



# **Virtuelles Institut „Strom zu Gas und Wärme“**

## Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System

Das „Virtuelle Institut Strom zu Gas und Wärme“ (VI SGW) ist ein vom Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes 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 hat 2018 die Ergebnisse seiner Arbeit in insgesamt fünf Bänden vorgelegt.

Diese Broschüre gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Ergebnisse und Handlungsempfehlungen. Alle Bände des Abschlussberichtes stehen zum Download bereit.



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

---



**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 Zejnnullahu, Marc Fiebrandt, Prof. Dr. Klaus Görner,  
Dr. Rolf Albus

---



**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 Fishedick

---



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

---



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

---

<b>Virtuelles Institut – Strom zu Gas und Wärme</b>	4
Flexibilitätsoptionen im integrierten Strom-, Gas- und Wärmesystem	4
Klimaschutzziele, die Zukunft des Energiesystems und die Rolle von Power-to-X	6
<hr/>	
<b>System- und Standortanalysen</b>	8
Teil A: Integrierte Strommarkt- und Stromnetzbetrachtung anhand von Langfristszenarien bis 2050	8
Teil B: Standortanalysen für Flexibilitätsoptionen im Energiesystem	22
<hr/>	
<b>Pfadanalysen</b>	27
Pfad 1: Lastmanagement in der Industrie	27
Pfad 2: Stromnutzung für die Wärmebereitstellung	29
Pfad 3: Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr	33
Pfad 4: H <sub>2</sub> -basierte Syntheseprodukte für Verkehr und Industrie	35
Pfad 5: H <sub>2</sub> -Einspeisung in Erdgasnetze	37
Pfad 6: Großtechnische H <sub>2</sub> -Speicherung mit zentraler Rückverstromung	40
Pfad 7: Regenerativer Wasserstoff für die dezentrale Nutzung	42
<hr/>	
<b>Experimentelle Begleitforschung und Demonstrationsanlage</b>	44
Aufbau einer gemeinsamen Demonstrationsanlage	44
<hr/>	
<b>Handlungsempfehlungen für NRW</b>	46
Empfehlungen der Systemanalyse	46
Empfehlungen aus der Standortanalyse	48
<hr/>	
<b>Ausblick auf das Folgeprojekt</b>	50
<hr/>	
Literaturangaben	
Abkürzungen	

# Virtuelles Institut – Strom zu Gas und Wasser

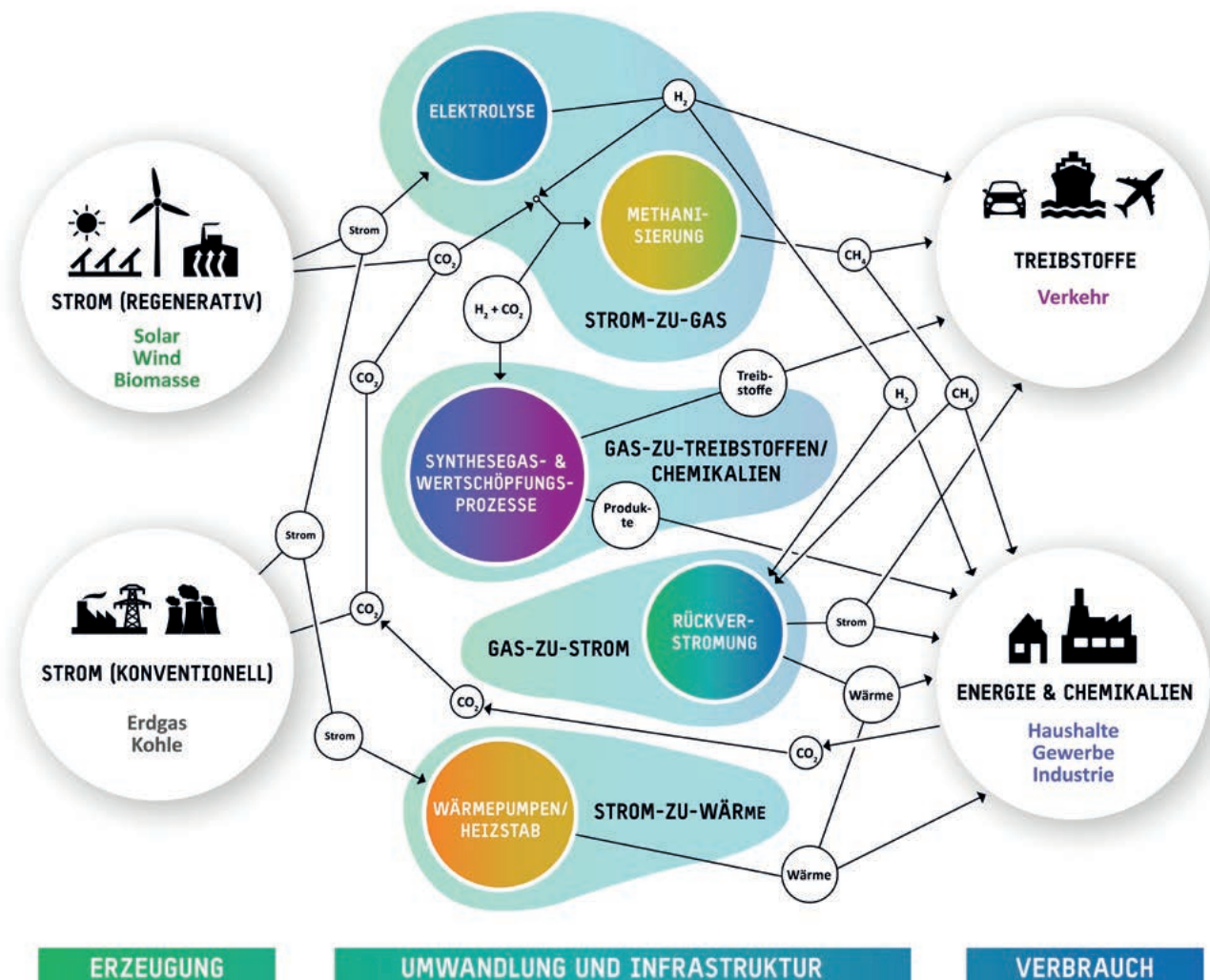
## Flexibilitätsoptionen im integrierten Strom-, Gas- und Wärmesystem

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 weitreichende 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**

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.

Um den Charakter der gemeinsamen Arbeit zu unterstreichen, gibt es seit 2015 ein gemeinsames Corporate Design (Abbildung 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.



