter anderem da sie den nötigen Platz für WEA-Anlagen bieten.

2.2.3 ERGEBNISSE DER MCA-BASIERTEN STANDORTANALYSEN FÜR PTG-ANLAGEN

Die **Standortanalysen des Wuppertal Instituts** basieren auf einer multikriteriellen Bewertungsmethode. Dafür werden zwei verschiedene Anwendungsfälle für eine Markteinführung von PtG-Anlagen betrachtet. Einmal dezentrale netzdienliche Anlagen zur Erzeugung und möglichst lokalen Nutzung von Wasserstoff und einmal netzdienliche Anlagen zur Erzeugung und Einspeisung von Methan ins Gasnetz. Für die Bestimmung geeigneter Standorte werden je nach Fall bis zu 12 verschiedene Kriterien bewertet. Dazu gehören neben technisch-ökonomischen Parametern wie Entfernungen zur Infrastruktur (Netze, Tankstellen, CO_2-Quellen etc.) auch eine Reihe nicht-technischer Kriterien wie Naturschutz oder Einwohnerdichte als Gradzahl für fehlende Akzeptanz.

Die WI Analysen zeigen, dass das Bundesland NRW zumindest für eine zeitnahe Markteinführung von dezentralen PtG Anlagen ohne und mit Methanisierung ausreichend viele und gute Standorte anbietet. Die dafür besonders gut bewerteten Regionen liegen insbesondere im Norden (Kreis Warendorf und Umgebung) und im Südwesten (Rhein-Kreis Neuss und Umgebung) sowie im Fall der Methanisierung in unmittelbarer Nähe von Steam-Cracker- und Zementanlagen. Da sich viele relevante Kriterien wie die gut ausgebauten Strom- und Gasnetze, potenziellen Abnehmer von Wasserstoff bzw. Methan, die betrachteten industriellen CO2-Quellen als auch die Einwohnerdichten und Naturschutzflächen kaum bzw. nur langsam ändern werden, wird dies auch langfristig gelten.

Darüber hinaus ist hervorzuheben, dass

- die Faktoren Einwohnerdichte (Akzeptanz) und Naturschutz insgesamt einen großen Einfluss auf die Standortbewertung haben und demnach in NRW (im südlichen und östlichen Teil) sowie in anderen Bundesländern große zusammenhängende Gebiete als Standorte ausgeschlossen würden. Da die betrachteten PtG-Anlagen nicht flächenintensiv sind, sollten diese Gebiete jedoch letztlich nicht automatisch als potenzielle Standorte ausgeschlossen werden. Aufgrund der guten Verfügbarkeit von alternativen Standorten besteht allerdings auch kein Handlungsdruck in den aus ökologischer bzw. sozialer Sicht nicht bzw. wenig geeigneten Gebieten PtG-Anlagen zu errichten.

- der lokale EE-Deckungsgrad einen sensitiven Faktor darstellt und daher bei der Standortwahl besonders zu beachten ist. Wenn die Aufnahme von EE-Strom und die Vermeidung bzw. Reduzierung von Engpässen im Stromnetz Vorrang für die Standortwahl von PtG-Anlagen hat, dann schneidet NRW diesbezüglich wegen seiner geringen lokalen EE-Deckungsgrade im Vergleich zu anderen Bundesländern (insbesondere Niedersachsen und Bayern) schlechter ab.

- für die PtG-Anlagen mit Methanisierung und räumlich enger Kopplung an industrielle CO2-Quellen wie Zement und Steam Cracker zwei Drittel der bundesweit geeigneten und überdurchschnittlich bewerteten Anlagenstandorte in NRW liegen. Der Standortvorteil des Landes NRW für PtG-Anlagen besteht daher vor allem aus der Nähe zu Abnehmern von erneuerbaren Gasen und geeigneten industriellen CO2-Quellen.

2.2.4 GEMEINSAMKEITEN IN DEN ERGEBNISSEN DER PTG-STANDORTANALYSEN

Wenngleich Unterschiede in den Ergebnissen beider Institute insbesondere auf der Ebene einzelner Kreise erkennbar sind, ist die grundlegende Clusterung der Standorteignungen beider Analysen für das Bundesland NRW vergleichbar. So zeigen sich der Großraum zwischen Aachen und dem Rhein-Erft-Kreis im Südwesten sowie die Kreise Steinfurt und Minden-Lübbeke im Norden von NRW in beiden Analysen als bevorzugte Gebiete für Power-to-Gas-Anlagen und können daher übergreifend als robuste Standortergebnisse betrachtet werden. Je nach Szenario ergeben sich weitere positive Übereinstimmungen für den Norden (Kreis Warendorf) sowie den Nordwesten (Kreise Wesel und Borken) von NRW. Auch bewerten beide Analysen die Regionen zwischen dem Süden und dem Osten des Bundeslandes als insgesamt wenig geeignet für PtG-Anlagen. Einerseits aufgrund von mangelnder Infrastrukturdichte bzw. Nähe von Wind- und PV-Anlagen zu Strom- und Gasnetz (GWI) und andererseits aufgrund von Naturschutzbelangen (WI).

Grundsätzlich bestätigen beide Untersuchungen die folgende **Kernaussage: Für die zugrundeliegende Zielsetzung lassen sich nicht nur bundesweit, sondern insbesondere auch in NRW zahlreiche gut, sowie einige hervorragend geeignete Regionen für PtG-Anlagen identifizieren. Für das Bundesland NRW ist dies in erster Linie auf die umfassend ausgebauten Strom- und Gasnetz-Infrastrukturen zurückzuführen. Die infrastrukturelle Stärke NRWs könnte die Grundlage bilden für eine Transformation weg von einem fossil dominierten Energieerzeugungsland hin zu einem flexiblen Energieumwandlungsland.**

3 PFADANALYSEN

3.1 PFAD 1: LASTMANAGEMENT IN DER INDUSTRIE

bearbeitet durch: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Köln (EWI)

Für die Pfadanalyse werden folgende energieintensive Industriebranchen ausgewählt: Aluminium, Zement, Papier, Stahl und Chlor. Zur Bestimmung des technischen Potenzials wurden für diese Prozesse die jeweiligen Produktionsmengen und -Kapazitäten sowie deren Auslastung und Stromverbrauch für das Referenzjahr 2015 errechnet. Auf Grundlage der Annahmen zur Effizienzsteigerung der Produktionsprozesse wurde die installierte Leistung, also das technische Potenzial, im Rahmen eines Szenarios für das Jahr 2050 ermittelt. Für die weitere Modellierung des Einsatzes des Lastmanagements in der Industrie wurden die Lastprofile für jeden Prozess sowie die zulässigen Rahmen der Lastsenkung und -erhöhung berücksichtigt. Auf Grundlage aktueller Studien wurde eine Erschließung dieses Potenzials in Höhe von 76% angenommen. Es ergibt sich eine erschlossene DSM-Leistung von rund 5 GW im Jahr 2050 (Abbildung 3-1).

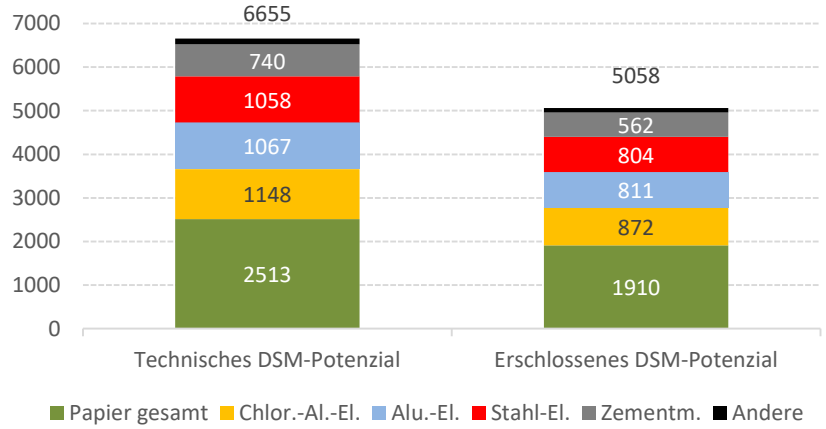

Abbildung 3-1 Technisches und erschlossenes Lastmanagementpotenzial in Deutschland 2050 [in MW]

Diese Potenziale wurden zur Modellierung genutzt, um den Einsatz der DSM-Leistung einzelner Branchen unter Berücksichtigung ihrer Lastprofile, Auslastung und Lastflexibilitäten zu errechnen.

Die Modellrechnungen zur Bestimmung des Einsatzes des Lastmanagements erfolgen auf Basis des am EWI entwickelten dynamischen linearen Investitions- und Dispatchmodells des europäischen Elektrizitätssystems „DIMENSION“. Der tatsächliche Abruf der flexibilisierten Kapazitäten (Lastverschiebung) ergibt sich endogen aus der Modellrechnung.

Die Marktsimulationen ergeben für das Jahr 2050 einen Betrag von 5.464 GWh als Gesamteffekt des Lastmanagements in der deutschen Industrie. Abbildung 3-2 enthält eine Abschätzung der Beiträge einzelner Branchen zur Lastverschiebung 2050.

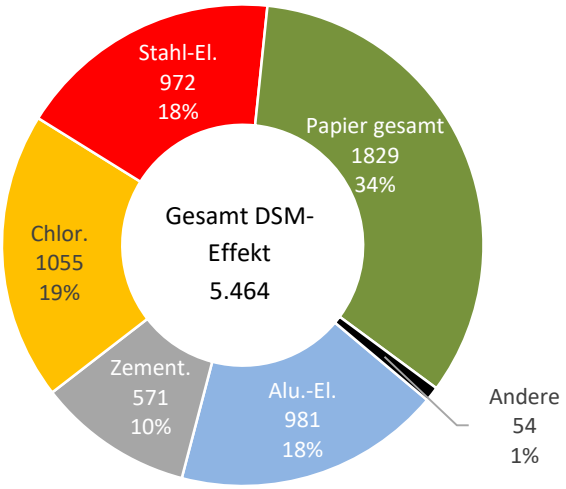

Abbildung 3-2 DSM-Effekt (verschobene Last) in Deutschland, 2050 [in GWh]

Der größte Effekt von 34% der gesamten verschobenen Last kommt aus der Papierindustrie, was durch die höchste installierte Leistung (ca. 37 % der gesamten Leistung der betrachteten Branchen) bedingt ist. Hinzu kommen hohe Lastflexibilitäten und die niedrigere Auslastung der Produktionskapazitäten (50-90 %), die viel Raum für Lastverschiebung schafft. Die Prozesse zur Aluminium-, Stahl- und Chlorproduktion liefern im Modell ungefähr gleich große Effekte von jeweils rund 1.000 GWh (je ca. 18% der gesamten verschobenen Leistung). Der wichtigste begrenzende Faktor für den DSM-Einsatz ist im Fall dieser Industriebranchen eine relativ hohe Auslastung der Produktionskapazitäten (86-90%), die trotz hoher Energieintensität und Laständerungsflexibilität dieser Prozesse einen nur sehr begrenzten Raum für Lastverschiebung zulassen. Der Beitrag der Zementindustrie ist relativ gering (571 GWh, 10 % des gesamten Effektes). Dies ist trotz der höchsten Lastflexibilität der Produktion durch die relativ niedrige installierte Leistung bedingt.

In **NRW** weist die Aluminium-Branche den höchsten DSM-Effekt von 775 GWh auf. Es folgen die Papier- und Stahlindustrie mit jeweils ca. 400 GWh zeitlich verschobener Energie. Die Papierbranche erzielt einen Effekt von ca. 300 GWh, die Zementbranche ca. 109 GWh.

Mit Blick auf die aktuelle Diskussion um Versorgungssicherheit bedeuten diese Ergebnisse, dass die fortbestehende Notwendigkeit, in Ergänzung zur fluktuierenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien im Stromsystem genügend gesichert verfügbare Erzeugungsleistung vorzuhalten, durch industrielles DSM nur wenig entlastet wird.

Neben der Vermarktung von industriellem DSM am Day-Ahead Strommarkt sind die Rahmenbedingungen für die Teilnahme von DSM an den weiteren Vermarktungsoptionen Regelenergiemärkte und Verordnungen über abschaltbare und zuschaltbare Lasten von Bedeutung. Hier ist es wesentlich, die Präqualifikationsbedingungen für industrielles DSM zu vereinfachen und zu standardisieren, um die mit der Teilnahme von Industrieprozessen verbundenen Transaktionskosten weiter zu senken.

3.2 PFAD 2: STROMNUTZUNG FÜR DIE WÄRMEBEREITSTELLUNG

Pfad 2A: POWER-TO-HEAT FÜR DIE GEBÄUDEWÄRMEVERSORGUNG IN WÄRMENETZEN

bearbeitet durch: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)

Die Umwandlung von Strom in Wärme bietet die Chance, überschüssigen regenerativ erzeugten Strom nutzbar zu machen anstatt ihn abregeln zu müssen. Durch die Verwendung von EE-Strom für die Wärmebereitstellung können fossile Brennstoffe substituiert und der Wärmesektor dekarbonisiert werden. Strom-zu-Wärme-Anwendungen (Power-to-Heat, PtH) können dabei in Haushalten, im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und in der Industrie zum Einsatz kommen. Im Rahmen dieser Analyse wurden heutige und zukünftige theoretische Power-to-Heat-Potenziale in NRW untersucht, die zur leitungsgebunden Wärmeversorgung des Haushalts- und GHD-Sektors genutzt werden könnten.

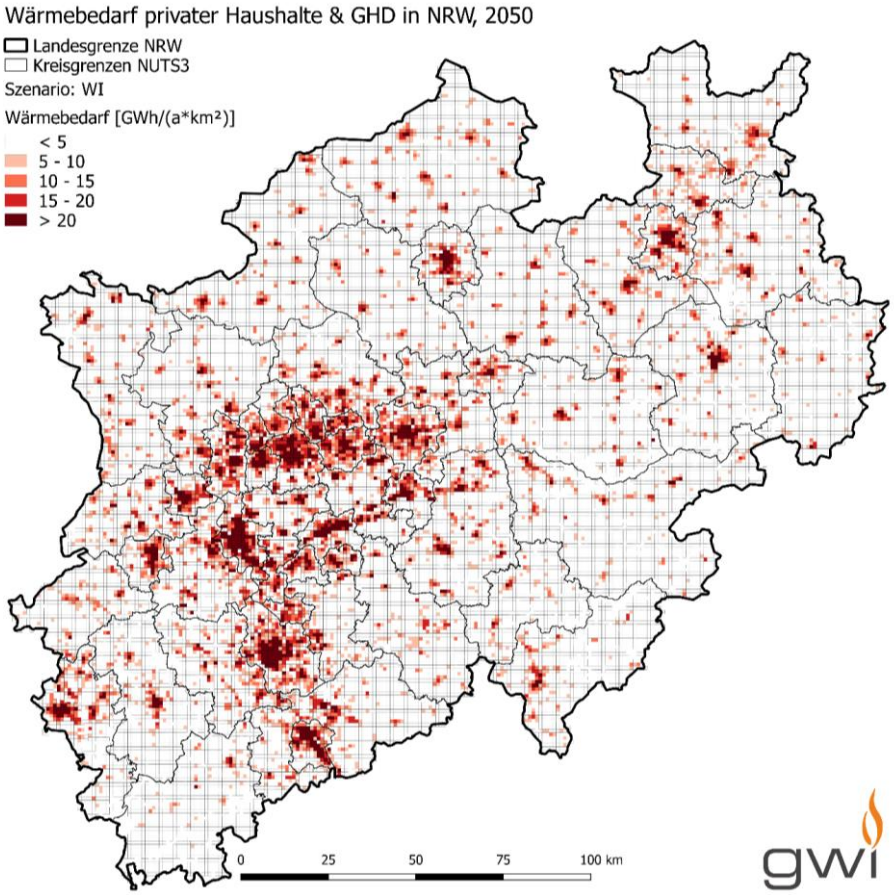

Abbildung 3-3 Wärmebedarf in NRW 2050, „PtX Industrie"-Szenario, eigene Berechnung und Darstellung, Datenbasis: Gebäudescharfe Berechnungsmethode, dargestellt im 1 x 1 km Raster u.a. unter Verwendung von Daten des LANUV

In NRW wurden im Jahr 2016 über 16 TWh Wärme über die bestehenden 4.834 km Fernwärmeleitungen transportiert [Agfw17]. Die Wärmebedarfe und theoretischen Fernwärme- und Power-to-Heat-Potenziale wurden unter Einsatz des am Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

entwickelten Energiesystemmodells GET.MoRE erarbeitet. Im Ergebnis stehen die für 2015 bestimmten 271 TWh Wärmebedarf für die Gebäude der Sektoren Wohnen und GHD einem zukünftigen Wärmebedarf von 105 TWh im Jahr 2050 im „PtX Industrie"-Szenario gegenüber. Durch die geoinformatischen Berechnungen konnten von diesen Wärmemengen 81 % für 2015 und 55 % für 2050 als geeignet für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung identifiziert werden. Diese Anteile führen unter Berücksichtigung von Transportverlusten bei eingesetzter Technik Stand heute zu theoretischen Fernwärmepotenzialen von 167 TWh/a (2015) bzw. 17 TWh/a (2050). Werden Wärmenetzgebiete ab einem Drittel der heute üblichen Wärmebedarfsdichte für den Netzausbau zugelassen und eine annähernde Vollversorgung innerhalb dieser Netze unterstellt, so ergeben sich 254 TWh/a (2015) bzw. 67 TWh/a (2050), siehe Tabelle 3-1.