**Abbildung 2**

Wort- und Bildmarke des Virtuellen Institutes

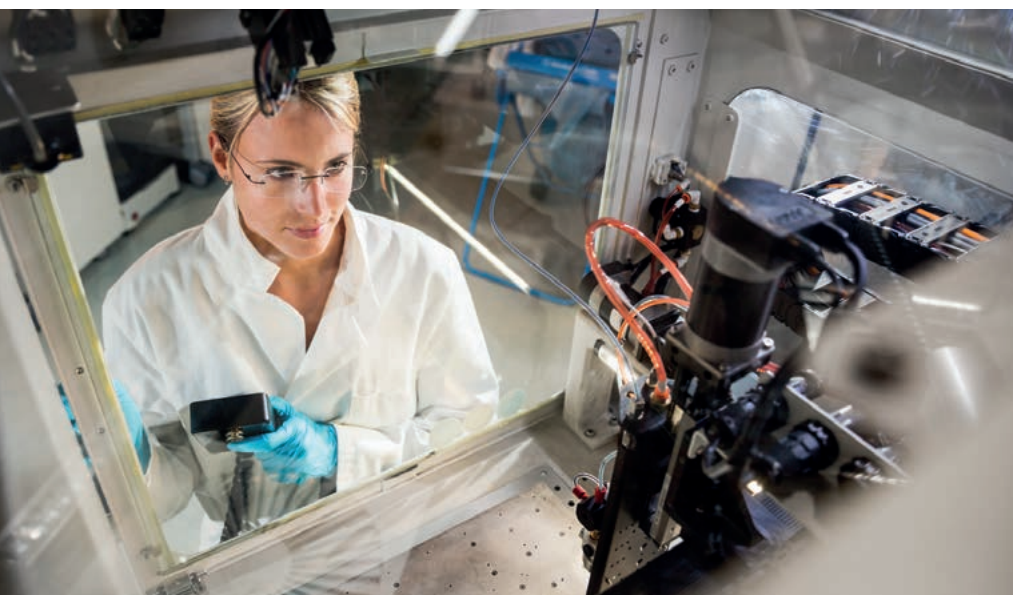
## Klimaschutzziele, die Zukunft des Energiesystems und die Rolle von Power-to-X

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 sowie Bundeslandebene eingeführt. Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept 2011 ambitionierte Klimaschutzziele 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 Atomstopp 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 wird die langfristige Umstellung auf erneuerbare Energien neue Herausforderungen für das Stromsystem mit sich bringen, 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. 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 steuerbaren 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 Angebot und Nachfrage zeitlich flexibilisiert werden. Technologisch erfolgt dies durch so genannte Flexibilitätsoptionen. Auf Seite der Stromerzeugung wird eine höhere Flexibilität



insbesondere dadurch erreicht, dass moderne Kraftwerke über höhere Lastgradienten und geringe Minimal-Lasten verfügen, EE-Anlagen durch Integration von Speichern bedarfsgerechter einspeisen und ein intelligentes 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 einen wichtigen Baustein der Flexibilitätsoptionen dar, weil sie Flexibilität sowohl erzeugungs- als auch nachfrageseitig bereitstellen können. 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 sektorübergreifende Charakter von PtX kann eine effiziente Treibhausgasreduktion der Gesamtwirtschaft unter Nutzung vielfältiger Potenziale und Synergien unterstützen. Man spricht in diesem Kontext von Sektorkopplung und dem Aufbau eines gekoppelten Energiesystems. Die Sektorkopplung beinhaltet die energietechnische und -wirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Gas, Wärme, Mobilität und nicht-energetischen Industrieprozessen.



## 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

## 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 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<sub>2</sub>-Emissionen im deutschen Straßenverkehr seit 2005 mit 150 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-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 Treibhausgasemissionen.

Die Elektrifizierung und PtX-Technologien haben sich als 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<sub>2</sub>-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. Das „PtX Verkehr“-Szenario wird mit einem gesamt-kostenminimierenden 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 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.

Obwohl der Fokus der Szenarioanalyse auf einer Gesamtsystembetrachtung liegt, werden in den Szenarien sektorspezifische Schwerpunkte gelegt, basierend auf der Expertise der Institute. Wie Tabelle 1 zeigt, werden zusätzliche THG-Minderungsziele für den Verkehrssektor im „PtX Verkehr“-Szenario und für das Industrieland NRW im „PtX Industrie“-Szenario berücksichtigt. Dazu werden unterschiedliche PtX-Anwendungsfelder in den jeweiligen Modellen abgebildet, um das Potenzial verschiedener PtX-Prozesse im Verkehrssektor sowie in der Industrie zu bestimmen.

In einem zweiten Schritt übernimmt IEK-STE die Ergebnisse aus der Szenarioanalyse, um eine regionalisierte Untersuchung durchzuführen. Mit einer integrierten Strommarkt- und Stromnetzmodellierung werden 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 regionaler und struktureller Engpässe des Übertragungsnetzes.

**Tabelle 1**

Vergleich der Modelle und Szenarien von EWI und WI

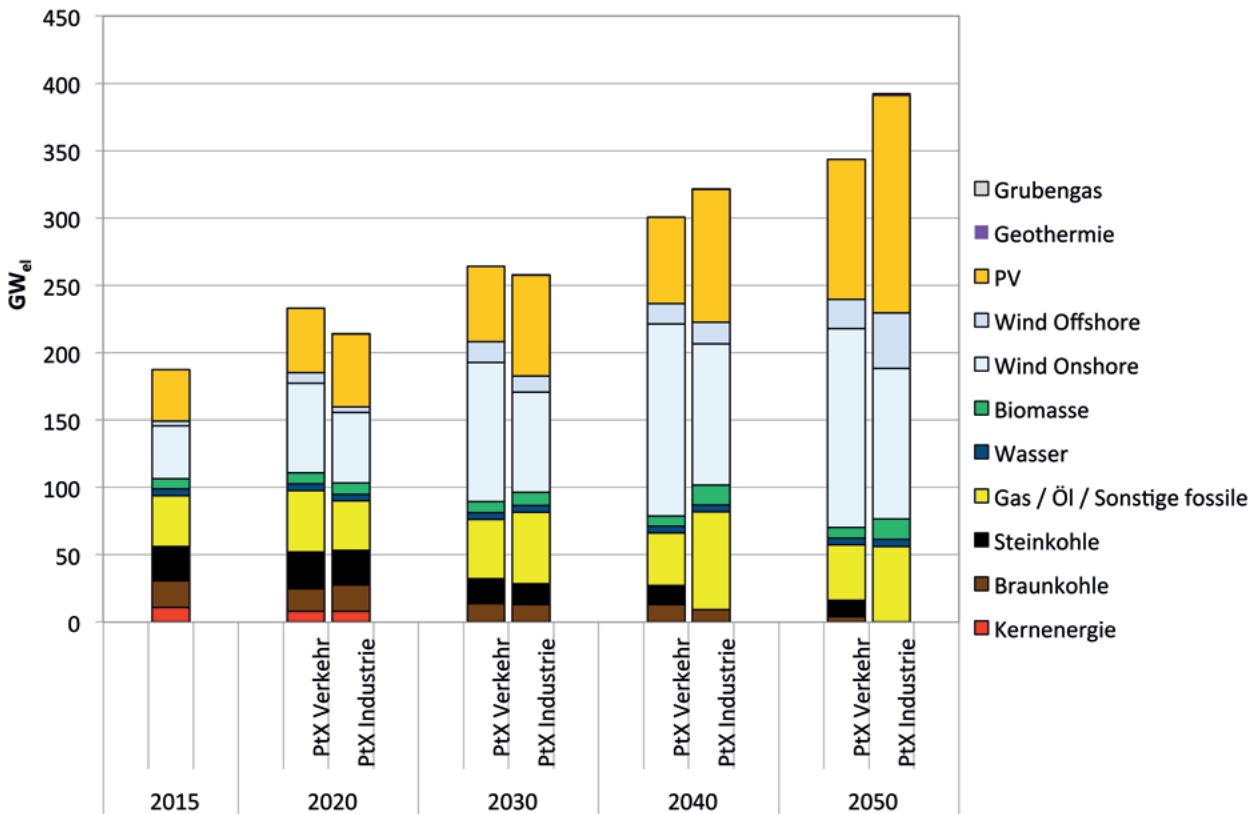
Szenarioname	„Power-to-X für den Verkehr“-Szenario	„Power-to-X für die Industrie“-Szenario
Modellname	EWI DIMENSION	WI WISEE
Modelllogik	Ökonomische Optimierung (Kostenminimierung)	Ermittlung von THG-Minderungspotenzialen, Teiloptimierung (Kraftwerks- und Flexibilitäten-Einsatz)
Zielbild	Kostenminimierende 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: $\geq 80\%$ bis 2050	
	<b>THG-Minderung im Verkehr: <math>\geq 43\%</math> bis 2030 (Klimaschutzplan); <math>\geq 80\%</math> bis 2050</b>	<b>THG-Minderung in NRW und Bund: 80% (Zielwert mit iterativer Annäherung) bis 2050</b>