Tabelle 3-1 Zusammenfassung der Ergebnisse der Wärmebedarfsberechnungen sowie der Hochrechnung der Fernwärmepotenziale bzw. maximalen Power-to-Heat Potenziale für die Sektoren Haushalte und GHD in NRW

Wärmebedarfs-dichte		**Wärmebedarf Gebäude Wohnen+GHD**	**davon für leitungsgebundene Versorgung identifizierte Wärmebedarfe**		**Fernwärme-/ Power-to-Heat-Potenzial**	
			> 10 GWh/km²a	> 30 GWh/km²a	> 10 GWh/km²a	> 30 GWh/km²a
		[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]
2015	Status Quo	271	219	144	**254**	**167**
2050	Szenario Leitstudie	132	83	28	**97**	**32**
	„PtX Industrie"-Szenario WI	105	58	15	**67**	**17**
	Szenario Energieziel 2050	69	25	4	**30**	**5**

Der **Vergleich mit dem heutigen Stand des Fernwärmenutzung** ergibt, dass im Jahr 2016 in NRW 16,17 TWh Wärmenetzeinspeisung erfolgt sind [Agfw17]. Dies bedeutet, dass auch im „PtX Industrie"-Szenario nach starker Wärmebedarfsreduktion (ca. - 60 % inkl. Warmwasser) noch immer ein Fernwärmepotenzial im Umfang der heutigen Netzeinspeisung vorhanden wäre. Dies gilt allerdings nur unter der Randbedingung, dass nach und nach alle im identifizierten Netzgebiet liegenden Gebäude an das Leitungsnetz angeschlossen würden. Es wäre also nötig, bis 2050 eine Nachverdichtung der Hausanschlüsse zu bewerkstelligen, um im heutigen Umfang Fernwärme zu betreiben. Orientiert man sich bei gleichbleibend hoher Mindestwärmebedarfsdichte an der Leitstudie (- 50 % Wärmebedarfsreduktion), so ergeben sich mit 32 TWh/a wesentlich höhere Potenziale für Fernwärme bzw. PtH, die der doppelten heute eingespeisten Wärmemenge entsprechen.

Pfad 2B: POWER-TO-HEAT FÜR INDUSTRIELLE PROZESSWÄRME

bearbeitet durch: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

Bei industrieller Prozesswärmebereitstellung ist eine Unterscheidung in die Querschnittstechnologie *Elektrische Dampferzeugung* und in PtH als *Ersatz für brennstoffbezogene Hochtemperatur-Prozesse* sinnvoll.

Die Querschnittstechnologie der **elektrischen Dampferzeugung** ist weitgehend branchenunabhängig technisch realisierbar, dort wurden bereits einzelne Demonstratoren entwickelt. Hier wäre zu erwägen, ob die Entwicklung standardisierter Hybridverfahren für verschiedene Leistungsgrößen und Dampfparameter gefördert werden sollte, um den Einsatz von preisgünstigen und flexiblen PtH-Verfahren als marktfähige Querschnittstechnologie zu etablieren.

Bei der Elektrifizierung **brennstoffbezogener Prozesse** ist eine stärkere Differenzierung sowohl auf der Seite der Technologien als auch auf der Seite der Branchen und Prozesse (z.B. in der Metallindustrie) erforderlich. Auch wenn die grundsätzlich anwendbaren direkten (induktiv/ konduktiv/ dielektrisch) und indirekten Verfahren (indirekte Widerstands-/ Lichtbogen-/ Infrarot-Erwärmung) für sich - z.T. allerdings nur in Nischen - als erprobt angesehen werden können, so gibt es dennoch in vielen Fällen noch erheblichen Entwicklungsbedarf, um für bestimmte Branchen und deren Prozesse angepasste, effiziente und kostengünstige Elektrifizierungsverfahren zu konzipieren.

Mit dem am WI entwickelten Energiesystemmodell WISEE wurde auf Basis von Experteninterviews, Literaturrecherchen und eigenem Expertenwissen ein technisches (statisches) Elektrifizierungspotenzial von 59 TWh für die Substitution von Brennstoffen (= 25 % des modellierten Bedarfs) und 91 TWh für die elektrische Dampferzeugung (= 100 % des modellierten Bedarfs) identifiziert. Als Basis diente eine Datenbank mit 105 unterschiedlichen Produktionsprozessen und 970 erfassten Einzelanlagen an 457 Standorten in Deutschland, die 58 % des erfassten Brennstoffbedarfs (inkl. Fernwärmebezug) des verarbeitenden Gewerbes abdeckt. Um das technische Elektrifizierungspotenzial zu ermitteln, wurden diejenigen Prozesse, die nicht für eine Elektrifizierung geeignet sind, ausgeschlossen. Des Weiteren wurden brennstoffintensive Prozesse ausgeschlossen, bei denen in typischer Konfiguration prozessbedingt Brenngasüberschüsse vorliegen (Steam Cracker, Raffinerien, integrierte Hochofenwerke).

Abbildung 3-4 zeigt die räumliche Verteilung der modellierten industriellen Energieverbräuche sowie die daraus abgeleiteten technischen Elektrifizierungspotenziale für Dampf und Hochtemperatur-Prozesswärme von in Summe 150 TWh.

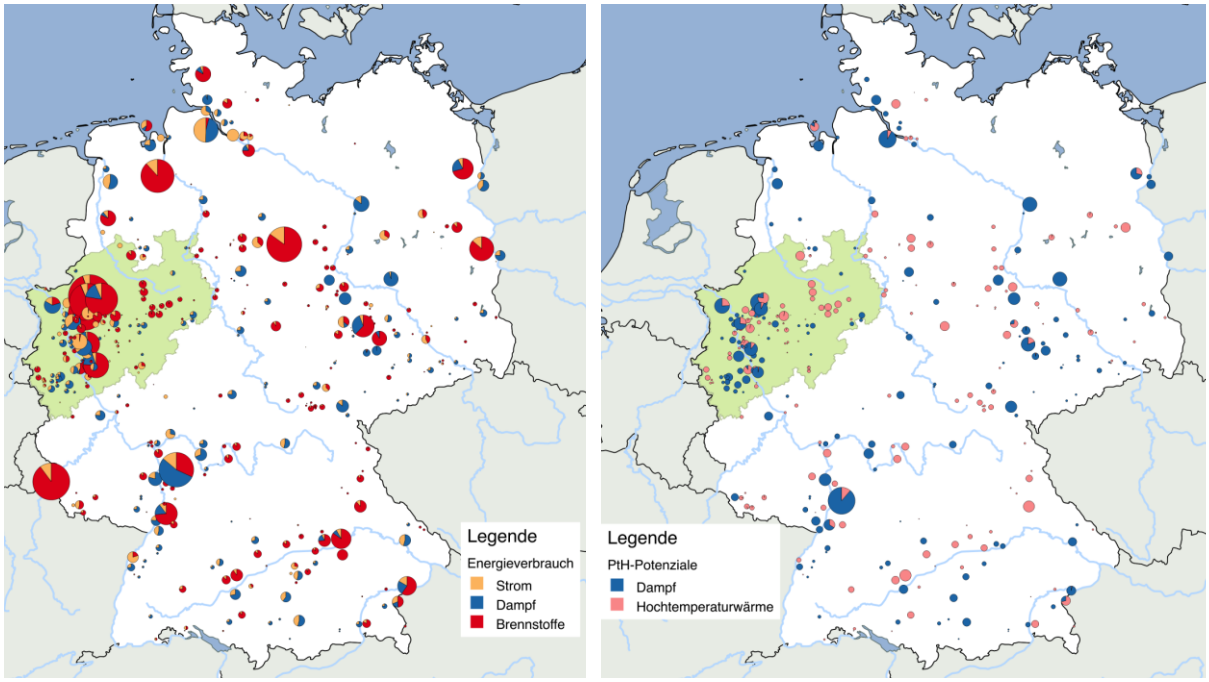

Abbildung 3-4 Räumliche Verteilung der modellierten industriellen Energiebedarfe im Jahr 2015 (links) sowie daraus abgeleitete statische technische Elektrifizierungspotenziale für Dampf und Hochtemperatur-Prozesswärme (rechts)

Für die elektrische Dampferzeugung wurde für das ermittelte Potenzial ein PtH-Entwicklungspfad bis zum Jahr 2050 abgeschätzt und die daraus resultierenden jährlich vermiedenen Treibhausgas-Emissionen (THG) sowie mögliche Beiträge zur Primärenergieeinsparung berechnet. Dabei wurde in zwei unterschiedlich ambitionierte Szenarien (DE_80% und DE_95%), in monovalente (vs. Strommix) sowie in hybride (vs. EE-Mix[1]) und in zwei verschieden effiziente Wärmeerzeugungstechnologien (Elektrodenkessel und Hochtemperatur-Wärmepumpe) unterschieden. Die Bandbreite der Ergebnisse liegt zwischen 0,6 Mt CO_2äq *Mehremissionen* für den monovalenten Betrieb eines Elektrodenkessels im Jahr 2030 im DE_80%-Szenario und 17,3 Mt CO_2äq *Minderemissionen* für den hybriden Betrieb eines Elektrodenkessels im Jahr 2050 im DE_95%-Szenario. Dito liegt die Bandbreite bei der Primärenergieeffizienz zwischen 28,2 PJ (7,8 TWh) *Primärenergiemehrverbrauch* für den monovalenten Betrieb eines Elektrodenkessels im Jahr 2050 im DE_80 %-Szenario und 201,9 PJ (56,1 TWh) *Primärenergieeinsparung* für den monovalenten Betrieb einer Hochtemperatur-Wärmepumpe im Jahr 2050 im DE_95 %-Szenario. Dies zeigt, dass die Elektrifizierung weder ein Garant für die Reduktion der Treibhausgase noch zur Einsparung von Primärenergie ist. Notwendige Voraussetzung dafür ist vielmehr, dass die Elektrifizierung und der EE-Ausbau (inklusive weiterer Infrastrukturen wie Netze und Speicher) in einer gemeinsamen Strategie gedacht werden.

[1] Hier wurde stark vereinfachend die Voraussetzung einer jederzeit und an jedem Ort ausreichend verfügbaren EE-Überschussstrommenge postuliert.

Die eigentliche Herausforderung bei der Entwicklung der PtH-Potenziale besteht dabei in der Integration der elektrischen Erwärmungstechnologien in die unterschiedlichen Produktions- und Verarbeitungsprozesse. Forschungsbedarf besteht außerdem in der Frage, wie die Prozessanwendungen technisch und organisatorisch flexibilisiert werden können und inwieweit die Flexibilisierung zu Effizienzeinbußen führt, siehe z.B. [Ecof16]. Aufgrund ihrer großen Anwendungspotenziale eignen sich für die Elektrifizierung von Prozesswärme insbesondere folgende Branchen:

- Papier und Pappe
- Raffinerien
- Grundstoffchemie
- Glas, Keramik
- Zement, Kalk, Ziegel
- Eisen & Stahl
- NE-Metalle & Eisengießereien
- Nahrungsmittel- und Getränke-Industrie

Die (monovalente) Elektrifizierung in der Grundlast ist - bei dem gegenwärtigen und auch mittelfristig zu erwartendem Spread zwischen Gas- und Strompreisen - in vielen Fällen nicht wirtschaftlich darstellbar. Aus diesem Grund beschränken sich kurz- und mittelfristig mögliche Anwendungen auf die (hybride) Flexibilisierung und auf Verfahren, die zusätzliche Vorteile z.B. hinsichtlich Produktqualität oder Produktoutput (Prozessgeschwindigkeit) versprechen. Daher erscheint ein vielversprechender Ansatz, sowohl die PtH-Flexibilisierungspotenziale als auch die produkt- und prozessspezifischen Co-Benefits einer Elektrifizierung systematisch für einzelne Branchen zu untersuchen.

Neben einer Effizienzverbesserung und einer Reduktion der Emissionen kann eine gezielte Forschungsförderung in die Optimierung der oben genannten Prozesse indirekt (über Co-Benefits) die Anreize zur Elektrifizierung erhöhen.

Insgesamt gibt es in der Literatur bisher nur wenige nationale und internationale Arbeiten, die sich mit den Potenzialen einer vollständigen Elektrifizierung industrieller Prozesswärme systematisch und unter Betrachtung zukünftig möglicher Dynamiken auseinandersetzen. Hier besteht noch Forschungsbedarf, insbesondere was die Untersuchung der technischen, wirtschaftlichen und Umsetzungs- bzw. Marktpotenziale für einzelne Branchen und Prozesse betrifft. Weitere Untersuchungen sind zudem erforderlich im Bereich Flexibilisierung der Prozesse (DSM-Potenziale) und deren Auswirkungen sowie im Themenfeld Anpassung des Strommarktdesigns (Flexibilisierung der Strompreisbestandteile). Thermische Speicher können eine wichtige Aufgabe bei der Flexibilisierung und Sektorenkopplung industrieller Prozesse übernehmen. Insbesondere auch für den bei Industrieprozessen relevanten Hochtemperaturbereich besteht hier noch F&E-Bedarf [Fvee17, S.25].

3.3 PFAD 3: REGENERATIVER WASSERSTOFF FÜR DEN STRAßENVERKEHR

bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)

Im Rahmen der Pfadanalyse wurde der Einsatz von regenerativem Wasserstoff im Pkw-Straßenverkehr für verschiedene Marktdurchdringungen von Brennstoffzellen-Fahrzeugen (Fuel Cell Electric Vehicles, FCEVs) untersucht. Im Fokus stand hierbei die Frage, wie eine Wasserstoffinfrastruktur standortgenau inklusive aller Komponenten, von der Wasserstoffproduktion bis zu den Tankstellen mit möglichst geringen Kosten ausgelegt werden kann und welches CO_2-Reduktionspotenzial damit für den Transportsektor einhergeht. Insgesamt wurden vier Szenarien betrachtet, die im Zieljahr 2050 eine Bandbreite von 1 - 75 % FCEV-Marktanteil abbilden, was einer jährlichen Produktionsmenge von 0,02 bis 2,88 Mio. t Wasserstoff entspricht.

Die benötigten Wasserstoffproduktionsstandorte wurden aufbauend auf einem Energieszenario festgelegt. Der im Energieszenario beschriebene Ausbau von erneuerbaren Energien führt zur Produktion von erheblichen Mengen von Überschussstrom, die sich auf bis zu 293 TWh im Szenario-Jahr 2050 summieren können. Mit Hilfe von PtG kann ein Teil dieser Strommenge zur Produktion von Wasserstoff genutzt werden. Dieser kann als Kraftstoff von Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt werden und zur CO_2-Emissionsreduktion im Straßenverkehr beitragen. Anhand einer räumlich aufgelösten Analyse zur Verfügbarkeit von Überschussstrommengen wurden Regionen in Norddeutschland identifiziert, die sich aus ökonomischer Perspektive als Elektrolyseurstandorte zur Wasserstoffproduktion eignen.

Basierend auf der FCEV Marktdurchdringung wurde die auf Ebene der Landkreise/ kreisfreien Städte aufgelöste Wasserstoffnachfrage und darauf aufbauend Standorte und Absatzmengen der Wasserstofftankstellen in Anlehnung an die heute bestehende Tankstelleninfrastruktur bestimmt. Im nächsten Schritt wurde die benötigte Wasserstoff-Versorgungsinfrastruktur mit allen Komponenten, von der Wasserstoffproduktion bis zu den Tankstellen ausgelegt. Hierzu wurde die Infrastruktur entlang definierter Versorgungspfade für die verschiedenen Szenarien zur FCEV-Marktdurchdringung mit Hilfe eines Infrastrukturmodells modelliert. Als mögliche Pfadoptionen wurden dabei eine Kombination verschiedener Speichersysteme (Salzkavernenspeicher, LH_2-Tank, LOHC-Tank) und Transportoptionen (Pipeline, GH_2-, LH_2-, LOHC-Truck) sowohl für die Transmission als auch die Distribution berücksichtigt.

Die Ergebnisse der Pfadanalyse zeigen, dass die kostengünstigste Bereitstellung von Wasserstoff (Well-to-Tank, WTT) bei hohen Nachfragemengen (30 und 75 % FCEV-Anteil) über die Kombination von Kavernenspeichern und Pipelinetransport zu realisieren ist. Für die Transmission ergeben sich deutliche Kostenvorteile durch den Einsatz von Pipelines im Vergleich zu anderen Transportoptionen. Bei der Distribution kann alternativ zum Einsatz von Pipelines auch der Einsatz von GH_2-Trucks erfolgen. Die Kosten liegen für beide Varianten in vergleichbarer Größenordnung. In Szenarien mit geringeren Nachfragemengen sind hingegen Technologiepfade mit Truck-Transport (LH_2 und LOHC) die kosteneffizientesten Optionen. Im Szenario mit 1 % FCEV-Anteil verdrängen zudem LH_2- und LOHC-

Speichersysteme die Kavernenspeicher als günstigste Speicheroption. Insgesamt ist die Kostendifferenz zwischen den beiden günstigsten Technologiepfaden in allen Szenarien mit maximal 5 % relativer Abweichung jedoch zu gering, sodass mit den spezifischen CO_2-Emissionen ein zweites Bewertungskriterium hinzugezogen wurde. Die WTT-Analyse der CO_2-Emissionen hat zu dem Ergebnis geführt, dass LOHC-basierte Pfade (1 % und 10 % FCEV-Anteil), bedingt durch den Einsatz von Erdgas in der Dehydrierung, die höchsten CO_2-Emissionen (1,38 bis 3,42 kg_{CO2}/kg_{H2}) verursachen und der LH_2-Pfad mit Speicherung und Transport zu niedrigeren Emissionen führt (0,32 bis 1,3 kg_{CO2}/kg_{H2}). In Abbildung 3-5 sind die spezifischen Wasserstoffkosten und die spezifischen CO_2-Emissionen, der unter ökonomischen sowie ökologischen Gesichtspunkten sinnvollsten Pfade, zusammenfassend dargestellt.

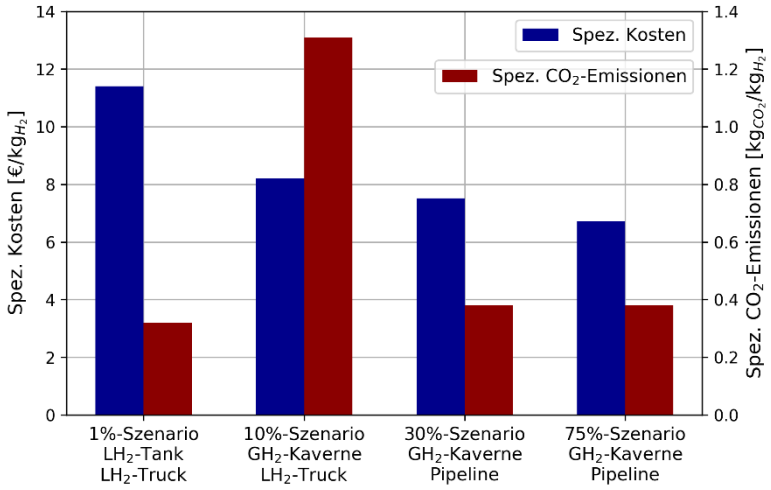

Abbildung 3-5 Spezifische Wasserstoffkosten und spezifische CO_2-Emissionen (Well-to-Tank) in Abhängigkeit vom Szenario (FCEV-Marktanteil) in der Pfadbetrachtung Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr, unterteilt nach Art des Speichers und des Transportes (Transmission & Distribution)

Ausgehend von den beschriebenen Technologiepfaden wurde das CO_2-Reduktionspotenzial bestimmt, das durch den Einsatz von FCEVs im Straßenverkehr bis 2050 erreicht werden kann. Es zeigte sich, dass ein 75%-iger FCEV-Marktanteil das Potenzial hat, die CO_2-Emissionen aus dem Pkw-Verkehr im Jahr um 78,9 Mio. t_{CO2} zu senken, was einer Reduktion der CO_2-Emissionen von 73,9% gegenüber den Werten von 2014 entspricht.

Zusammenfassend lässt sich schlussfolgern, dass die spezifischen Wasserstoffkosten mit einer höheren FCEV Marktdurchdringung günstiger werden. Weiterhin ergeben sich mit höherer Marktdurchdringung auch größere CO_2-Einsparungspotenziale.

Weitere Chancen sind in einer weitergehenden Nutzung der Wasserstoff-Infrastruktur zur Deckung von Energienachfragen in anderen Sektoren und für potenzielle PtX-Anwendungen inkl. Langzeitspeicherung zu sehen, die wichtige Beiträge zum Erreichen der Ziele der Energiewende liefern können. Durch die vergleichsweise einfache Möglichkeit der großtechnischen Wasserstoffspeicherung in Kavernen leistet einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit im Verkehrsbereich und in anderen Sektoren. Die Rolle einer sektorenkoppelnden, großtechnischen Wasserstoffspeicherung ist in weiterführenden Studien genauer zu untersuchen.

3.4 PFAD 4: H2-BASIERTE SYNTHESEPRODUKTE FÜR VERKEHR UND INDUSTRIE

bearbeitet durch: Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT

Die Nutzung von Stromüberschusskapazitäten in der Produktion wird als »Power-to-X«– oder auch -"Power-to-Products"-Konzept (PtP) bezeichnet. Im Folgenden wird nur der Begriff Power-to-Products verwendet. PtP-Konzepte unterscheiden sich grundsätzlich von PtH- oder PtG-Konzepten, da bei den letzteren mit Wärme, Wasserstoff oder Methan konkrete Zielprodukte gegeben sind. PtP-Konzepte sind dagegen zunächst produktoffen und die Frage nach geeigneten Produkten stellt eine zu lösende Aufgabenstellung dar.

Für PtP-Verfahren kommen verschiedene Ansätze in Frage, die in dem in Abbildung 3-6 dargestellten „3-Säulen-Konzept" gezeigt werden. Die erste Säule umfasst die direkte Verwendung von Strom für energieintensive Prozesse. Voraussetzung hierfür ist, dass der Betrieb der Prozesse flexibel erfolgen kann. Konkret bedeutet dies, dass die Verfahren bei Vorliegen von Überschusskapazitäten in Volllast und zu anderen Zeiten entweder abgestellt oder in Teillast bzw. bivalent (z.B. Wechsel zwischen Gas und Strom bei der Wärmebereitstellung) betrieben werden. Die zweite Säule umfasst Verfahren, mit denen Ressourcen erschlossen werden können, deren Aufarbeitung bisher nicht wirtschaftlich war. Dabei kann es sich beispielsweise um geologische Lagerstätten mit vergleichsweise geringem Gehalt an Seltenen Erden, Metallschlacken oder um Abfälle handeln, die bisher nicht als Rohstoffquelle genutzt wurden, da ihre Aufarbeitung einen zu hohen Energieaufwand erforderte.

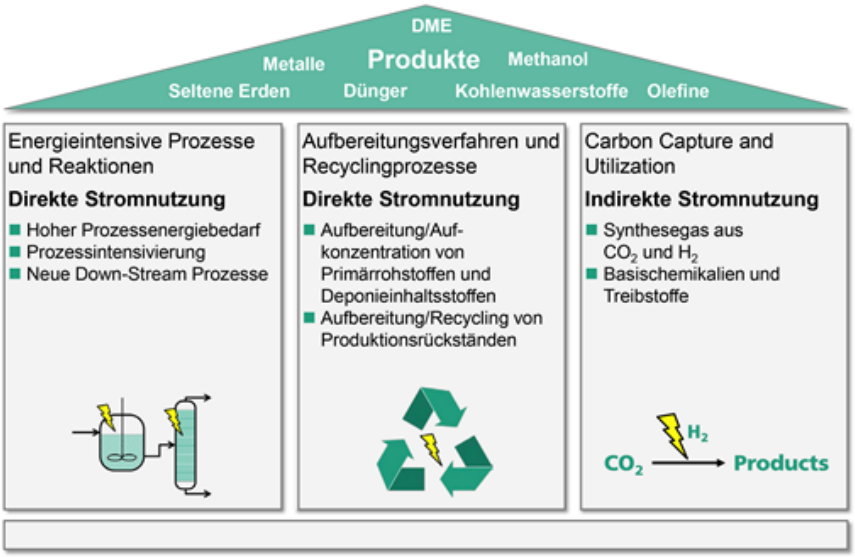

Abbildung 3-6: Die drei Säulen des Power-to-Products-Konzepts [Baza17].

Die dritte Säule beinhaltet „Carbon-Capture-and-Utilisation-(CCU)-Verfahren", die mithilfe von elektrischem Strom Wasserstoff erzeugen und diesen mit CO_2 zu chemischen Grundstoffen oder chemischen Energiespeichern bzw. Treibstoffen umsetzen. Unter CCU-Verfahren werden Verfahren

verstanden, die in der Regel eine Abtrennung von CO_2 aus stationären Punktquellen[2] wie Kalk-/Zementanlagen, Stahlwerken, Biogasanlagen sowie ggf. Kraftwerken vorsehen und das abgeschiedene CO_2 anschließend zu Produkten verarbeiten. Dabei sind unterschiedliche CO_2-Konzentrationen und Gasreinheiten zu beachten. CCU-Verfahren grenzen sich zu Carbon-Capture-and-Storage-(CCS)-Verfahren ab, indem sie abgetrenntes CO_2 verwerten und es nicht wie CCS-Verfahren in geologischen oder maritimen Systemen deponieren.

Die folgenden Gleichungen skizzieren die grundsätzliche Vorgehensweise, die heute bei PtP-Konzepten verfolgt wird, um beispielsweise aus CO_2 die Basischemikalie und den potenziellen Treibstoffzusatz Methanol (CH_3OH) herzustellen.

$$\text{Strom} + 3H_2O \dashrightarrow 3H_2 + 1{,}5\ O_2$$
$$3H_2 + CO_2 \dashrightarrow CH_3OH + H_2O$$

Auf den ersten Blick gleicht die Vorgehensweise dem PtG-Konzept, da zunächst durch Elektrolyse Wasserstoff erzeugt wird, der anschließend in einem chemisch-katalytischen Schritt statt zu Methan zu Methanol umgesetzt wird. Ziel des PtG-Konzeptes ist es jedoch, regenerative Energie zu speichern, während PtP-Konzepte auch das Ziel haben können, eine vermarktbare Basischemikalie herzustellen. Die ökonomische Bewertung des Umwandlungsschritts von Wasserstoff zu Methan orientiert sich deshalb hauptsächlich am Wert der gespeicherten Energie und ist direkt an energetische Umwandlungsverluste gekoppelt. Bei der Herstellung von Basischemikalien können diese Umwandlungsverluste jedoch ggf. wirtschaftlich kompensiert werden, wenn ein Produkt hergestellt wird, das einen höheren Marktpreis erzielt als Wasserstoff.

Bei der Herstellung von Chemikalien aus CO_2, kommt es darauf an, dass die hergestellten Produkte in die erdölbasierten Produktionsstrukturen der chemischen Industrie integrierbar sind und nicht vollkommen neue Synthesestammbäume, Produktionskapazitäten und Endprodukte erfordern. Vor diesem Hintergrund ist die Herstellung von Alkoholen von besonderem Interesse, da sich aus ihnen weitere Produkte herstellen lassen.

Zur Identifizierung und Bewertung möglicher Produkte werden in der vorliegenden Pfadanalyse Produktrouten mit Primär- und Folgeprodukten vorgestellt. Die vertiefenden Betrachtungen orientieren sich beispielhaft an der Ethanolroute, für die Marktpreise und Markvolumina beschrieben und bewertet werden. Unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen lassen sich gute Produktions-und Abnehmerstrukturen für Ethen als Zielprodukt identifizieren. Zum Schluss erfolgt eine Abschätzung, wieviel elektrischer Strom zur Herstellung chemischer Produkte aus CO_2 benötigt wird.

[2] Abscheideverfahren für CO_2 aus der Luft sind hier aufgrund der geringen Konzentration nicht berücksichtigt; eine Übersicht zu möglichen CO_2-Quellen gibt [Baza17].

3.5 PFAD 5: H2-EINSPEISUNG IN ERDGASNETZE

Pfad 5A: Standortanalyse für Power-to-Gas Anlagen im deutschen Gastransportnetz

bearbeitet durch: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)

Die **Wasserstoffeinspeisung in das Gastransportnetz** stellt einen Nutzungspfad von regenerativ erzeugtem Wasserstoff dar, bei dem die Endabnehmer ein Erdgas-Wasserstoff-Gemisch beziehen. Für die hier durchgeführten Standortanalysen wurden Umspannwerke als potenzielle Energieumwandlungsstandorte betrachtet. Die geoinformatischen Analysen bestimmen lokale Verfügbarkeiten von erneuerbarer Energie aus Windkraft (WEA)- und Photovoltaik(PV)-Anlagen.

Tabelle 3-2: Ergebnis: Anzahlen qualifizierter Standorte für PtG-Anlagen an Umspannwerken mit lokaler EE-Produktion in den deutschen Bundesländern Stand 2015.

	Anzahl Umspann-werke mit Anschluss ans HS-/ HöS-Netz	EE-Anlagen		Anzahl Umspannwerke					
				innerhalb Radius von 5 km				mit Gas-Transportnetz innerhalb 2,5 km	
Bundesland		Wind	PV > 1 MW	mit Wind	mit PV > 1 MW	mit Wind+PV	mit > 5 WEA	Wind+PV	> 5 WEA
Baden-Württemberg	380	462	164	63	124	18	11	9	0
Bayern	564	818	893	86	305	48	21	14	6
Berlin	73	4	3	15	25	9	2	0	0
Brandenburg	193	3.153	491	114	115	75	87	32	43
Bremen	34	77	1	29	6	3	25	0	9
Hamburg	22	65	0	17	1	1	12	1	2
Hessen	206	799	101	56	65	16	25	7	10
Mecklenburg-Vorpommern	129	1.475	191	79	76	43	55	23	33
Niedersachsen	429	5.336	161	291	119	79	205	41	100
Nordrhein-Westfalen	715	2.831	125	427	175	108	181	72	109
Rheinland-Pfalz	205	1.347	161	94	93	47	55	18	14
Saarland	53	144	37	13	41	9	7	1	2
Sachsen	211	847	253	98	118	71	47	38	27
Sachsen-Anhalt	159	2.431	286	105	103	69	74	38	42
Schleswig-Holstein	140	2.582	117	91	34	27	62	12	16
Thüringen	106	673	166	49	63	36	15	15	9
SUMME	**3.619**	**23.044**	**3.150**	**1.627**	**1.463**	**659**	**884**	**321**	**422**

In Tabelle 3-2 sind die Ergebnisse nach Bundesländern aufgelistet. Neben klassischen Windausbaugebieten in Norddeutschland sind vor allem in NRW viele geeignete Umspannwerke vorhanden, die als PtG-Standorte infrage kommen. Dies lässt sich vor allem auf die gut ausgebauten Netzinfrastrukturen sowohl im Strom- als auch im Gassektor zurückführen, die mit dem hohen Energiebedarf des Industrielandes NRW einhergehen. Die letzte Spalte der Ergebnistabelle enthält die Anzahlen der in den deutschen Bundesländern identifizierten potenziellen PtG-Standorte an Umspannwerken, die über lokale EE-Erzeugung aus mindestens 5 Windkraftanlagen im Radius von 5 km sowie eine Gastransportnetzleitung in einem Radius von ca. 2,5 km verfügen. Dieser Datensatz wird beispielhaft für die hier erzielten Ergebnisse in Abbildung 3-7 dargestellt.

Die 422 identifizierten Standorte verteilen sich hauptsächlich auf den Norden der BRD, entsprechend der schwerpunktmäßigen Ausbaugebiete von Windenergieanlagen. Für das starke Abschneiden von

NRW (109 der 422 potenziellen Standorte) spielt die hohe Anzahl der in die Betrachtung eingehenden Umspannwerke eine entscheidende Rolle, die in der stark ausgeprägten Energieinfrastruktur zur Versorgung der hohen Bevölkerungszahl und Wertschöpfung sowie den hohen Erzeugungskapazitäten im Industrieland begründet liegen. Eine detaillierte Betrachtung zeigt, dass die potenziellen Standorte insbesondere in Nord- und West-NRW sowie am nördlichen Rand des Ruhrgebietes und westlich des Ballungsraumes entlang des Rheins vorzufinden sind. In diesen Regionen verfügt NRW über besonders dichte und leistungsfähige Strominfrastrukturen, die die dort ansässigen Industriestandorte versorgen, andererseits aber auch über räumliche Kapazitäten für Windkraftanlagen außerhalb der dicht besiedelten Zentren.

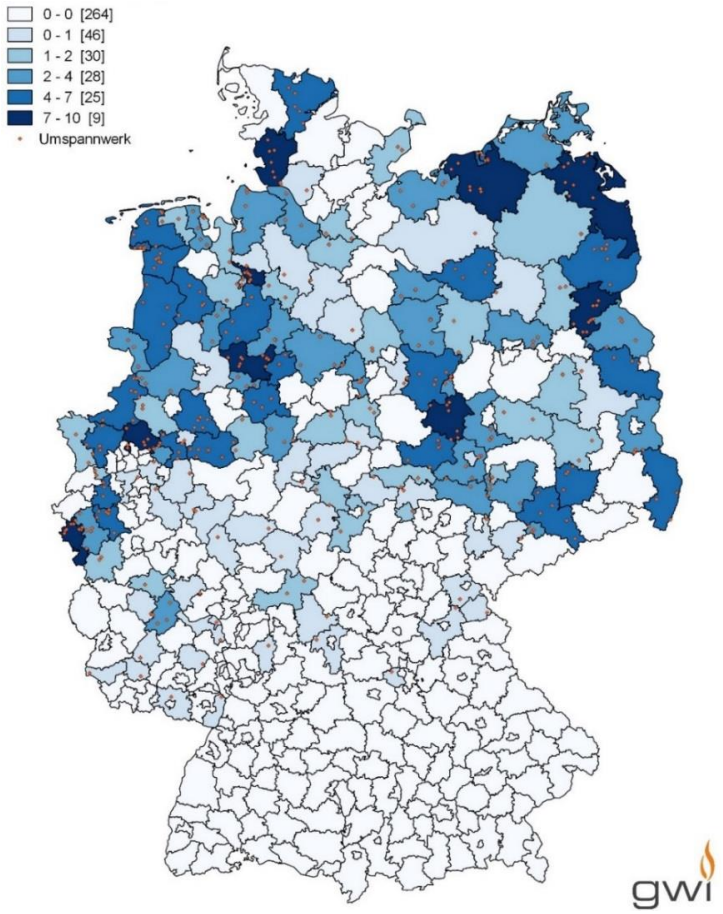

Abbildung 3-7: Regionale Verteilung der 422 Umspannwerke (davon 109 in NRW) mit mindestens 5 benachbarten Windenergieanlagen und Nähe zum Gastransportnetz auf NUTS-3-Ebene

In einem weiteren Schritt wurde die Verfügbarkeit von PV-Anlagen ab 1 MW installierte Leistung als Kriterium aufgenommen und gleichzeitig die vorausgesetzte Verfügbarkeit von 5 WEA auf 1 WEA reduziert. Somit könnten im Fall einer Direktnutzung erneuerbarer Strommengen die PV-Flächen ihre charakteristischen Erzeugungspeaks die durch die WEA bereitgestellten Energiemengen zeitlich ergänzen und für eine bessere Anlagenauslastung der Elektrolyseure sorgen. In der räumlichen Verteilung der identifizierten Standorte ergibt sich nun ein anderes Bild. Auch die kleinstädtischen Bereiche und Stadtränder bieten nun verstärkt potenzielle Standorte die Flexibilitätstechnologie.