## Ergebnisse der Szenarioanalyse

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

Abbildung 3

Nettostromerzeugungskapazitäten in Deutschland

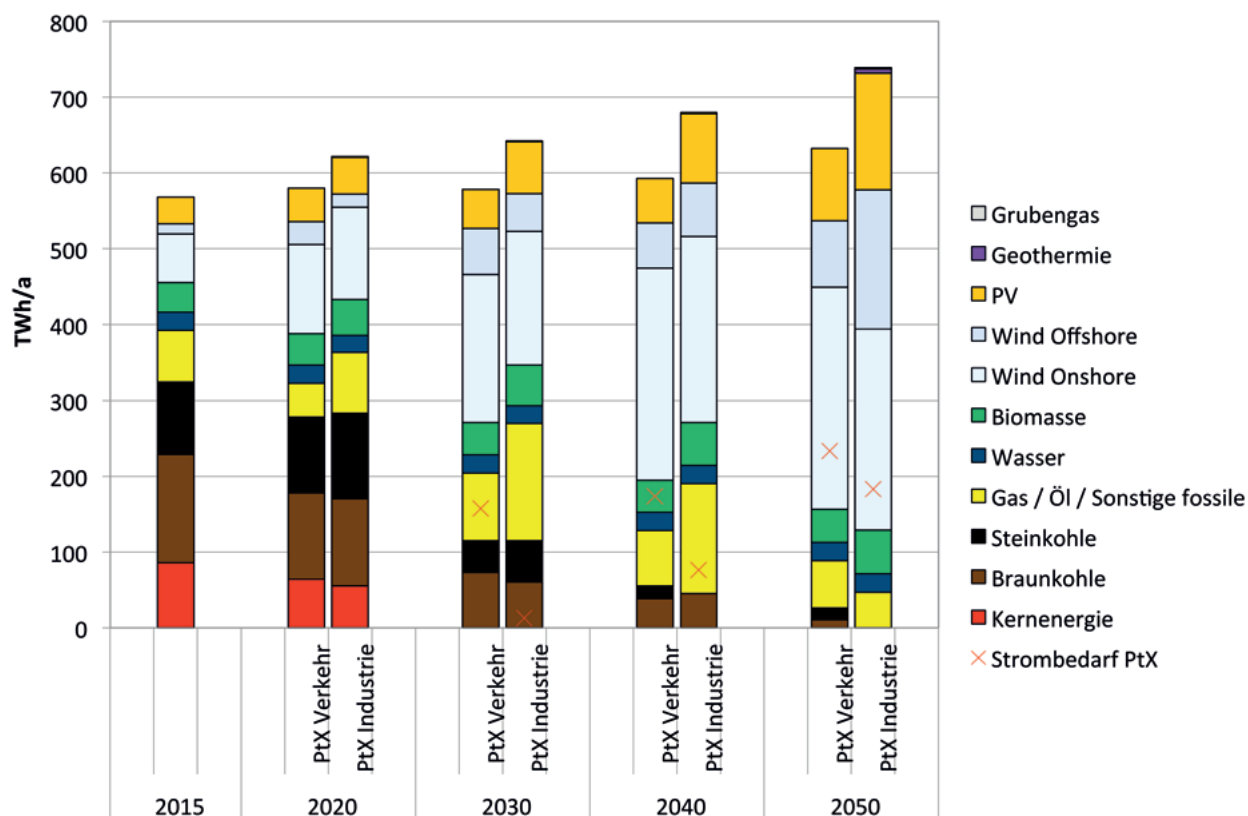


Beim Vergleich der Stromerzeugungskapazitäten bis 2030 in der Abbildung 3 fällt zunächst der unterschiedliche Verlauf in den beiden Szenarien auf. Das „PtX Verkehr“-Szenario weist für 2020 und 2030 einen höheren Ausbau an erneuerbaren Energien aus als das „PtX Industrie“-Szenario, während die Kapazitäten 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 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“ auf. 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 PtX-Anwendungen ausgebaut (siehe Abbildung 5). 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 4**

Nettostromerzeugung in Deutschland (vor Abregelung)



Bei Betrachtung der Nettostromerzeugung in der Abbildung 4 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 (in der Spitze knapp 3000 Volllaststunden), dreht sich der Stromaustauschsaldo im „PtX Verkehr“-Szenario relativ schnell von Netto-Export (heute) zu einem Netto-Import um. Durch das 2030-Dekarbonisie-

rungsziel im deutschen Straßenverkehrssektor gibt es im „PtX Verkehr“-Szenario schon 2030 einen hohen Strombedarf von PtX-Anlagen, was zu höheren Importen führt.