Pfad 5B: Wasserstoffeinspeisepotenziale in den Gasverteilnetzen NRWs

bearbeitet durch: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)

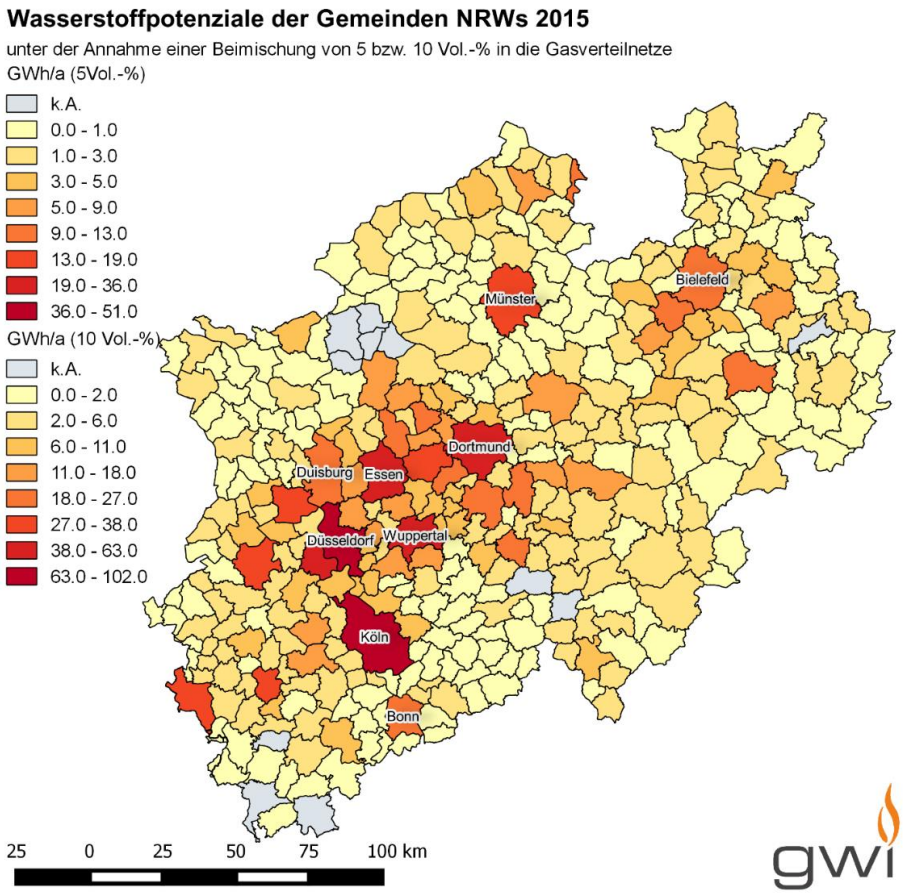

Abbildung 3-8 Theoretisch durch Wasserstoff substituierbare Jahresarbeit Erdgas bei einer Volumenobergrenze von 5 und 10 Vol.-% H_2 im Erdgas, basierend auf dem saisonalen Verlauf des Erdgasbedarfs Stand 2015. Für NRW ergeben sich in Summe 1.187 bzw. 2.368 GWh/a.

In Abbildung 3-8 sind die saisonalen, **theoretisch durch Wasserstoff substituierbaren Erdgasmengen im Verteilnetz für die Gemeinden NRWs** dargestellt. Die bedarfsstärksten Gemeinden bieten entsprechend der angenommenen Einspeiseobergrenzen die höchsten Potenziale zur Wasserstoffbeimischung auf Verteilnetzebene. Den theoretischen Maximalwert für eine Einspeisung von 10 Vol.-% H_2 besitzt Köln mit bis zu 102 GWh H_2 pro Jahr.

Um die **Wasserstoffeinspeisepotenziale 2050** für die Gemeinden NRWs auf Verteilnetzebene zu bestimmen, werden zunächst die Jahresenergieverbräuche Erdgas für das Jahr 2050 definiert. Es wird dafür die Annahme getroffen, dass diese der ‚Energiereferenzprognose' 2014 entsprechend abnehmen. Demnach reduziert sich der Erdgasverbrauch bis 2050 in den Sektoren GHD und Haushalte um 37,5 % (Trendszenario) im Vergleich zum Referenzjahr 2011 [Ewig14]. Die größten Gasverbräuche aus dem Bereich der energieintensiven Industrie werden aus Direktleitungen der Gastransportnetze versorgt und beeinflussen die (heutigen und zukünftigen) Volumenströme in den Verteilnetzen nicht.

Bei einem Vergleich von Abbildung 3-8 mit Abbildung 2-14 wird ersichtlich, dass sich trotz der zukünftig höher angenommenen Wasserstoffbeimischung von 15 Vol.-% die theoretischen Einspeisepotenziale leicht verringern werden. Dieser Umstand ist bedingt durch den Rückgang des Erdgasbedarfs bis zum Jahr 2050 durch rückläufige Wärmebedarfe des Gebäudebestandes.

Insgesamt verfügen alle Regionen innerhalb des untersuchten Bundeslandes über theoretische Einspeisepotenziale für Wasserstoff und somit über einen geeigneten Vektor, um erneuerbare Energie nach der Umwandlung von elektrischer in chemisch gebundene Energie aus dem Stromsektor in den Gassektor zu verschieben. Dort verdrängt das erneuerbare Gas aus Power-to-Gas-Prozessen gemeinsam mit Biogas anteilig Erdgas aus fossilen Quellen. **Für die Gasverteilnetze in NRW ergibt sich im Ergebnis dieser Potenzialanalyse ein Wasserstoffeinspeisepotenzial von 2.222 GWh für das Jahr 2050.**

3.6 PFAD 6: GROßTECHNISCHE H2-SPEICHERUNG MIT ZENTRALER RÜCKVERSTROMUNG

bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)

Im Rahmen der Pfadanalyse wurden verschiedene Pfade zur Nutzung von Überschussstrom aus Norddeutschland zur positiven Residuallastdeckung NRWs mittels Wasserstoffrückverstromungs-Systemen untersucht und ökonomisch bewertet.

Als Grundlage der Pfadanalyse wurde ein Energieszenario für Deutschland betrachtet, welches von einem starken Ausbau Erneuerbarer Energie ausgeht. Auf dieser Basis wurde eine Analyse der örtlich und zeitlich aufgelösten Residuallasten für 2050 durchgeführt. Es zeigen sich eine starke Konzentration von Überschussstrommengen (negativen Residualenergien) in Norddeutschland sowie eine starke Konzentration der positiven Residuallasten in NRW. Die zeitliche Analyse zum Verlauf der Residuallasten führt zu einer Fallunterscheidung: In einem Fall ist, unter der Voraussetzung vorhandener Stromtransportkapazitäten, eine zeitgleiche Lastdeckung der Stromnachfrage NRWs durch Überschussstrommengen aus Norddeutschland möglich (räumlicher Ausgleich durch Stromtransport). Im anderen Fall ist die zeitgleiche Lastdeckung nicht möglich, sodass in diesen Fällen zur Lastdeckung auf ein Wasserstoff-Rückverstromungssystem zur zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch zurückgegriffen werden muss (zeitlicher Ausgleich durch Langzeitspeichersysteme). Die Analyse zeigt weiterhin, dass die Jahresspitzenlasten NRWs zu Zeiten mit insgesamt niedriger Erzeugung aus erneuerbaren Energien auftreten, weshalb der Kraftwerkspark zur Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffes auf die maximale positive Residuallast NRWs ausgelegt werden muss.

Zu den Komponenten von Wasserstoff-Rückverstromungssystemen zählen Elektrolyseure, Wasserstoff-Kavernenspeichersysteme und -Pipelines sowie Rückverstromungstechnologien. Die fünf in Betracht gezogenen Rückverstromungstechnologien (GuD, Gasturbine, Gasmotor, PEMFC, SOFC) wurden anhand technischer und ökonomischer Parameter charakterisiert, um die geeignetste Option zur Rückverstromung zu identifizieren.

Mit Hilfe eines Optimierungsmodells wurden anschließend mehrere Pfade zur positiven Residuallastdeckung NRWs ausgelegt. Neben dem reinen Wasserstoffspeichersystem mit Rückverstromung wurden auch vergleichend Pfade zur zeitgleichen Lastdeckung per Stromleitung (Stromnetzausbau mittels HGÜ-Erdkabel) betrachtet. Durch den Vergleich der fünf Rückverstromungstechnologien und der Variantenbetrachtung mit/ohne HGÜ ergeben sich insgesamt 10 verschiedene Pfade. Eine vollständige Deckung der positiven Residuallast durch EE führt zu CO_2-Einsparungen in Höhe von ca. 44 Millionen Tonnen CO_2/a im Vergleich zu einer Deckung der positiven Residuallast durch den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark.

Als kostengünstigster Pfad wurde im Rahmen der Optimierung der Pfad mit gleichzeitiger Lastdeckung per HGÜ-Kabel und Wasserstofferzeugung mit GuD als Rückverstromungsoption identifiziert. Obwohl in den Pfadvarianten mit HGÜ-Kabel eine zweite Infrastruktur zur Energieübertragung aufgebaut werden muss, stellt sich diese Variante als kostengünstiger heraus, was sich sowohl bei den

Investitionen als auch den Stromgestehungskosten zeigt. Entscheidend hierfür sind die deutlichen Effizienzvorteile einer HGÜ-Stromübertragung gegenüber einer Wasserstoff-Rückverstromung. Hierbei ist zu beachten, dass die HGÜ-Stromübertragung nur einen räumlichen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -bedarf ermöglicht, wohingegen Wasserstoff-Rückverstromungssysteme zusätzlich einen zeitlichen Ausgleich ermöglichen.

Im kostenoptimalen Pfad sind die größten Anteile (38 %) an den Investitionen den GuD-Rückverstromungskraftwerken zur Spitzenlastabdeckung zuzuordnen. Der zweitgrößte Anteil an den Investitionen entfällt auf die Elektrolyseure (30 %). Die Gesamtinvestitionen belaufen sich im kostenoptimalen Pfad auf 43,12 Mrd. €. Die Stromgestehungskosten für die Rückverstromung liegen im Bereich von 175 €/MWh. Der größte Kostenanteil (63,3 %) an den Stromgestehungskosten entfällt auf den Einkauf von Strom. Das sich ergebende Ranking der Rückverstromungstechnologien in Bezug auf die Investitionen und die Stromgestehungskosten ist in Abbildung 3-9 dargestellt.

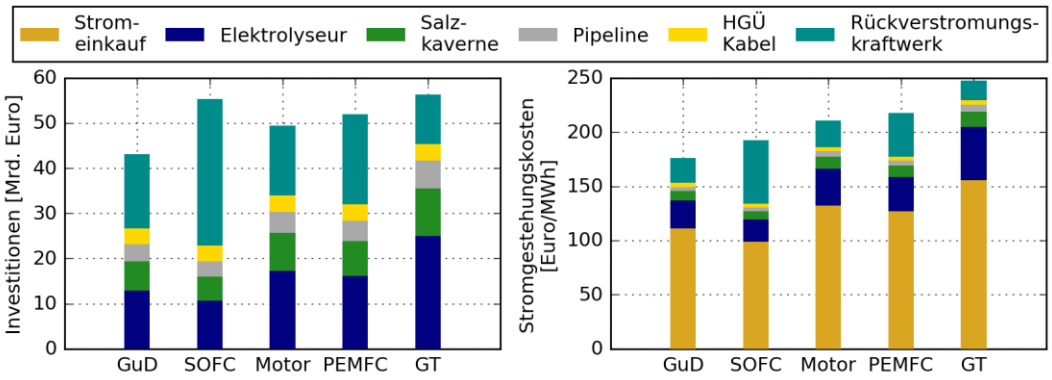

Abbildung 3-9: Investitionen und Stromgestehungskosten der Wasserstoff-Rückverstromung in den optimierten Pfaden nach Rückverstromungstechnologie für die Pfadvarianten mit zusätzlichem Ausbau der Stromtransportkapazitäten mittels HGÜ-Erdkabel

Im kostenoptimalen Pfad entfällt auf das HGÜ-Kabel ein Anteil von 38,2 % an der Deckung der positiven Residuallast. Die restlichen 61,8 % werden durch große Speicher- und Transportsysteme zur Bereitstellung von H_2 für Rückverstromungskraftwerke zur Lastdeckung benötigt.

Eine zentrale Schlussfolgerung der Analyse ist, dass die großtechnische Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung und die Nutzung der dadurch gebauten Wasserstoffinfrastruktur, den Ausbau des Stromnetzes sinnvoll ergänzt. Eine vollständige Substitution des Stromnetzausbaus durch Wasserstoff-Rückverstromungssysteme ist technisch möglich, allerdings aus ökonomischer Perspektive und aus Effizienzgründen nicht sinnvoll. Die betrachteten Pfade zur Wasserstoff-Rückverstromung inklusive großtechnischer Speicherkapazitäten tragen weiterhin wesentlich zur Energieversorgungssicherheit und zur Bereitstellung gesicherter Leistung bei.

Bezüglich der Standortwahl der einzelnen Komponenten der Rückverstromungskette sind verschiedene Kriterien zu beachten. Zur Minimierung der Wasserstoff-Pipelinekosten sollte die Distanz zwischen Elektrolyseuren, Wasserstoff-Kavernenspeichern und Rückverstromungskraftwerken möglichst gering sein. Elektrolyseure sollten, zur Vermeidung von zusätzlichem Stromnetzausbau, in

unmittelbarer Nähe zu Überschussstrom-Standorten platziert werden. Rückverstromungskraftwerke sollten, aus demselben Grund, direkt an Lastzentren gebaut werden. Hierbei ist zu beachten, dass Standorte mit hohen positiven Residuallasten häufig ebenfalls hohe Wärmebedarfsmengen aufweisen. Wird neben der Deckung der Stromnachfrage zusätzlich eine Wärmebedarfsdeckung betrachtet, kann der Betrieb von KWK-Rückverstromungskraftwerken in Kombination mit zusätzlichen Wärmespeichern zu zusätzlichen Erlösen führen. In diesen Fällen kann es zu einer Änderung im Ranking der kostengünstigsten Rückverstromungstechnologien kommen. Für eine abschließende Bewertung sind allerdings weitergehende Analysen erforderlich. Weitere offene Fragen bestehen hinsichtlich des Einflusses von anderen Flexibilitätsoptionen (Demand-Side-Management, Batteriespeicher, Pumpspeicher etc.) auf die Höhe der zu deckenden Spitzenlast. Eine niedrigere Spitzenlast führt zu einer Reduktion der erforderlichen Rückverstromungs-Kraftwerksleistung und insgesamt zu einer Reduktion der erforderlichen Investitionen für den Rückverstromungspfad.

Chancen, welche sich durch den Aufbau einer Wasserstoff-Rückverstromungsinfrastruktur ergeben, sind neben dem primären Ziel zur vollständigen Deckung des Strombedarfs von NRW durch Erneuerbare Energien, in einer weitergehenden Nutzung der Wasserstoff-Infrastruktur zur Deckung von Energienachfragen in anderen Sektoren und für potenzielle Power-to-Hydrogen-to-X Anwendungen zu sehen. Durch eine weitergehende Nutzung der Wasserstoff-Infrastruktur können sich einzel- und volkswirtschaftliche Vorteile ergeben. Eine weiterführende Integration Erneuerbarer Energien in andere Sektoren (Wärme, Mobilität) kann zudem einen wesentlichen Beitrag zum Erreichen der Ziele der Energiewende liefern. Für eine detailliertere Bewertung sind jedoch weitergehende Analysen erforderlich.

3.7 PFAD 7: REGENERATIVER WASSERSTOFF FÜR DIE DEZENTRALE NUTZUNG

bearbeitet durch: ZBT GmbH - Zentrum für BrennstoffzellenTechnik (ZBT)

Ein Großteil der regenerativen Stromerzeugung erfolgt dezentral durch PV-Aufdachanlagen und kleine Windkraftanlagen im kW- bis einstelligen MW-Bereich. Durch die Volatilität dieser erneuerbaren Energien kommt es zu starken Schwankungen bei der Stromproduktion und somit zu starken Netzbelastungen. Diese können minimiert werden, indem der Strom direkt lokal genutzt oder gespeichert wird. Eine denkbare Alternative ist die dezentrale Umwandlung des Stroms in Wasserstoff durch Elektrolyse und die anschließende dezentrale Nutzung.

Ziel der vertieften Pfadanalyse war zunächst die Identifizierung potenzieller Anwendungen zur dezentralen H_2-Nutzung. Hierauf basierend wurden entsprechende Unterpfade gebildet und die Anforderungen an die wesentlichen Komponenten Elektrolyse, H_2-Speicherung und dezentrale regenerative Energieversorgung zusammengestellt. Es sollten vorhandene technische Lösungen, deren Verbesserungsmöglichkeiten sowie technische, ökologische und ökonomische Daten und die sich daraus ableitenden wirtschaftlichen Potenziale soweit möglich ermittelt werden.

Mögliche Anwendungen für die dezentrale Wasserstoffnutzung finden sich in den Bereichen der dezentralen Stromversorgung, des Material Handling aber auch bei kleinen Fahrzeugflotten sowie in der Binnenschifffahrt. Abhängig vom Einsatzgebiet ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die H_2-Speicherung. Bei mobilen Anwendung wie dem Material Handling sind Hochdruckspeicher mit hoher Energiedichte gefordert, während bei stationären Anwendungen auch Speicher mit niedrigen volumetrischen (Niederdruck) oder gravimetrischen Speicherdichten (Metallhydride) in Frage kommen (siehe Abbildung 3-10). Eine ausführliche Beschreibung aller Komponenten mit Beispielen wurde erstellt.

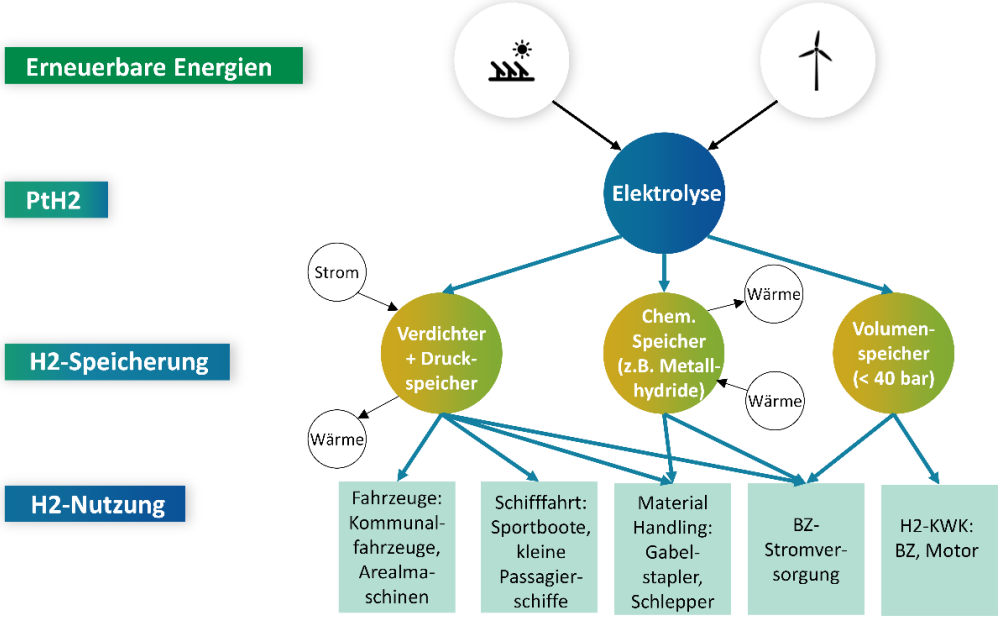

Abbildung 3-10: Pfadkomponenten für die dezentrale Nutzung von Wasserstoff

Zunächst wurde eine quantitative technische Analyse unterschiedlicher Unterpfade durchgeführt. Hierzu wurden System für Einfamilienhäuser und Siedlungen, Gewerbegebiete mit gleichzeitiger Nutzung von H_2 für stationäre und mobile Anwendungen sowie der Bereich der Schifffahrt unter Berücksichtigung von Energiebedarfen und Wirkungsgraden ausgelegt. Anschließend wurden wirtschaftliche Beispielrechnungen durchgeführt.

Die Ergebnisse zeigen, dass im Bereich der Hausenergieversorgung für Einfamilienhäuser die Wettbewerbstechnologie Batterie durch einen erheblich besseren Wirkungsgrad der Gesamtkette und eine geringere Anlagenkomplexität, die sich zudem positiv auf die Kosten auswirkt, Vorteile erzielt.

Positiv wird die dezentrale Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff in Gewerbegebieten bewertet. Hier stehen oft große Dachflächen zur Verfügung, die für die solare Stromerzeugung genutzt werden können. Zudem sind neben der reinen Stromerzeugung aus Wasserstoff zusätzliche Nutzungsmöglichkeiten durch Brennstoffzellen-betriebene Flurförderzeuge, Spezial-Fahrzeugflotten, Auslieferungsfahrzeuge oder Prozesswärmeerzeugung gegeben. Die Wasserstoffherstellung kann innerhalb eines solchen Gewerbegebietes zentral erfolgen. Je nach Nutzung ist eine zentrale Tank/Zapf-stelle denkbar, aber auch die Verlegung von Leitungen ist bei relativ kurzen Strecken machbar. Der vielfältige Einsatz wirkt sich hierbei positiv auf die Amortisation der H_2-Infrastruktur aus. Des Weiteren wirkt sich die Anlagengröße günstig auf die spez. Kosten (€/kW bzw. €/kWh) aus. Ideal zur dezentralen H_2-Erzeugung und –Nutzung erscheinen Gewerbegebiete in Randlagen bzw. im ländlichen Raum, bei denen die Nähe zu Windkraftanlagen genutzt werden kann.

Ebenfalls positiv wird das Potenzial der dezentralen Wasserstoffnutzung in der Schifffahrt angesehen. Bunkerstationen, an denen regenerativer Wasserstoff erzeugt wird, könnten z.B. Ausflugsschiffe auf Seen etc. versorgen. Zusatznutzen ist hier zudem die Emissionsminderung im Bereich von sensiblen Gewässern wie Trinkwasserreservoiren und Naturschutzgebieten. In der kommerziellen Binnenschifffahrt für den Gütertransport ist der Einsatz von Wasserstoff ebenfalls denkbar. Gerade auf strömungsintensiven Wasserwegen ist der Einsatz von gasförmigem Wasserstoff auf Grund der großen Energiemengen, und der verhältnismäßig schlechten Energiespeicherdichte von gasförmigem Wasserstoff jedoch ungewiss. Eine interessante Alternative ist in diesem Fall regenerativ hergestelltes Methanol.

Für NRW bietet sich mit dem Pfad 7 die Chance, zukunftsweisende Formen der Energieversorgung schrittweise und im kleinen Maßstab mit entsprechend geringerem Risiko als bei Großprojekten aufzubauen. Die Beteiligung von heimischen Industrien und Mittelständlern ermöglicht einen Kompetenzaufbau, der die Wettbewerbsfähigkeit des Landes in der Energietechnik entwickelt und fördert. Zudem eignen sich Projekte zur dezentralen Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff insbesondere für ländliche und somit oft auch strukturschwächere Gebiete, da hier die Nähe zwischen Verbraucher und regenerativer Stromerzeugung, z. B. Windkraft, leichter realisiert werden kann als in Ballungsgebieten. Der Pfad 7 kann somit den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien unterstützen und gleichzeitig zur Entlastung der Stromnetze beitragen.

4 EXPERIMENTELLE BEGLEITFORSCHUNG

bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3), Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT (FU), Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI), Ruhruniversität Bochum, Technische Chemie (RUB), Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH (ZBT)

Neben den theoretischen Systemanalysen wurde im Rahmen des Projektes eine experimentelle Begleitforschung durchgeführt. Zum einen wurde eine systemorientierte Demonstrationsanlage aufgebaut, in welcher unterschiedliche Flexibilitätstechnologien sowohl separat als auch im Gesamtverbund erprobt werden können, zum anderen wurden einzelne Technologien durch Laborarbeiten näher betrachtet.

Nachfolgend werden die Demonstrationsanlage und die Ergebnisse der Laborarbeiten beschrieben:

- Aufbau einer Demonstrationsanlage mit den Komponenten
  - Elektrolyse Teststand (FZJ IEK3)
  - Katalytische Methanisierung (ZBT)
  - Kraft-Wärme-Kopplung (GWI)
- Laboruntersuchungen zur biologischen Methanisierung (FU)
- Laboruntersuchungen Material zur katalytischen Methanisierung (RUB)

4.1 AUFBAU EINER GEMEINSAMEN DEMONSTRATIONSANLAGE

Ein strategisches Ziel der experimentellen Begleitforschung im Projekt ist der Aufbau einer Demonstrationsanlage bestehend aus unterschiedlichen Flexibilitätstechnologien im kleintechnischen Maßstab, um entsprechend Abbildung 4-1 typische Power-to-Gas Technologiepfade darstellen zu können. Dazu werden die Einzelanlagen miteinander gekoppelt und mithilfe einer übergeordneten Mess-, Steuerungs- und Regelanlage zu einem Gesamtverbund integriert.

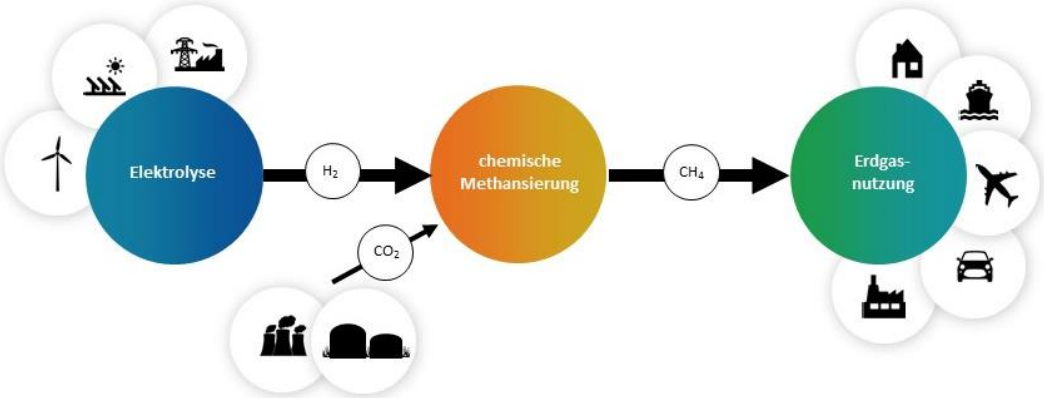

Abbildung 4-1 Technologiepfade der Demonstrationsanlage

Neben dem technischen Aufbau der innovativen, z.T. prototyp-ähnlichen Einzelanlagen, die unterschiedliche Technologie-Reifegrade aufweisen, sind die Bereitstellung der erforderlichen Infrastruktur, die Erarbeitung und Umsetzung der Anlagensicherheit, die Dokumentation des Aufbaus und der integrierte Betrieb der Demonstrationsanlage die wesentlichen Arbeitsinhalte in diesem Arbeitspaket. Ziel ist sowohl der autarke Testbetrieb der Einzelanlagen, als auch die Demonstration der in den Pfaden aufgezeigten Technologieketten.

Konkrete Anlagen- und Prozessdaten derartiger Power-to-Gas Demonstrationsanlagen sind für Unternehmen heute nur sehr begrenzt zugänglich, wodurch insbesondere KMU erhebliche Schwierigkeiten haben, diese bewerten, in ihrer Innovationsstrategie berücksichtigen und Investitionen planen zu können. Akteuren aus Wirtschaft und Politik wird hiermit die Möglichkeit gegeben, die Demonstrationsanlage zu besichtigen und sich aktiv an den Forschungsaufgaben, z.B. in weiteren Satellitenprojekten zu beteiligen.

Für die Aufstellung der Demonstrationsanlage wird eine Industrie-Halle mit einer Fläche von ca. 150 m² auf dem Gelände des Gas- und Wärme-Instituts Essen e. V. genutzt (siehe Abbildung 4-2). Die für dieses Stadium der Demonstration ausgewählten Systemkomponenten bestehen aus:

- PEM-Elektrolyseur-Teststand (1,5 kW_{el})
- Anlage zur katalytischen Methanisierung (10 kW_{th})
- KWK-System zur Rückverstromung (3 kW_{el} und 25 kW_{th})
- Gasspeicher
- Wärmespeicher
- Mess-, Steuerungs- und Regelanlage

Im Gesamtanlagenverbund ist der erste Prozessschritt die Wasserstoffproduktion durch den PEM-Elektrolyseur-Teststand. Der erzeugte Wasserstoff wird anschließend gemeinsam mit Kohlendioxid aus einer zentralen Gasversorgung der Anlage zur katalytischen Methanisierung zugeführt, um synthetisches Erdgas (SNG) herzustellen. Das SNG wird in einen Gasspeicher gefördert und von dort schließlich als Brennstoff der KWK-Anlage zur Verfügung gestellt. Die Speicherung von Gas und Wärme dient dabei der zeitlichen Entkopplung des Betriebs der einzelnen Anlagen und ermöglicht somit die vollständige Demonstration des Power-to-Gas Konzepts.

Abbildung 4-2: Aufstellung der Einzelanlagen in der Demonstrationshalle

4.2 ELEKTROLYSE

Die Wasser-Elektrolyse ist eine der Schlüsseltechnologien für die zukünftige Energieversorgung und die Sektorenkopplung. Die Erzeugung von Wasserstoff unter dem Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien bildet die Grundlage zur Anknüpfung einer Vielzahl von PtX-Technologien, weshalb diese Technologie einen wichtigen Baustein für die Demonstrationsanlage darstellt.

Nach einem intensiven Vergleich [STCL16] der derzeitigen zwei marktrelevanten Elektrolyse-Technologien wurde für dieses Projekt die Beschaffung einer Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse) gewählt. Diese Technologie hat aktuell gegenüber der alkalischen Elektrolyse Vorteile bezüglich Leistungsdichte und einfachem Systemaufbau.

Die Leistung des beschafften Elektrolysetestfeldes wurde auf 1.500 W (12,5 V, 120 A, 5 Zellen) festgelegt und der maximale Betriebsdruck auf 30 bar. In das Testfeld ist ein PEM-Elektrolysestack mit einer aktiven Zellfläche von 100 cm² integriert, siehe auch Abbildung 4-3. Dieser am IEK-3 entwickelte und hergestellte Zellstapel besteht aus 5 Zellen. Der Arbeitsbereich des Stacks reicht bis zu Temperaturen von 80 °C und Drücken von 30 bar.

Abbildung 4-3: Elektrolysestack des IEK-3 zur Integration in den Teststand

Der im Testfeld produzierte Wasserstoff kann entweder direkt mit Überdrücken von bis zu 30 bar an die Methanisierungsanlage übergeben oder verdünnt an die Umgebung abgeführt werden, wenn dies z.B. aus sicherheitstechnischen Gründen erforderlich ist. Das Elektrolysetestfeld ist in die Sicherheitsarchitektur der Demonstrationsanlage eingebunden und mit einem zentralen PC für die Datenauswertung und Visualisierung vernetzt worden. Auch die automatisierte, gekoppelte Fahrweise des Elektrolyseurs mit Methanisierung und Klein-BHKW ist vorbereitet. So kann der Elektrolyseur im System "Strom zu Gas und Wärme" live und real demonstriert und weiter erprobt bzw. optimiert werden. Verschiedenen Lastprofile sowohl im Sinne eines H_2-Verbrauchers als auch eines Stromerzeugers können hiermit abgebildet werden. So werden wichtige Erkenntnisse durch reale Anforderungen an die Dynamik der Wasserstofferzeugung im Zusammenspiel mit der Methanisierung und einem Speicher gewonnen.

4.3 ENTWICKLUNG EINER ANLAGE ZUR KATALYTISCHEN METHANISIERUNG

Übergeordnetes Ziel des Arbeitspakets „Katalytische Methanisierung“ ist die Erzeugung von einspeisefähigem synthetischem Erdgas (SNG), welches gemäß der schematischen Abbildung 4-1 in unterschiedlichen Anwendungen zum Einsatz kommen kann. Dabei werden die Qualitätskriterien aus den DVGW Arbeitsblättern G 260 und G 262 zu Grunde gelegt, was bedeutet, dass das Produktgas zu mindestens 95 % aus Methan bestehen muss. Die wesentlichen Vorteile der Methanisierung sind neben der höheren Energiedichte von CH_4 gegenüber H_2 die Nutzbarkeit der vorhandenen Erdgas-Infrastruktur für Verteilung und Speicherung sowie der Vielzahl von etablierten Technologien aus den Bereichen Stromerzeugung, Wärmeerzeugung und Mobilität. Bei der CO_2-Methanisierung wird aus CO_2 und H_2 unter Freisetzung von Wärmeenergie CH_4 und H_2O gebildet. Wasserstoff wird hierfür mittels Elektrolyse aus regenerativ erzeugtem Strom hergestellt und kann dementsprechend fluktuierende Volumenströme aufweisen. CO_2 kann aus unterschiedlichen Quellen wie z.B. Biogasanlagen, Kläranlagen, industriellen Prozessen, Verbrennungsprozessen oder der Atmosphäre gewonnen werden. Aufgrund der unterschiedlichen CO_2-Quellen ist ein breites Spektrum an CO_2-Qualitäten und -Quantitäten zu erwarten. An die Methanisierung als Flexibilitätsoption im integrierten Strom-, Gas- und Wärmesystem werden demnach spezielle Anforderungen gestellt, welche es innerhalb des Projektes anhand der Demonstrationsanlage zu erproben gilt.