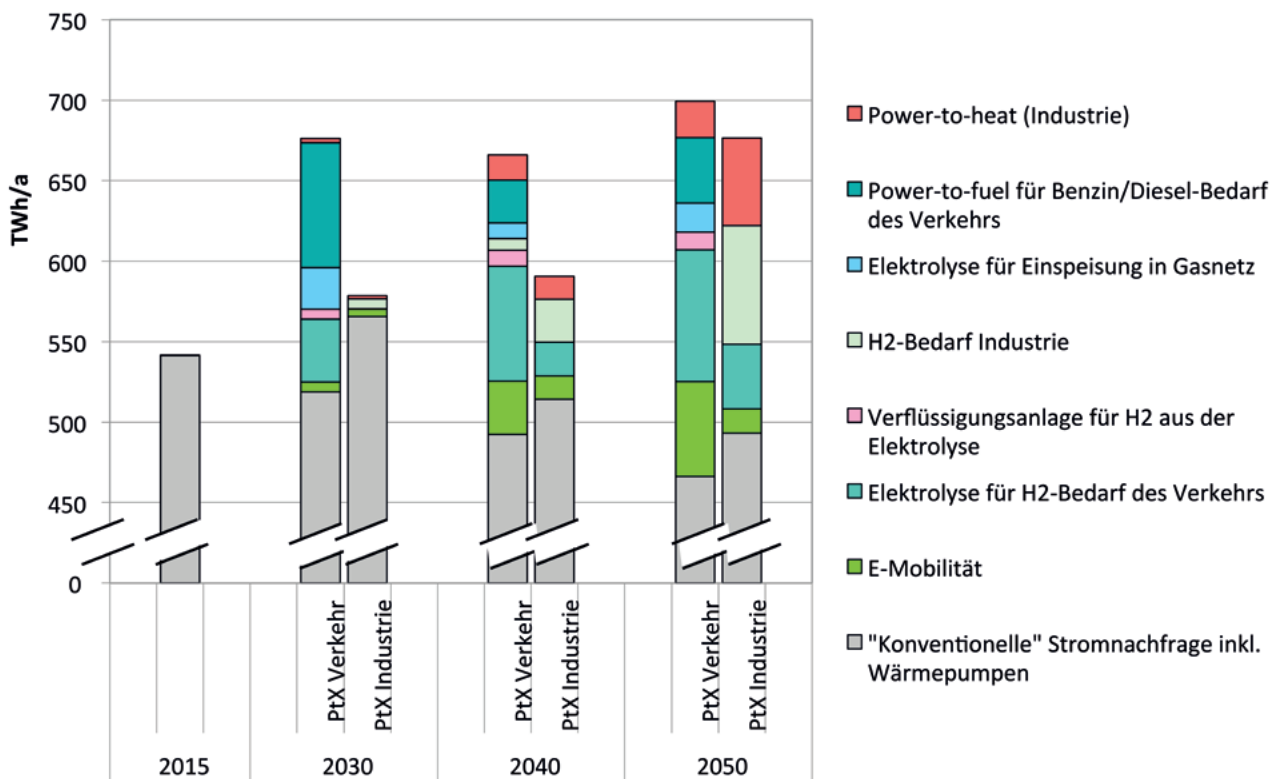
Deutschland sowie auch NRW werden in beiden Szenarien langfristig zum Nettoimporteur von Strom. Dieser Effekt resultiert einerseits aus Entwicklungen im Ausland, in Form von steigenden EE-Anteilen und Kernkraftkapazitäten in Kombination mit verstärkten Stromaustauschkapazitäten innerhalb des EU-Binnenmarktes, sowie andererseits auf nationaler Ebene u.a. bedingt durch Kernenergieausstieg, zusätzliche Elektrifizierung und PtX. Für das Land NRW zeigt sich zudem, dass es als bisher stark von CO<sub>2</sub>-intensiver Stromerzeugung geprägtes Bundesland langfristig in diesem Segment deutlich an Gewicht verliert, jedoch ein Schwerpunkt der Stromnachfrage bleibt.

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 5 zeigt die unterschiedlichen Dynamiken in den beiden Szenarien bezüglich der Nettostromnachfrage sowie der Nutzung von Power-to-X auf. Die Dekarbonisierung basiert auf großen EE-Strommengen, die 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 sich über den gesamten Szenariohorizont in beiden Szenarien um etwa 13 % (oder 0,4 % p.a.) entwickelt, steigt die gesamte Nettostromnachfrage von heute 540 TWh bis auf 700 TWh („PtX Verkehr“) bzw. 680 TWh („PtX Industrie“) an.

Im „PtX Verkehr“-Szenario liegt ein besonderer Fokus auf dem Verkehrssektor, für den ein Transformationspfad für eine 80 %-ige Dekarbonisierung untersucht wird. In 2050 beträgt die Stromnachfrage von PtX-Anlagen 163 TWh, wobei vorwiegend Elektrolyseure für die Wasserstoffmobilität und -einspeisung 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 bzw. 59 TWh. Diese zusätzliche Nachfrage wird nicht nur durch nationale Stromerzeugung gedeckt (siehe Abbildung 4), sondern auch durch ca. 70 TWh Importe aus Ländern mit höheren EE-Erzeugungsmengen wie 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 steigen wird und die erschlossene DSM-fähige Leistung 13,7 GW beträgt. Der potenzielle Einsatz dieser Leistung liegt bei ca. 14 TWh in 2050.

**Abbildung 5**  
Stromnachfrage und -verwendung in Deutschland bis 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 Wasserstoffherzeugung für den Verkehr eine vergleichsweise kleinere Rolle, wohingegen die Wasserstoffherzeugung für die Industrie sowie Power-to-Heat verstärkt zum Einsatz kommen.

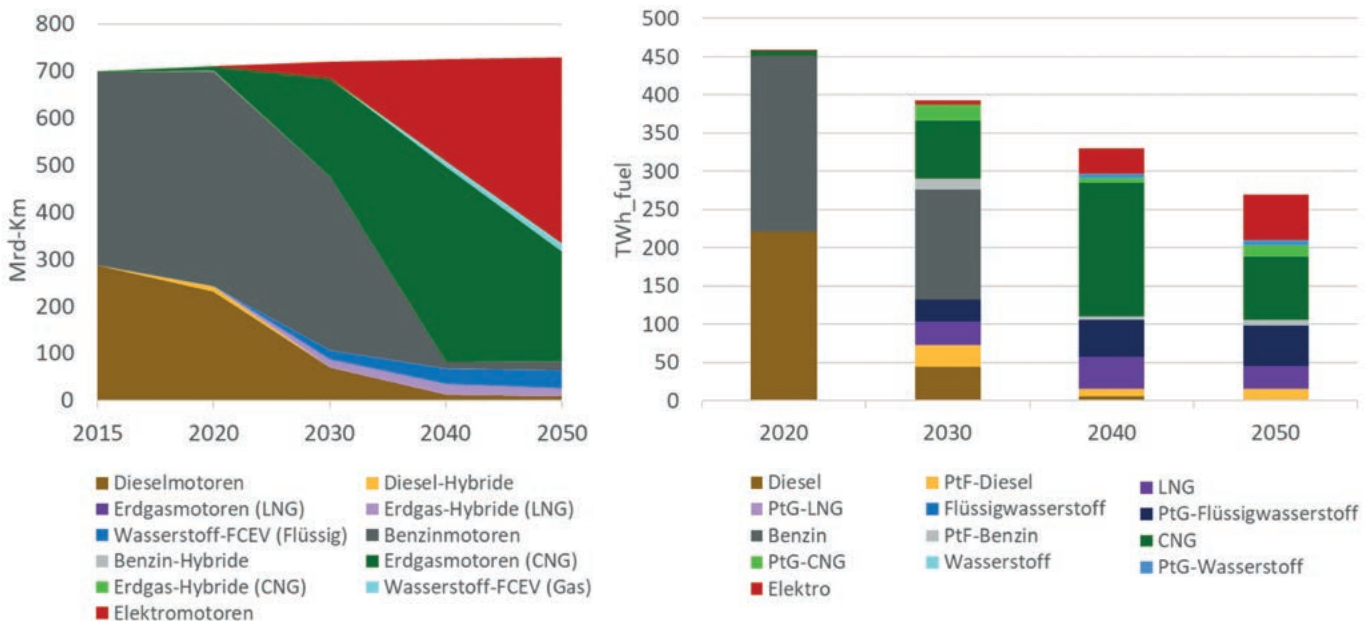
Power-to-Heat spielt in beiden Szenarien langfristig eine wichtige Rolle. Modellierungsseitig stellt sie in beiden Szenarien eine optionale Flexibilitätsoption dar. Im Kontext der etwas höheren Stromerzeugungskapazitäten wird sie im Szenario „PtX Industrie“ deutlich stärker eingesetzt als im Szenario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