Die Aufgaben des ZBT innerhalb des Vorhabens zielten darauf ab, eine Methanisierungsanlage als Teil einer gesamten Demonstrationsanlage für den Standort GWI zu entwickeln und zu qualifizieren. Wesentliche Arbeiten lagen in der Konzeptionierung, der Auslegung und dem Aufbau der Anlage mit ausreichenden Freiheitsgraden und adäquaten Analysemöglichkeiten zur Demonstration und Bewertung der Technologie im Einzelbetrieb sowie im Systemverbund mit Elektrolyse, Speicher und Gasendanwendungen.

Zur Erreichung des Ziels wurden zunächst theoretische Betrachtungen anhand von Prozesssimulationen und Modellierungen angestellt. Durch Erarbeitung eines Lastenheftes zusammen mit den Projektpartnern wurden die übergeordneten Spezifikationen für den Prozess festgelegt. Entsprechend des eingesetzten Elektrolysestacks sollte der Methanvolumenstrom im Bereich von ca. 1 m^3/h liegen, was einer thermischen Leistung von etwa 10 kW entspricht, der Betriebsdruck der Anlage sollte 10 bis 30 bar betragen, so dass eine direkte Kopplung zur Elektrolyse ohne weitere Kompression erfolgen kann. Die Arbeiten zur Prozessentwicklung und Demonstration umfassten die Katalysatorqualifizierung, die Anlagenkonzipierung mit Auswahl und Auslegung geeigneter Reaktoren und Temperierungsstrategien, die Erarbeitung und Festlegung der Anlagensicherheit, die Entwicklung einer Prozesssteuerung sowie abschließend den Aufbau, die Inbetriebnahme und die Qualifizierung am Standort ZBT. Die in Abbildung 4-4 dargestellte Anlage zur katalytischen Methanisierung ist als zweistufiger Prozess mit Festbettreaktoren ausgeführt und verfügt über ein integrales Kühl- und Temperierungssystem.

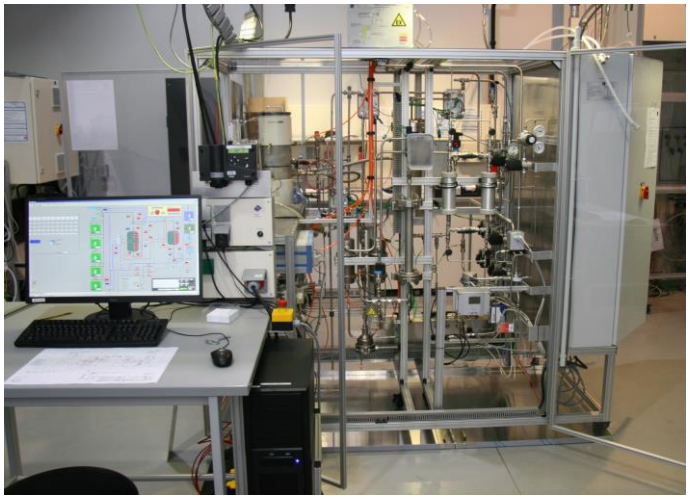

Abbildung 4-4 ZBT-Methanisierungsanlage

Experimentelle Untersuchungen unter verschiedenen Betriebsbedingungen bestätigten die Erzielung der Auslegungsparameter. Die Produktion von einspeisefähigem SNG mit einer Nennleistung von ca. 10 kW konnte für unterschiedliche Eingangsgasgemische, wie z.B. auch Rohbiogas, erreicht werden (siehe Abbildung 4-5).

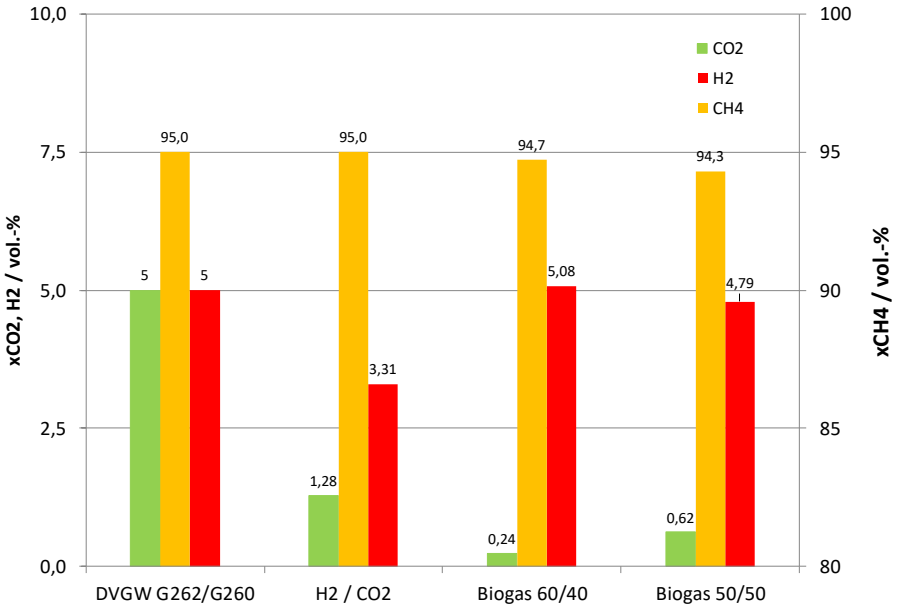

Abbildung 4-5 SNG-Qualität für unterschiedliche Eingangsgase; Daten: [Deut11, Deut13]

Der finale Schritt der Entwicklungsarbeit von ZBT war die Integration der Methanisierungsanlage in den Systemverbund am Standort GWI. In Kooperation mit den Partnern wurden hierzu die Schnittstellen festgelegt sowie gemeinsame Sicherheits- und Steuerungskonzepte entwickelt, die einen Betrieb jeder Einzelanlage in der Demonstrationsumgebung ermöglichen. Nach dem Umzug der Anlage konnte der erfolgreiche Betrieb im Systemverbund am GWI demonstriert werden.

4.4 RÜCKVERSTROMUNG MITTELS KWK-SYSTEM

Zur vollständigen Umsetzung des Technologiepfades von der Wasserstofferzeugung über die Methanisierung bis hin zur Rückverstromung bzw. Nutzung des Gases im Wärmemarkt, wird in der Demonstrationshalle ein Kraft-Wärme-Kopplungs-System aufgebaut.

Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme in einer Anlage. Die hohen Verluste, die bei der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme entstehen, werden bei der Kraft-Wärme-Kopplung vermieden. So reduziert ein KWK-System den Primär-Energieverbrauch um fast ein Drittel durch die doppelte Nutzung der eingesetzten Energie und die geringen Verluste von etwa 10 %.

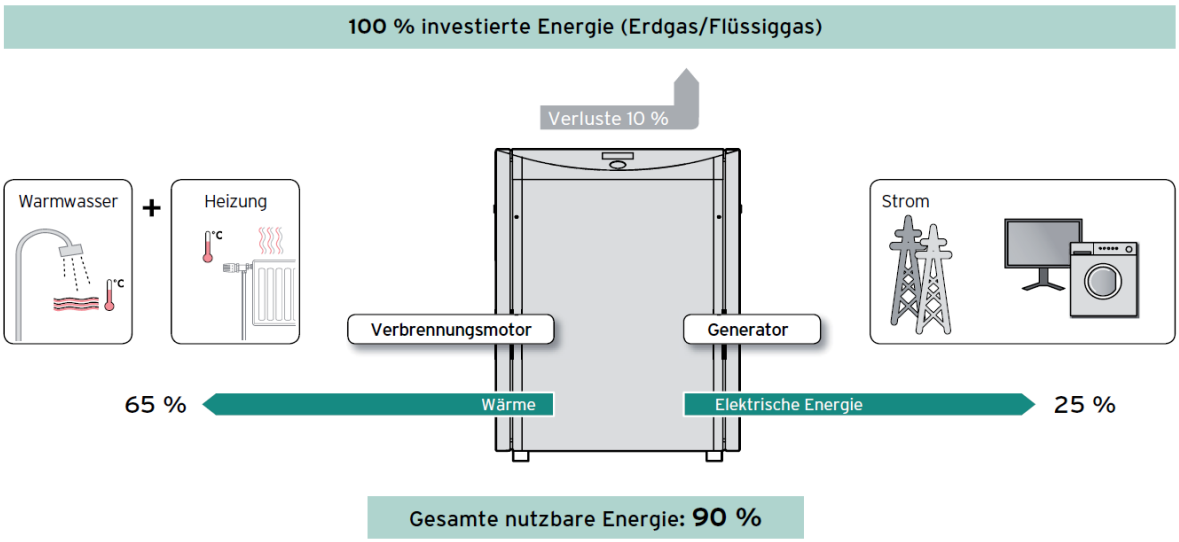

Abbildung 4-6: Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung [Vail12]

Speziell entwickelte Motoren treiben einen Generator zur Stromerzeugung an. Die dabei entstehende Abwärme wird zur Heizung und Warmwasserbereitung verwendet. Auf diese Weise wird ein Gesamtwirkungsgrad von bis zu 90 % erzielt – wesentlich höher als in modernen Großkraftwerken [Vail12].

Das für die Demonstrationshalle gewählte System besteht aus einer KWK-Anlage (Vaillant ecoPOWER 3.0), einem Wärmespeicher und einem GWI-Teststand zur messtechnischen Überwachung und Steuerung. Die Bandbreite der thermischen Eingangsleistung entspricht mit 9-12 kW der thermischen Ausgangsleistung der Methanisierung mit 10 kW. Die elektrische Leistung liegt bei 3 kW.

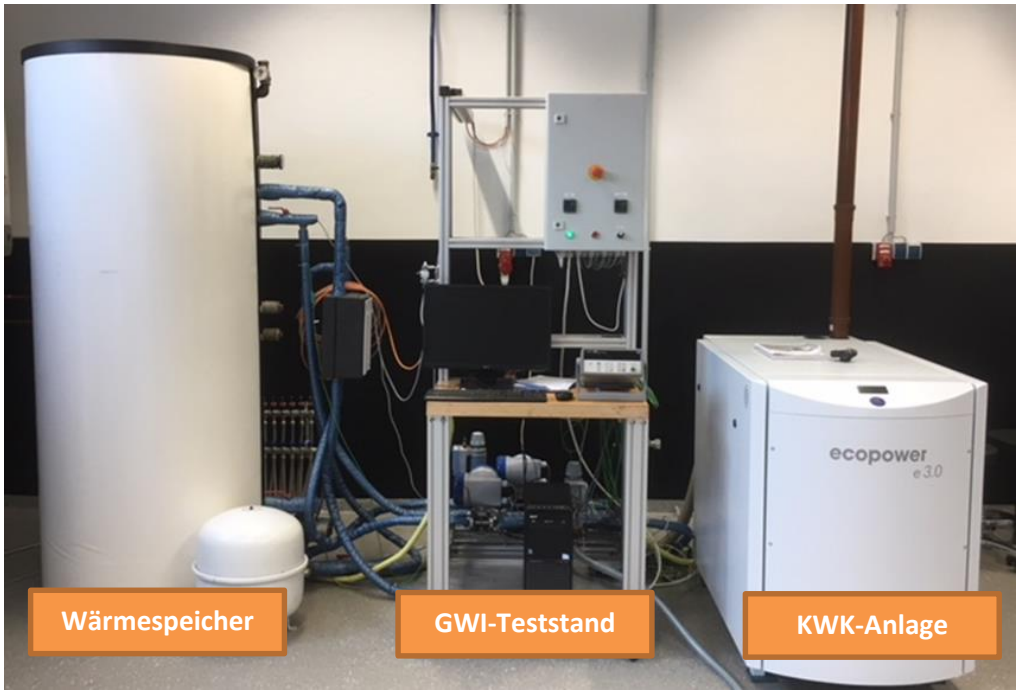

Abbildung 4-7: KWK-System der Demoanlage

Das KWK-System ist an den GWI-Teststand gekoppelt, der die Systemkomponenten koppelt und die gesamten Systemdaten aufnimmt. Die KWK-Anlage kann über eine manuelle Umschaltung innerhalb des Systemverbundes mit Erdgas H oder dem produzierten SNG (über den Gastank) versorgt werden. Die Versorgung über SNG erfolgt nur, wenn alle Gasqualitätsmerkmale der öffentlichen Gasversorgung nach DVGW Arbeitsblatt G 260/G 262 erfüllt werden.

4.5 ERFAHRUNGEN UND ZUKÜNFTIGE AUFGABEN DER DEMONSTRATIONSANLAGE

Im Projekt wurde durch die beteiligten Partner eine anwendungsorientierte Demonstrationsanlage in NRW geschaffen, die dazu dient, die Interaktionen in einem von erneuerbaren Energien geprägten Versorgungssystem sowohl aus Sicht der Einzeltechnologien als auch im Gesamtverbund praktisch zu untersuchen.

Eine wesentliche Herausforderung bestand darin, parallel zur Entwicklung und Beschaffung der Einzelanlagen, die zum heutigen Zeitpunkt unterschiedliche Technologie-Reifegrade aufweisen, eine passende Infrastruktur zu konzipieren, in der ein zielführender Demonstrationsbetrieb möglich ist. Zudem bestand die Anforderung, die Demonstrationsanlage offen für die Integration weiterer Technologien zu gestalten. Die Definition von Schnittstellen sowie die Entwicklung einer bedarfsgerechten Mess-, Steuer- und Regeltechnik erforderten hierzu einen intensiven Austausch aller Beteiligten während der gesamten Projektlaufzeit.

Die aufgebaute Demonstrations- und Testanlage dient dazu, auf Basis ihrer vielfältigen Betriebsmöglichkeiten die einzelnen Schlüsseltechnologien Elektrolyse, Methanisierung, Gasendverbraucher sowie periphere und verbindende Komponenten zu charakterisieren sowie

interdisziplinäre Prozessgestaltungen und Betriebsweisen zu erarbeiten, um somit theoretisch erarbeitete Lösungen einer innovativen, durch Flexibilitätsoptionen geprägten Energieversorgung mit experimentell ermittelten Daten zu validieren.

Der gewählte Maßstab im niedrigen zweistelligen kW-Bereich bietet dabei die erforderliche Flexibilität, Interaktionen von Einzeltechnologien zu untersuchen und Betriebsstrategien für einen je nach Anforderung und Standort besonders vorteilhaften Verbundbetrieb zu entwickeln. Die Elektrolyse stellt dabei die Schlüsselkomponente als Verbindungsglied zwischen elektrischem Versorgungssystem und Gasnetz dar. Auch die Integration und Erprobung von Speicherelementen zur Entkopplung von Angebot und Nachfrage der jeweiligen Energieform (Strom, Gas, Wärme) spielt für den Betrieb der Demonstrationsanlage eine bedeutende Rolle.

Die Ergebnisse dieses Vorhabens sowie weiterer aktueller Forschungs- und Demonstrationsaktivitäten auf dem Gebiet Power-to-Gas zeigen, dass diese Technologie zur Herstellung von synthetischen Erdgases als Energiespeicher ein sinnvoller Baustein und wirksames Instrument zur Sektorenkopplung im zukünftigen Energiesystem sein kann.

Der aktuelle technische Stand der katalytischen Methanisierung bietet in diesem Zusammenhang Optimierungspotenzial insbesondere im Hinblick auf eine bedarfsgerechte Auslegung und den Anlagenbetrieb im Systemverbund mit Elektrolyse, Speichern und Gasendanwendungen.

Neben den technologiespezifischen Optimierungen soll auch die „Intelligenz“ des Anlagenverbundes in einem Folgevorhaben weiterentwickelt werden. Wie die in Band I dargestellten Standortanalysen verdeutlichen, ist je nach Standort der Einsatz von Flexibilitätsoptionen individuell verschieden. Der Ausbaugrad von Wärme-, Strom- und Gasnetzen sowie Verbrauchs- und Erzeugungsprofile aus privaten Haushalten, dem Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsbereich sowie dem Industrie- und schließlich dem Mobilitätssektor lassen die Technologien technisch und wirtschaftlich unterschiedlich geeignet erscheinen. Ein potenzielles Entwicklungsziel der Demonstrationsanlage ist die regional fokussierte Betrachtung der demonstrierten Flexibilitätstechnologien unter Aufprägung von realen Erzeugungs- und Bedarfsprofilen unterschiedlicher Standorte und Anwendungen. Hierzu ist geplant, eine Betriebsautomatik zu entwickeln, die durch Vorgabe unterschiedlicher Eingangsprofile in der Anlagensteuerung reale regionale Verhältnisse automatisiert abbilden kann. Aus den Messergebnissen sollen schließlich vorteilhafte Betriebsweisen ermittelt und Empfehlungen zur technischen Ausgestaltung von Power-to-Gas Pfaden für den jeweiligen Anwendungsfall abgeleitet werden können.

4.6 FORSCHUNG IM LABOR

Neben dem Aufbau der Demonstrationsanlage ist auch die labortechnische Untersuchung und Weiterentwicklung von Schlüsseltechnologien Bestandteil der durchgeführten Arbeiten.

Im Rahmen des Projekts beschäftigte sich das Fraunhofer Institut Umsicht mit der Weiterentwicklung der biologischen Methanisierung, während sich der Lehrstuhl der Technischen Chemie der Ruhruniversität Bochum in der Grundlagenforschung zum Thema Katalysatorentwicklung betätigt.

4.6.1 ENTWICKLUNG EINER LABORANLAGE ZUR BIOLOGISCHEN METHANISIERUNG

Im Rahmen des Projekts wurden vorrangig experimentelle Versuchsreihen zur Untersuchung des Einflusses variierender Betriebsparameter in Bezug auf die erzielbaren Methanbildungsraten bzw. Methankonzentrationen durchgeführt, um die spezifische Produktleistung des Prozesses der biologischen Methanisierung zu ermitteln.

Der Reaktortyp sowie verfahrenstechnische Parameter wie der spezifische Leistungseintrag bzw. die Rührwerksdrehzahl und der Betriebsdruck haben entscheidenden Einfluss auf die erreichbaren Methanbildungs-raten bzw. Methan-konzentrationen. Darauf aufbauend konnte die Annahme getroffen werden, dass der Stofftransport zwischen der Gasphase und der Flüssigkeitsphase den prozesslimitierenden Faktor der biologischen Methanisierung unter den beschriebenen Betriebsbedingungen darstellt. Aufgrund der maßgeblichen Unterschiede bezüglich des Löslichkeitsverhaltens von Wasserstoff und Kohlendioxid wurde dabei angenommen, dass speziell der Stofftransport des Wasserstoffs den prozesslimitierenden Faktor darstellt.

Die im Labormaßstab durchgeführten Experimente dienten dem Nachweis der generellen Durchführbarkeit der biologischen Methanisierung mit mesophilen und thermophilen Mikroorganismen im diskontinuierlichen Betrieb. Darauf aufbauend ermöglichte der im Technikumsmaßstab verwendete Reaktortyp Experimente zur Untersuchung der erzielbaren Methankonzentration und Methanbildungsrate bei variierenden Betriebsparametern und kontinuierlicher Zugabe der Eduktgase. Der erarbeitete Versuchsplan für die durchzuführenden Versuchsreihen sah eine Variation der Eduktgaszusammensetzung, des Eduktgasvolumenstroms und der anliegenden Rührwerksdrehzahl bzw. des Leistungseintrags vor.

Die Ergebnisse der experimentellen Versuchsreihen konnten die zuvor formulierte Annahme bestätigen, dass speziell der Stofftransport des Wasserstoffs gegenüber dem Kohlendioxid als prozesslimitierend für die biologische Methanisierung angesehen werden kann. Dies konnte anhand verschiedener Ergebnisse belegt werden. So steht eine Variation der Rührwerksdrehzahl bzw. des Leistungseintrags des Rührwerks im direkten Zusammenhang zur Methanbildung durch die Mikroorganismen. Die Steigerung der Methanbildung kann daher auf die verbesserte Löslichkeit der Eduktgase im Reaktor und somit auf einen erhöhten Stofftransport bei höheren Rührwerksdrehzahlen zurückgeführt werden. Als weiterer Beleg der Annahme kann der Einfluss eines höheren

Wasserstoffeintrags ins System durch die Steigerung des gesamten Eduktgasvolumenstroms oder durch einen überstöchiometrischen Wasserstoffanteil im Eduktgasvolumenstrom aufgeführt werden. Hierbei konnten höhere Methanbildungsraten erzielt werden, was ebenfalls auf einen gesteigerten Stofftransport zurückzuführen ist.

Basierend auf einem Anlagenkonzept, dass auf einen maximalen Stofftransport der Eduktgase in die Flüssigkeit ausgelegt ist, weist der Prozess der biologischen Methanisierung ein deutliches Potenzial als möglicher Baustein in einer zukünftigen PtG-Anwendung auf. Hinsichtlich der Betrachtung der Wirkungsgrade lässt sich feststellen, dass in einem PtG -System bestehend aus einer Elektrolyseeinheit und biologischer Methanisierung der Strombezug bzw. die Wasserstoffherstellung mit Elektrolyse der kostenintensivere Prozessschritt im Vergleich zur biologischen Methanisierung ist. Als geeignete Kohlenstoffdioxidquellen für einen großtechnischen Bioreaktor wurden biogene Gase ermittelt. Der Bezug von weitgehend reinem Kohlendioxid aus einer Biogasaufbereitungsanlage erscheint als verfahrenstechnisch vielversprechendste Lösung. Der Bezug von Rohbiogas für die Methanisierung in einem separaten Bioreaktor und die In-Situ-Methanisierung in einem bestehenden Biogasfermenter sind mit prozesstechnischen Hemmnissen verbunden. Aufgrund dessen wurde die Kombination aus einer Biogasaufbereitungsanlage und einer PtG-Anlage mit biologischer Methanisierung als geeignete Systemlösung erachtet.

4.6.2 KATALYSATORENENTWICKLUNG FÜR DIE KATALYTISCHE METHANISIERUNG

Im Rahmen dieses Projektes wurden am Lehrstuhl für Technische Chemie der Ruhr-Universität Bochum temperaturstabile Nickelkatalysatoren für die Methanisierung aus CO_2 entwickelt, die sich für den Einsatz in einem erneuerbaren Energiekonzept mit fluktuierenden Bedingungen eignen. Zunächst wurde ein kommerzieller Referenzkatalysator für die CO_2-Methanisierung ausgiebig charakterisiert und anschließend unter verschiedenen Betriebsbedingungen getestet. Die optimalen Betriebsbedingungen (Temperatur, Druck, Zusammensetzung des Eduktgasstroms) wurden mittels einer Parametervariation identifiziert. Anschließend wurden verschiedene Katalysatoren präpariert indem Nickel auf verschiedene Trägermaterialien (Al_2O_3, O- und N-funktionalisierte Kohlenstoffnanoröhren, CNTs bzw. O- und N-funktionalisierter synthetischer Hydrothermalkohlenstoff, HTC-800) aufgebracht wurde. Bei der Präparation kamen zwei Methoden zur Aufbringung der aktiven Phase zum Einsatz: Zum einem wurde die Imprägnierung des Trägermaterials als einfache Syntheseroute gewählt. Zum anderen wurde die Auffällung als Vergleich getestet. Dabei wurde ein besonderer Fokus auf den Einfluss der Herstellungsmethode auf die Nickelbeladung sowie den Einfluss des Trägermaterials gelegt. Weiterhin wurde Augenmerk auf den Einfluss der Metallbeladung auf die Katalysatoren gelegt.

Die präparierten Katalysatoren wurden charakterisiert, unter den gleichen Betriebsbedingungen wie zuvor in der CO_2-Methanisierung getestet und sowohl mit dem Referenzkatalysator als auch untereinander verglichen. Die Methanisierung mit dem Referenzkatalysator führt überwiegend zur

Bildung von Methan, jedoch kann auch Ethan bei niedrigeren Temperaturen, höherem Druck oder kleinem H_2/CO_2-Verhältniss beobachtet werden. Der erzielte CO_2-Umsatz liegt im Bereich von 70-85 %. Die präparierten Katalysatoren zeigen im Vergleich zum Referenzkatalysator einen deutlich geringeren CO_2-Umsatz. Dabei erzielen die präparierten Al_2O_3-geträgerten Katalysatoren (20-72 %) höhere CO_2-Umsätze als die Kohlenstoff-geträgerten Katalysatorsysteme (3-22 %). Allerdings sind diese hochselektiv für Methan. Der Referenzkatalysator wurde in einem Langzeitversuch in der CO_2-Methanisierung mit fluktuierenden Temperaturen untersucht. Aus dem Langzeitversuch konnte eine leichte Desaktivierung des kommerziellen Referenzkatalysators nach 750 h beobachtet werden, wobei sich der CO_2-Umsatz von etwa 79 % auf 73 % verringerte. Daraus lässt sich folgern, dass dieser Katalysator nur bedingt industriell in der CO_2-Methanisierung eingesetzt werden kann, da in diesem Prozess die Stabilität des Katalysators und die Qualität der Produkte über Monate hinweg gewährleistet werden muss.

Die kohlenstoffgeträgerten Katalysatoren weisen deutliche Vorteile gegenüber Al_2O_3 als Trägermaterial auf. So bietet die Sauerstoff- und Stickstofffunktionalisierung Ankerstellen für die Metallnanopartikel und erhöhen deren Dispersion. Die hohe Wärmeleitfähigkeit der verwendeten CNTs ermöglicht eine effiziente Abfuhr der entstehenden Wärme der strak exothermen Reaktion. Zusätzlich besitzen die hochreinen CNTs und das HTC-800 keine Verunreinigungen, die sich negativ auf den Katalysator und somit auch auf die katalytischen Eigenschaften in der CO_2-Methanisierung auswirken könnten. Es konnte gezeigt werden, dass die Nickelbeladung einen linearen Einfluss auf den CO_2-Umsatz hat, jedoch nicht auf das Ausmaß der Desaktivierung in einer Temperaturstufe als auch über die gesamte Reaktionszeit.

Zusätzlich zeigten die Katalysatoren, die auf funktionalisierten hochreinen CNTs geträgert sind, einen höheren CO_2-Umsatz als die entsprechenden OCNT- und NCNT-geträgerten Katalysatoren mit geringerer Reinheit. Weiterhin wurde gezeigt, dass OHTC-800 und NHTC-800 als Kohlenstoffträger für Nickelnanopartikel geeignet erscheinen, da sie gegenüber den funktionalisierten CNTs als Trägermaterial einen höheren CO_2-Umsatz erzielen und eine größere Stabilität gegenüber Desaktivierung besitzen. Die Untersuchung der verschiedenen Präparationsmethoden hat gezeigt, dass die Auffällung von Nickelnanopartikeln auf Kohlenstoffträgern zwar nur geringe Metallbeladungen liefert, aber dass die durch Auffällung präparierten Katalysatoren dennoch annähernd ähnliche CO_2-Umsätze wie die mittels Imprägnierung hergestellten Katalysatoren in der CO_2-Methanisierung erzielen. Demnach stellt sich die Imprägnierung von Kohlenstoff-geträgerten Katalysatoren als vorteilhaft heraus, da mit dieser Methode deutlich höhere Metallbeladungen erzielt werden können.

5 HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN FÜR NRW

Aus den hier durchgeführten Untersuchungen ergibt sich eine Vielzahl von Handlungsempfehlungen. Nachfolgend sind zunächst Handlungsempfehlungen aus systemanalytischer Sicht herausgearbeitet, gefolgt von Empfehlungen, die aus den Standortanalysen für Flexibilitätsoptionen abgeleitet wurden. Weitere Schlussfolgerungen und Empfehlungen finden sich in den Kapiteln der Pfadanalysen im Hauptbericht (Band II).

5.1 EMPFEHLUNGEN DER SYSTEMANALYSE

Den beiden betrachteten Szenarien liegt die Annahme eines langfristig starken Ausbaus fluktuierender erneuerbarer Energien und einer umfassenden Treibhausgas-Reduktion zugrunde. Der zunehmende Einsatz von Flexibilitätstechnologien, vor allem basierend auf elektrolytischer Wasserstofferzeugung für Industrie und Verkehr sowie synthetischen Treibstoffen und Elektromobilität spielt in den Szenarien eine zentrale Rolle. Durch diese Ausgestaltung illustrieren die Szenarien auf unterschiedliche Weise die anstehenden Herausforderungen der Energiewende. Gestützt auf diese Langfristszenarien ziehen wir folgende Schlussfolgerungen und geben nachfolgende Empfehlungen.

1. Ausbau von EE-Erzeugungskapazitäten beschleunigen und Energieeffizienz steigern

Die in den Szenarien angenommenen Entwicklungen zu Effizienzsteigerung, Rückgang der Energie-/Stromnachfrage und EE-Ausbau werden durch die aktuellen Rahmenbedingungen nicht ausreichend angereizt. Zudem wird für eine Nutzung von Power-to-X-Anwendungen in großem Umfang zusätzlicher erneuerbarer Strom benötigt. Daher wäre zur Realisierung derartiger Szenarien zum einen der Ausbau von EE-Stromerzeugungsanlagen zu beschleunigen und langfristig sicherzustellen. Investoren von erneuerbaren Erzeugungsanlagen sollten stärkere Planungssicherheit erhalten durch klar formulierte Ausbauziele, rechtzeitig zu entwickelnde Marktmodelle und klar geregelte Ausstiegspläne aus der Kohleverstromung. Zum anderen wären die Rahmenbedingungen für Energieeinsparungen und Effizienzsteigerungen in allen Sektoren zu verbessern, um den hohen EE-Ausbaubedarf zu begrenzen.

2. PtX-Anlagen als Element der Netzentlastung integrieren

Aus Netzsicht kann die geeignete Platzierung von PtX-Anlagen zur Verringerung hoher Netzbelastungen beitragen. Daher bedarf es eines Zusammenspiels aus Stromnetzaufbau und -ausbau sowie geeigneter Platzierung von Power-to-X-Anlagen.

Mit der Erkenntnis, dass das Übertragungsnetz in Deutschland und NRW die für 2050 ermittelten Übertragungsaufgaben – unter Berücksichtigung aktueller Ausbaupläne – nicht jederzeit leisten kann, sind ergänzende Maßnahmen zu ergreifen. Insbesondere in durch Windkraftanlagen geprägten Regionen kann es zu Netzengpässen kommen. Für NRW zeigen sich die Leitungstrassen von der Nord- und Ostsee (über Gronau und Bielefeld) als tendenziell am stärksten betroffen.

Auf der Verteilnetzebene wird eine zusätzliche Netzbelastung mit zunehmender Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen erwartet. Es bedarf einer Ladekoordination, um eine starke Gleichzeitigkeit der Ladezyklen und resultierende Engpässe im Verteilnetz zu vermeiden. In diesem Rahmen könnten zusätzliche Entwicklungen im Bereich Digitalisierung, beispielsweise auf Netzebene (Smart-Grid) sowie auf Fahrzeugebene durch bidirektionales Laden, eine signifikante Rolle spielen.

Ein zusätzlicher Faktor ist die angestrebte Elektrifizierung der Wärmeversorgung. Speziell bei ausgeprägten zentralen Verbrauchsstrukturen kann neben der Verstärkung von Leitungen im AC-Netz oder dem Ausbau von HGÜ-Verbindungen aus dem Norden nach NRW eine optimierte Platzierung von PtX-Anlagen eine geeignete Maßnahme für einen stabilen Stromtransport sein.

3. Energiewende technologieneutral gestalten

Um weiterhin Investitionen sowie Innovationen im Stromsektor anzuregen und unnötig komplizierte Regulierungen zu vermeiden bietet es sich an, Energiemarktregeln technologieneutral zu gestalten um jegliche Diskriminierung von Technologien zu vermeiden. Dadurch wird der mögliche Lösungsraum im Zuge der Transformation des Energiesystems nicht zusätzlich beschränkt. Mit Blick auf die Unsicherheiten der zukünftigen technologischen Entwicklung im Power-to-X-Bereich, einschließlich des Ausmaßes möglicher Kostendegressionen, sollten Forschung und Entwicklung in diesem Feld auf einen Technologiemix ausgerichtet sein, der keinerlei Optionen ausschließt. Es ist aus heutiger Sicht nicht möglich zu wissen, welche PtX-Technologien sich in welchen Anwendungsfällen langfristig in den diversen Industrien und dem Verkehrssektor durchsetzen werden.

Im Verkehrssektor kommt der Effizienzsteigerung der einzelnen Antriebe eine besondere Bedeutung zu. Wenn ambitionierte CO_2-Minderungen erzielt werden sollen, empfehlen sich weitere Regulierungen, um technische Effizienzsteigerungen und Emissionsreduktion zu fördern. Es bietet sich eine technologieoffene Gestaltung der Regulierung als auch eine technologisch breit gefächerte Förderung von Forschung und Entwicklung an. Dies unterstützt einen fairen Wettbewerb zwischen Technologien und Kraftstoffen.

4. Ausbau einer sektorenübergreifenden Infrastruktur

Für den Verkehrssektor zeigt sich ein vielschichtiger Bedarf zum Aufbau von Infrastrukturen. Dies reicht von Ladestationen für die Elektromobilität über neuartige Wasserstoffinfrastrukturen (z.B. Tankstellen und Netze) bis hin zu modifizierten Erdgasinfrastrukturen (Erdgastankstellen und Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze). Ein solcher Infrastrukturaufbau ist komplex, daher ist er frühzeitig und regionalisiert mit den zukünftigen sektorenübergreifenden Anforderungen abzustimmen. Die Etablierung alternativer flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe sowie der Infrastrukturausbau sollten parallel geplant und durchgeführt werden. Zu diesem Zweck bietet sich eine Kooperation von öffentlicher und privater Seite an. Berücksichtigt werden muss dabei, dass Rahmenbedingungen für regulatorische Maßnahmen und Infrastrukturplanungen sowie Vorgaben zur technischen Entwicklung zentral durch die EU koordiniert werden müssen.

Im Zuge einer kooperativen Planung sollte ebenfalls ein Fahrplan zur technischen Umsetzung einer steigenden Einspeisung von Wasserstoff im Erdgasnetz erstellt werden.

Der Industriesektor besitzt einen ebenso vielschichtigen und weitreichenden Bedarf zum Aufbau und Ausbau von Infrastrukturen. Hier kommen aufgrund der Industriestruktur und der großen Leistungsbereiche zentrale Versorgungskonzepte z.B. mit Wasserstoff zum Einsatz. Hierdurch unterscheiden sich industrielle Flexibilitätsoptionen von den dezentral wachsenden Strukturen in den Anwendungsfeldern Mobilität, Strom und Heizwärme. Aus Stromnetzsicht wären Standorte in der Nähe von großen Einspeiseleistungen aus EE-Anlagen bzw. von potenziellen Netzengpässen von Vorteil. Diese unterschiedlichen Interessenlagen sind bei der weiteren Gestaltung der Infrastrukturen von Strom- und Gasnetzen frühzeitig zu berücksichtigen, z.B. in Form von kooperativem Austausch zwischen den betroffenen Akteuren.