### 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. Konventionelle Verbrennungsmotoren in den Segmenten PKW und LNF werden zwischen 2030 und 2050 hauptsächlich durch Erdgas (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 6**

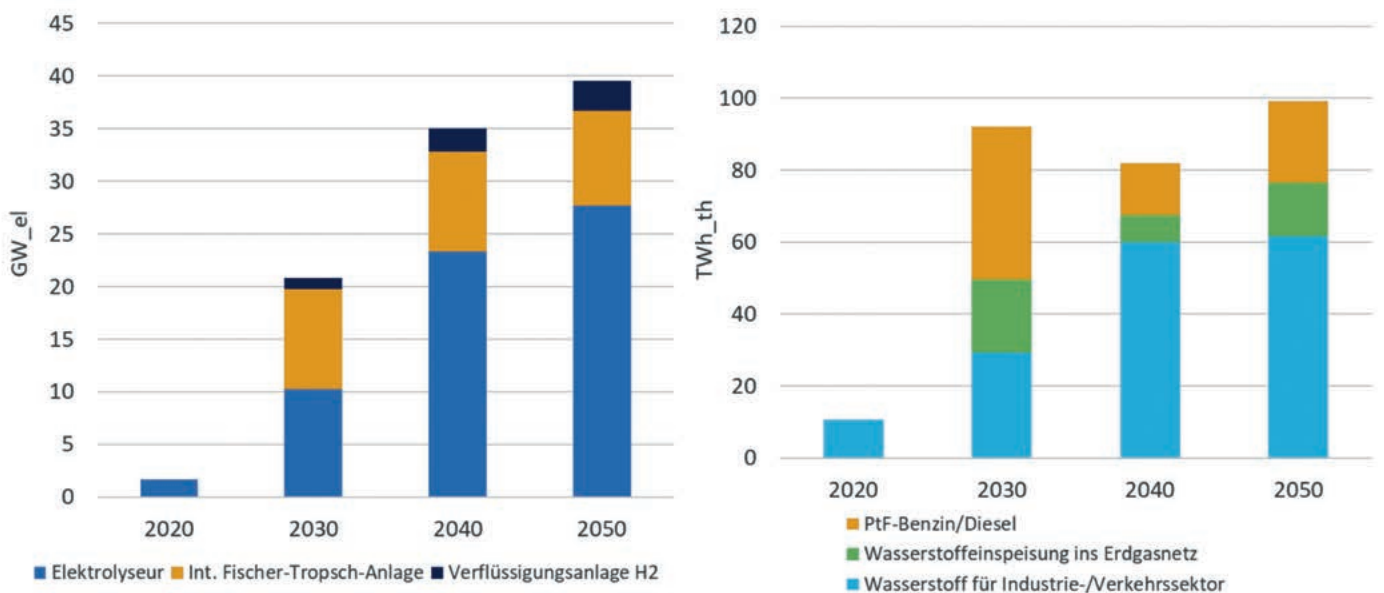
Ergebnis der Verkehrsleistung nach Fahrzeugantrieb für alle Segmente in Deutschland bis 2050 (links), Kraftstoffverbrauch des deutschen Straßenverkehrssektors bis 2050 (rechts)



PtX-Technologien werden ab 2030 bereits umfangreich genutzt. Mit rund 10 GW Elektrolyse in Deutschland wird H<sub>2</sub> 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 Kapazitätswachstum zu erkennen. Dennoch werden bis 2050 die restlichen Anteile von Benzin und Diesel am Gesamtkraftstoffbedarf durch PtX-Kraftstoffe bedient.

**Abbildung 7**

Installierte Leistung PtX (GW<sub>el</sub>) in Deutschland (links), Erzeugung PtX-Anlagen (TWh<sub>th</sub>) 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<sub>2</sub>-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 für die Stahl- und Chemieindustrie sowie auf den Einsatz von KWK gesetzt.

Dadurch wird in diesem Szenario in 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<sub>2</sub>eq im Bereich der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung, maßgeblich getragen durch EE-Ausbau und -Stromimporte. Der Industrie-

sektor erreicht durch die o.g. Strategien zusätzlich eine erhebliche Treibhausgasminderung in Höhe von ca. 75 Mio. t/a CO<sub>2</sub>eq, 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 auf NRW entfällt. Dieser wird maßgeblich durch den H<sub>2</sub>-Bedarf der Stahlwerke und den Dampfbedarf der Chemie- und Papierindustrie in NRW bestimmt. Der H<sub>2</sub>-Bedarf 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 durch den Einsatz aller betrachteten Flexibilitäten insgesamt über bis zu etwa 6.300 h im Jahr nahezu vollständig ausgeglichen werden. Dabei kommt es jedoch 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.

## Ergebnisse der integrierten Strommarkt- und Netzberechnungen beider Szenarien

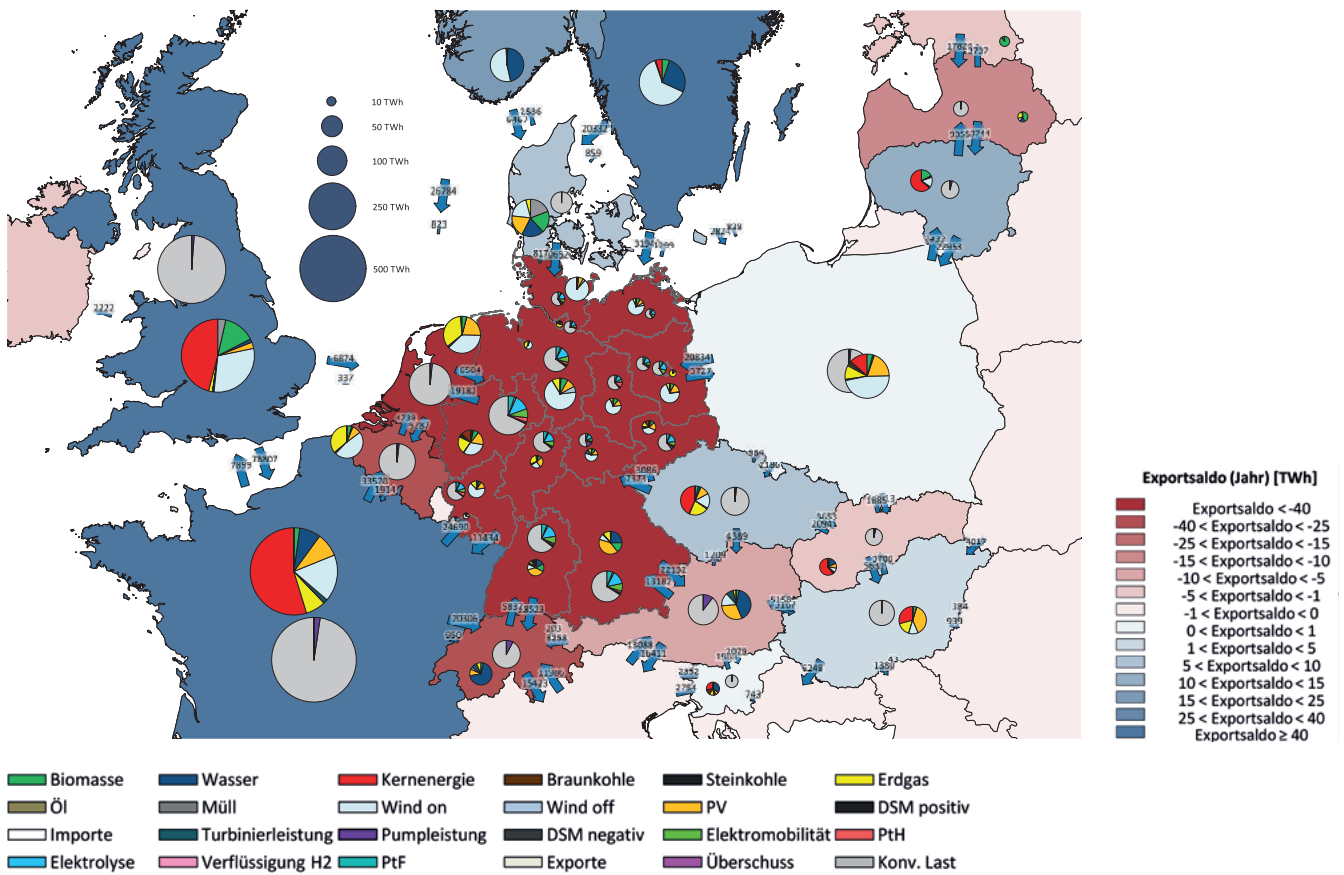
Für die integrierten Strommarkt- und Stromnetzberechnungen wird zunächst anhand des Strommarktmodells für Europa der Einsatz von Kraftwerken, Speichern, Im- und Exporten sowie weiteren Flexibilitätsoptionen mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung ermittelt. Darauf aufbauend werden die Leistungsflüsse 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 8 dargestellt. Aufgrund der Reduktionsziele für CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa ist ein deutlicher Rückgang der Stromerzeugung aus fossilen