5. Weiterentwicklung des Umlagen- und Abgabensystems für PtX-Anwendungen

Einen wesentlichen Anteil an der heute fehlenden Wirtschaftlichkeit von PtX-Anlagen trägt das bestehende Umlagen- und Abgabensystem bei. Es besteht die Notwendigkeit einer Weiterentwicklung in Richtung eines diskriminierungsfreien Systems, das Verzerrungen zwischen Energieträgern und Sektoren vermeidet oder minimiert. So würde netz- und systemdienliches Verhalten von Erzeugern und Verbrauchern angereizt, wobei Power-to-Heat-, Power-to-Gas- und Power-to-Fuel-Technologien im Rahmen einer kostenoptimalen Systemlösung ihren Platz finden.

So könnte die Nutzung von PtX-Treibstoffen bei der Bemessung der Emissionsflottenziele der Automobilhersteller berücksichtigt und der Einsatz von PtG-Wasserstoff zur Reduzierung der gesamten CO_2-Emissionen bei der Kraftstoffherstellung unterstützt werden. Es bedarf der Anreize für Raffinerie- und Erdgasnetzbetreiber grünen Wasserstoff in der Produktion zu nutzen und in die Versorgungsnetze einzuspeisen.

6. Standardisierung von Planungs- und Genehmigungsverfahren für PtX-Anlagen

Beide Szenarien zeigen, dass für ihre Strategien langfristig (2050) Elektrolysekapazitäten in Höhe von ca. 23 bzw. 27 GW_{el} benötigt werden. Dies entspricht rein rechnerisch einem konstanten Zubau in einer Größenordnung von gut 800 MW_{el} pro Jahr ab dem Jahr 2020. Gemessen an der heute in Deutschland insgesamt installierten Elektrolysekapazität von etwa 3 TWh_{th}/a (entsprechend ca. 540 MW_{el}) und dem zuletzt stagnierenden Markt [Hnym17] bedeutet dies, dass für eine Erfüllung der Szenarienpfade bereits kurzfristig ein erheblicher Markthochlauf an PtG-Anlagen nötig sein würde. Es sollten zugleich Standards für die Planungs- und Genehmigungsverfahren und Strategien zur Akzeptanzgewinnung entwickelt werden, um Hemmnisse zu reduzieren.

5.2 EMPFEHLUNGEN AUS DER STANDORTANALYSE

Standortanalysen für eine Verdichtung der Wärmenetze sowie potenzielle Ausbaugebiete anfertigen und Stakeholderdialoge organisieren

Nachverdichtung: Regionen mit höchsten Potenzialen in NRW wurden in der vorliegenden Studie identifiziert. Die Analysen sollten vertieft und ein offener Austausch mit Versorgern und Bürgern organisiert werden, um die Umsetzungsmöglichkeiten einer stärker netzgebundenen und erneuerbar gespeisten Wärmeversorgung zu erörtern.

Die Konzepte sollten in unterschiedlichen Varianten auf vermiedene Emissionen, Energieeffizienz, Kosten und Akzeptanz hin untersucht werden, um eine für lokale Randbedingungen spezifische Bewertung vornehmen zu können.

Effizienzsteigerung der Wärmeversorgung fördern

NRW sollte im Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung die Umrüstung von Bestandsnetzen auf sowie den Ausbau von energieeffizienten Niedertemperaturnetzen unterstützen. Außerdem sollten parallel zum Bundesförderprogramm ‚Wärmenetz 4.0' auf Landesebene Beratungsleistungen für bestehende aber auch zukünftige Wärmeversorger angeboten werden.

Die Elektrifizierung der industriellen Wärmeerzeugung und -nutzung ist eine weitere wichtige Option, um im Industriesektor hohe CO_2-Einsparungen erreichen zu können. Überall dort, wo es das Temperaturniveau und der Anwendungsfall erlauben, sollten die effizienteren Wärmepumpen anstelle der direkten Elektrifizierung zum Einsatz kommen, und wo vorhanden durch industrielle Abwärmequellen unterstützt werden.

Kostenstruktur für Wärmeversorgung zukunftsträchtig ausgestalten

Durch abnehmende Wärmebedarfe pro Abnehmer ist bei heutiger Kostenstruktur zu erwarten, dass anteilig der Leistungspreis (Grundpreis) im Verhältnis zum Arbeitspreis ansteigt. Wärmekosten dürfen aber nicht weit überwiegend aus einem Leistungspreis bestehen, da wirtschaftliche Anreize für Effizienzmaßnahmen (bspw. Gebäudesanierung) erhalten bleiben müssen. Das Land NRW sollte aktiv in einen Prozess mit Politik und Wärmeversorgern auf Landes- und Bundesebene eintreten, um die Weichenstellung für eine kosten- und energieeffiziente Wärmeversorgung voranzutreiben.

In Einzelfällen können Maßnahmen wie eine Nachverdichtung der Wärmenetze einem möglichen Anstieg der Netzkosten pro Abnehmer entgegenwirken. Auch die direkte Förderung von Netzausbaumaßnahmen kann sich mildernd auf die Leistungskosten für die Abnehmer auswirken.

Initiativen und Maßnahmen zur Demonstration der Leistungsfähigkeit der PtG-Technologien

Es sollten Initiativen und Maßnahmen (z.B. Wettbewerbe) gestartet und unterstützt werden, um PtG-(Pilot-)Anlagen für verschiedene Einsatzwecke bzw. Abnehmer vorzugsweise in den besonders geeigneten Standortregionen in NRW zu errichten und zu betreiben. Ein Teil der Anlagen sollte dabei so groß und flexibel ausgelegt werden, dass sie am gleichen Standort verschiedene Nutzungsfälle und

Abnahmemöglichkeiten bedienen können. Zu Vergleichszwecken sollte eine kleine Anzahl identischer Anlagen gezielt auch in weniger geeigneten Regionen, z.B. in Städten errichtet werden. Die resultierenden Projekte sind durch eine übergreifende Begleitforschung zu flankieren, um folgende Erkenntnisse zu gewinnen:

- Welche Standortfaktoren sind für welchen Anwendungsfall ausschlaggebend?
- Wie verändern sich diese bei Änderung des Anwendungsfalles und bei Änderung des Standortes? Welche Standorte sind für verschiedene PtG-Anlagen bzw. Einsatzstrategien geeignet? Wie lassen sich bestehende gute Standorte am besten erweitern?
- Welche Hemmnisse treten bei Planung, Genehmigung, Errichtung und Betrieb auf? Wie können sie gelöst und die Lösungen auf andere Projekte übertragen werden? Wie sehen Musterverfahren für die Standorterschließung und -entwicklung aus?
- Welche Rollen spielen die verschiedenen zuständigen und betroffenen Akteure? Wie können bzw. müssten Abstimmungs- und Kommunikationsprozesse verbessert werden?

Planungsleitfäden und –Instrumente für Kommunen und Stadtwerke entwickeln

Planungsleitfäden und -instrumente sollten entwickelt werden, um lokale Akteure bei der Identifikation, Erschließung und (Weiter-)Entwicklung von geeigneten Standorten für PtX-Anlagen zu unterstützen. Die Standortentwicklung sollte dabei stets eine modulare Erweiterbarkeit vorsehen, so dass sich Flexibilitätsstandorte den zukünftigen Entwicklungen anpassen können.

Sektorenkopplung durch aktive Kommunikation zwischen relevanten Akteuren

Um frühzeitig geeignete Flächen für den weiteren, zunehmend nötiger werdenden Ausbau von PtG Anlagen zu identifizieren und diese bei der Planung und dem Betrieb von Strom- und Gasnetzen zu berücksichtigen, sollte ein entsprechender Austausch zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern, lokalen Stadtwerken sowie den Gemeinden und Städten organisiert bzw. gestärkt werden. Sektorenkopplung setzt Kommunikation aller Akteure voraus. Diese sollte möglichst auf bestehenden Formaten aufbauen und spezifisch angepasst werden.

Stromnetzausbau vorantreiben und Gasnetze verfügbar halten

Das Bundesland NRW sollte den Stromnetzausbau nach (sowie entsprechend auch innerhalb von) NRW unterstützen, um größere EE-Strommengen für PtG-Anlagenstandorte in NRW nutzbar zu machen und damit zur künftigen Bedarfsdeckung von strombasierten Brenn- und Kraftstoffen für den Haushalts-, Industrie- und Verkehrssektor beizutragen. Von Vorteil ist dabei, dass NRW im Vergleich zu den anderen Bundesländern bereits über leistungsstarke und weiträumig ausgebaute Stromnetze verfügt. Diese können neben der bundeslandinternen Verteilung auch für den Transit bzw. Austausch mit den südlichen Bundesländern dienen. Dieser Transitbedarf wird im energieintensiven Bundesland NRW auch bei Verfolgung der durch GWI untersuchten Ansätze lokaler EE-Nutzung erhalten bleiben und zunehmen.

Ein kooperativer Austausch zwischen den relevanten Akteuren sollte zusätzlich im Gassektor initiiert werden, um eine effektive und konsistente Einspeisung, Verteilung, Speicherung und Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff bzw. Gas zu erreichen. Zu den Adressaten gehören die Verteil- und Transportnetzbetreiber sowie die Gashändler und Stadtwerke. Dies soll ferner dazu beitragen, die vorhandenen Gasverteilnetze in NRW für künftige strombasierte Gasmengen verfügbar zu halten, auch wenn zwischenzeitlich die Gasmengen aufgrund von Energieeinsparungen und Technologiewechsel (PtH) zurückgehen und damit den Netzbetrieb evtl. weniger rentabel machen könnten.

PtG-Strategie- und Entwicklungsplan für das Bundesland NRW

Um die sehr verschiedenen Belange der unterschiedlichen Abnehmer (Haushalte, Industrie und Verkehr) für strombasierte Brenn- und Kraftstoffe möglichst gut mit der heterogenen (regional fokussierten) Verteilung der Standorteignungen in Einklang zu bringen, sollte ein PtG-Strategie- und Entwicklungsplan für das Bundesland NRW entwickelt werden. Hierbei sollte ein Fokus auf den Anwendungsfällen für den Industrie- und Verkehrssektor liegen, da diese für NRW besonders relevant und generell schwer zu „dekarbonisieren“ sind. Der Entwicklungsplan sollte insbesondere berücksichtigen, dass die besonders gut geeigneten Standorte (vor allem im Südwesten und Norden/Nordosten) eher „fernab“ von den großen industriellen Abnehmern und den sehr vielen dezentralen Abnehmern wie z.B. Tankstellen in den Städten und Ballungsräumen liegen. Schließlich sollte er, wie die anderen Empfehlungen auch, dazu beitragen die lokalen Akteure und damit die Wertschöpfung in NRW zu stärken.

6 AUSBLICK AUF DAS FOLGEPROJEKT

Die hier durchgeführten Analysen konnten eine Vielzahl von Erkenntnissen gewinnen und wichtige Forschungsfragen beantworten. Dennoch ergeben sich neue bzw. offene Forschungsfragen für die Zukunft, die im Folgevorhaben „Kompetenz-Zentrum Virtuelles Institut - Strom zu Gas und Wärme“ bearbeitet werden sollen.

Zukünftige Szenario- und Systemanalysen sind auf deutlich ambitioniertere CO_2-Ziele bis 2050 (≥95%) Prozent auszurichten. Um die erwarteten Dekarbonisierungserfolge zu untersuchen und über den Treibhauseffekt hinaus weitere Umweltauswirkungen in relevanten Sektoren frühzeitig zu erfassen, sind Life Cycle Assessments und Kritikalitätsanalysen von Einzeltechnologien und Technologiepfaden geeignete Methoden, die im Folgevorhaben angewandt werden.

In der Systemanalyse wurde das zukünftige Energiesystem simuliert, um die Rolle der PtX-Technologien für die Systemflexibilität und die langfristige Dekarbonisierung zu bewerten. Weitere Forschung im Bereich der Wirtschaftlichkeit ist wichtig, um die Kostenstruktur sowie Wettbewerbsfähigkeiten von Flexibilitätsoptionen vollständiger zu verstehen. Darüber hinaus wird die künftige, auf erneuerbaren Energien beruhende Energieversorgung in Deutschland überwiegend dezentraler und fluktuierender Natur sein. Daher sollten Systemanalysen und ihre zugrundeliegenden räumlichen und zeitlichen Auflösungen adäquat weiterentwickelt und den Fragestellungen entsprechend angepasst werden.

Da eine umfassende künftige Nutzung von PtX-Konzepten von zahlreichen sozioökonomischen Zusammenhängen und Effekten flankiert wird, sind entsprechende Kenntnisse aufzubauen und zu berücksichtigen. Dabei können nicht-monetäre Präferenzen auch eine entscheidende Rolle in der Durchdringung sowie Akzeptanz der neuen Technologien spielen.

Nach der übergeordneten Systembetrachtung und der detaillierten Technologiekettenbetrachtung der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen ist eines der zukünftigen Ziele die Einbeziehung von Wirtschaft und Industrie in die aufgebaute Forschungsinfrastruktur.

Den genannten Anforderungen trägt das Folgevorhaben „Kompetenz-Zentrum Virtuelles Institut - Strom zu Gas und Wärme“ Rechnung, indem es zum einen die Demonstrationsanlage durch neue Anlagenteile und Flexibilitätsoptionen erweitert und potenziellen Wirtschaftspartnern als Experimentier-Plattform zur Verfügung stellt. Zum anderen werden ein Teil der Arbeitspakete kooperativ von Wissenschaftlern/-innen und assoziierten Partnern aus der Industrie und Wirtschaft bearbeitet.

LITERATURANGABEN

[Agfw17] DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V. ; AGFW: *AGFW - Hauptbericht 2016*. Frankfurt a.M., 2017

[Baza17] BAZANELLA, A ; DECHEMA GESELLSCHAFT FÜR CHEMISCHE TECHNIK UND BIOTECHNOLOGIE E.V. (Hrsg.): *Technology Study Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry*. Frankfurt, 2017

[BmBm10] BMWI ; BMU: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, 2010

[Bmjv17] BMJV: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*. URL https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html

[Bmu16] BMU: *Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*, 2016

[Deut11] DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND WASSERFACHES E.V. (DVGW): *Technische Regel - Arbeitsblatt G 262 (A), „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“*. Bonn : DVGW, 2011

[Deut13] DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND WASSERFACHES E.V.: *Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G260 (A), „Gasbeschaffenheit“*. Bonn, 2013

[Ecof16] ECOFYS: *Flex-Efficiency - Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern* (Studie). Köln : Ecofys im Auftrag von Agora Energiewende, 2016

[Eia15] EIA: *Annual Energy Outlook 2015 - with projections to 2040* : US Department of Energy, 2015

[ElSa15] ELSNER, PETER ; SAUER, DIRK UWE: *Energiespeicher - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“, Schriftenreihe - Energiesysteme der Zukunft*, 2015

[EwGP14] EWI ; GWS ; PROGNOS: *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose* : BMWi, 2014

[Ewie17] EWI ER&S: Kraftwerksdatenbank (2017). — Eigene Datenbank basierend auf Platts (2016). UDI World Electric Power Plants Data Base (WEPP).

[Ewig14] EWI/GWS/PROGNOS: *Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose* (Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie Nr. Projekt Nr. 57/12). Basel/Köln/Osnabrück, 2014

[Fvee17] FVEE: *Forschungsziele 2017 - Gemeinsam forschen für die Energie der Zukunft* (Broschüre). Berlin : ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE), 2017

[HATT12] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH ; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH ; TRANSNETBW GMBH: *NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2012 - 2. ÜBERARBEITETER ENTWURF DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER*, *Netzentwicklungsplan Strom*, 2012

[HATT13] 50HERTZ TRANSMISSION ; AMPRION ; TENNET TSO ; TRANSNETBW: *Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, 2013

[HATT15] 50HERTZ TRANSMISSION ; AMPRION ; TENNET TSO ; TRANSNETBW: *Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, 2015

[Hnym17] H. NYMOEN ET AL.: Ein Markteinführungsprogramm für Power-to-X Technologien aus volkswirtschaftlicher Perspektive, Kurzgutachten im Auftrag der PtX-Allianz; Berlin (2017)

[Iea14] IEA: *World Energy Outlook 2014*, 2014

[Iea15] IEA: *World Energy Outlook 2015*, 2015

[KMKD16] KASTEN, PETER ; MOTTSCHALL, MORITZ ; KÖPPEL, WOLFGANG ; DEGÜNTHER, CHARLOTTE ; SCHMIED, MARTIN ; WÜTHRICH, PHILIPP: *Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050* : UBA, 2016

[STCL16] SCHALENBACH, MAXIMILIAN ; TJARKS, GEERT ; CARMO, MARCELO ; LUEKE, WIEBKE ; MUELLER, MARTIN ; STOLTEN, DETLEF: Acidic or Alkaline? Towards a New Perspective on the Efficiency of Water Electrolysis. In: *Journal of The Electrochemical Society* Bd. 163 (2016), Nr. 11, S. F3197–F3208

[Uba12] UBA: *Daten zum Verkehr: Ausgabe 2012*, 2012

[Vail12] VAILLANT DEUTSCHLAND GMBH & CO. KG: Planungsinformation ecoPOWER, Berghauser Str. 40, 42859 Remscheid (2012)

[Worl15] WORLD BANK GROUP: *Commodity Markets Outlook - October 2015*, 2015