Energieträgern, insbesondere aus Kohle, zu verzeichnen. Parallel 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.

**Abbildung 8**

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



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 abnehmendem 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.

Wesentliche Unterschiede zwischen den Szenarien „PtX Verkehr“ und „PtX Industrie“ liegen auf der Nachfrageseite, auf der 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 Erdgasnetz. Im Szenario „PtX Industrie“ wird der Wasserstoff dagegen nicht nur im Verkehrssektor, sondern auch im Industriesektor als Koks Kohlenerersatz bei der Stahlherstellung mittels Direktreduktion 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.



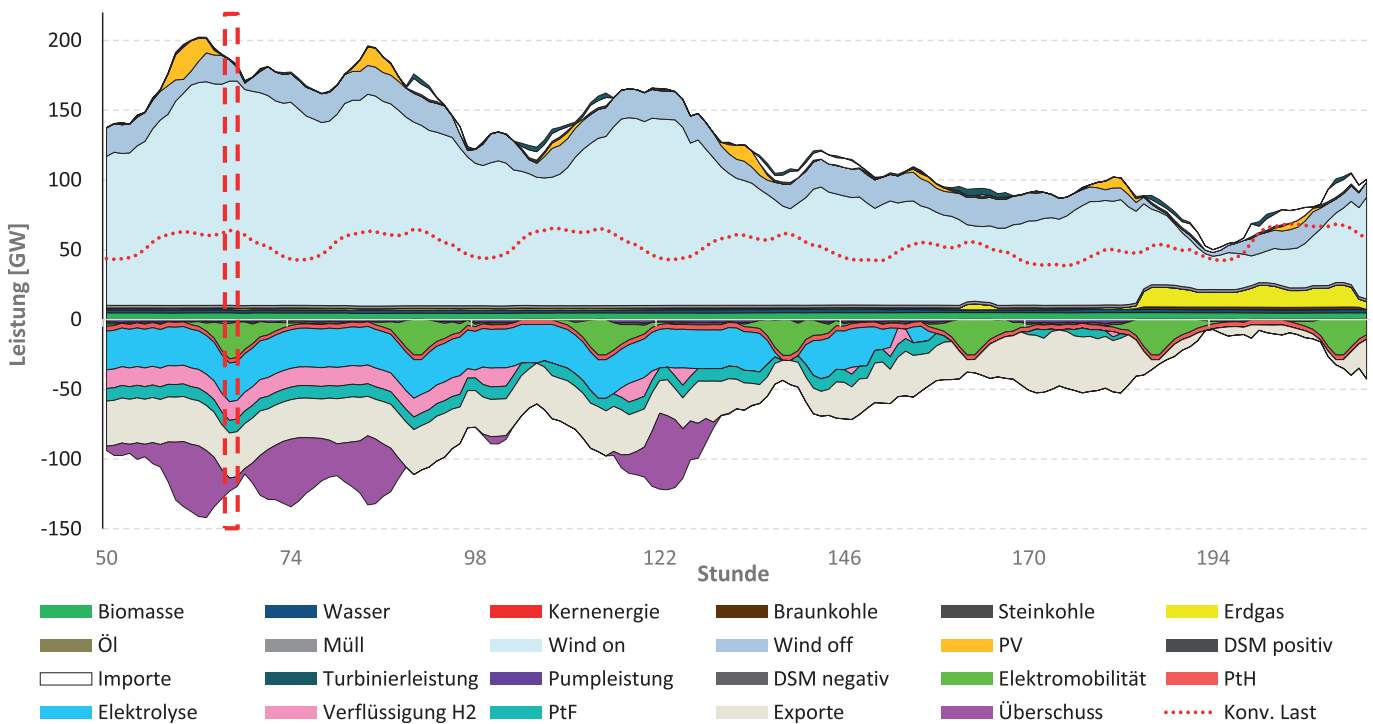
PtX-Technologien als flexible Lasten kommen vor allem in Zeiten hoher Windenergie- oder PV-Einspeisungen zum Einsatz. Eine derartige Situation ist am Beispiel einer Starkwind-Woche im Januar für das „PtX Verkehr“-Szenario in Abbildung 9 dargestellt.

Insbesondere in den Phasen hoher On- und Offshore Windenergieeinspeisungen werden die Nachfragepotenziale 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 EE-Anlagen 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 Strompreisen notwendig werden kann, PtX-Technologien einzusetzen, sofern aktuelle Nachfragen erfüllt werden müssen.

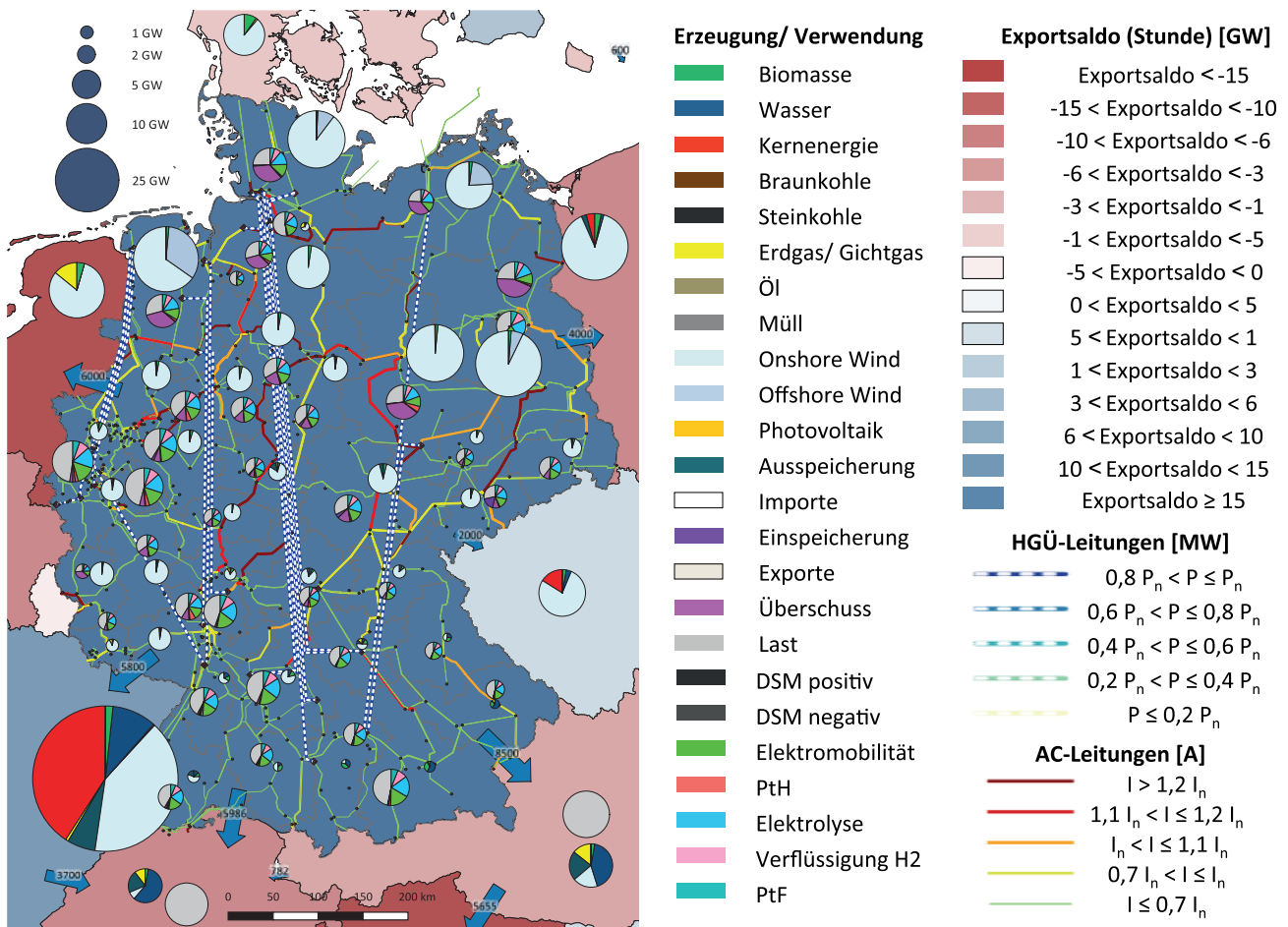
Aufbauend auf der Berechnung des europäischen Strommarktes erfolgt die Leistungsflussberechnung im deutschen Übertragungsnetz. In Situationen hoher konventioneller und hoher PV-Einspeisung sind in beiden Szenarien aufgrund der lastnahen Erzeugungen lediglich niedrige Netzbelastungen zu beobachten.

**Abbildung 9**  
Woche im Januar mit der höchsten Last (konventionell und PtX; Stunde 66; „PtX Verkehr“-Szenario)



**Abbildung 10**

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

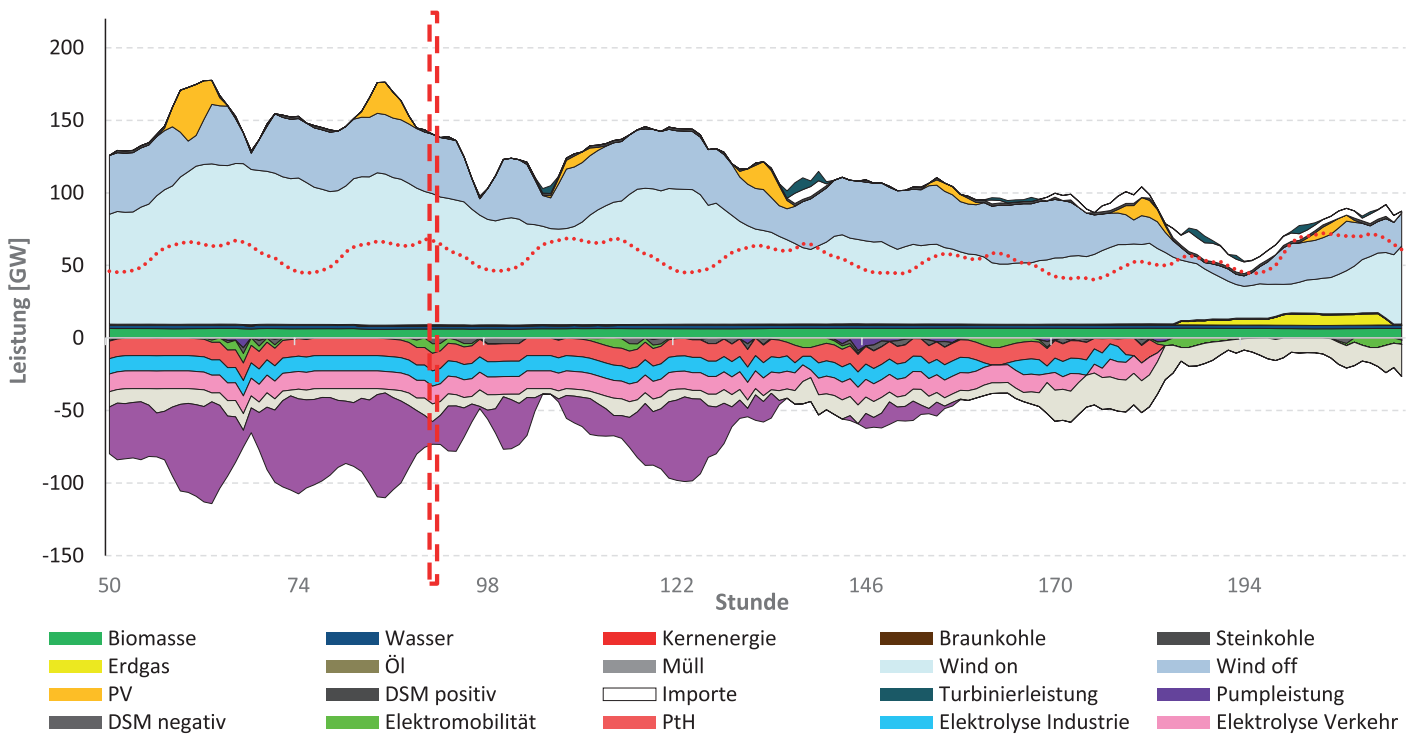


Der Fall der höchsten Last (konventionell und PtX), der wie beschrieben bei hohen Windenergieeinspeisungen auftritt, stellt sich für beide Szenarien hingegen als jene Situation heraus, in der die höchsten Netzbelastungen in Deutschland und in NRW auftreten. Dies ist auf die unterschiedlichen Verteilungen 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 9 entspricht, ist für das Beispiel des „PtX Verkehr“-Szenarios in Abbildung 10 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 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 hohem Stromaus-tauschen zu leichten Überlastungen im hinterlagerten AC-Netz führen kann. Diese Ergebnisse zeigen sich für beide Szenarien als robust.

**Abbildung 11**

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



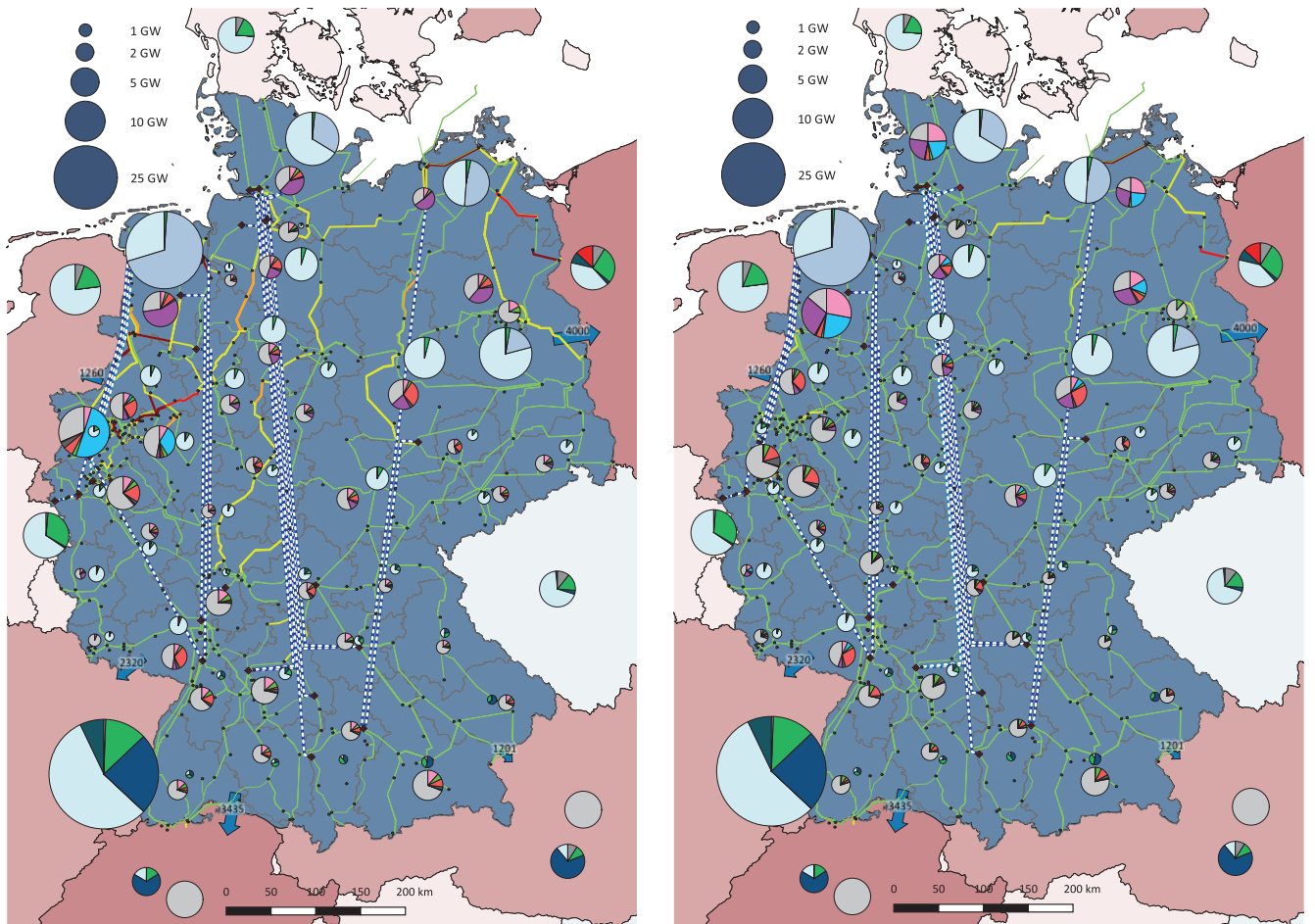
Für diese ausgeprägte Netzbelastung zeichnet insbesondere die zugrundeliegende Annahme nachfragenaher Positionierung der elektrolytischen Wasserstoffproduktion verantwortlich. Ohne Umpositionierung großer Nachfragen wie der H<sub>2</sub>-Produktion sind weitere Leitungsverstärkungen im AC-Netz oder weitere HGÜ-Verbindungen aus dem Norden nach NRW und Richtung Süden notwendig.

Der Einfluss einer Umplatzierung von Elektrolyseuren wird nachfolgend anhand der Situation der höchsten Last (rot schraffierter Bereich in Abbildung 11) im „PtX Industrie“-Szenario beschrieben. Dieser Netznutzungsfall ist analog zum „PtX Verkehr“-Szenario durch eine hohe Einspeisung von On- und Offshore Windenergieanlagen geprägt, die 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 H<sub>2</sub>-Direktreduktion zur Stahlproduktion, einem innovativen Verfahren zur Vermeidung des Einsatzes von Kokskohle und resultierenden CO<sub>2</sub>-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 in den Stahlwerken läuft dies auf wenige Elektrolysestandorte mit großen installierten Leistungen hinaus.

**Abbildung 12**

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



- Biomasse
- Wasser
- Erdgas
- Onshore Wind
- Offshore Wind
- Photovoltaik
- Ausspeicherung
- Importe
- Einspeicherung
- Exporte
- Last
- DSM positiv
- DSM negativ
- Elektromobilität
- PtH
- Elektrolyse Industrie
- Elektrolyse Verkehr
- Überschuss

- | AC-Leitungen [A]                                                                                                                                                         | HGÜ-Leitungen [MW]                                                                                                                                                       |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <span style="display: inline-block; width: 15px; height: 2px; background-color: #8B0000; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> $I > 1,2 I_n$              | <span style="display: inline-block; width: 15px; height: 2px; background-color: #0000FF; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> $0,8 P_n < P \leq P_n$     |
| <span style="display: inline-block; width: 15px; height: 2px; background-color: #FF0000; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> $1,1 I_n < I \leq 1,2 I_n$ | <span style="display: inline-block; width: 15px; height: 2px; background-color: #0000FF; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> $0,6 P_n < P \leq 0,8 P_n$ |
| <span style="display: inline-block; width: 15px; height: 2px; background-color: #FFA500; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> $I_n < I \leq 1,1 I_n$     | <span style="display: inline-block; width: 15px; height: 2px; background-color: #0000FF; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> $0,4 P_n < P \leq 0,6 P_n$ |
| <span style="display: inline-block; width: 15px; height: 2px; background-color: #FFD700; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> $0,7 I_n < I \leq I_n$     | <span style="display: inline-block; width: 15px; height: 2px; background-color: #0000FF; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> $0,2 P_n < P \leq 0,4 P_n$ |
| <span style="display: inline-block; width: 15px; height: 2px; background-color: #90EE90; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> $I \leq 0,7 I_n$           | <span style="display: inline-block; width: 15px; height: 2px; background-color: #0000FF; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> $P \leq 0,2 P_n$           |

In Abbildung 12 sind die Leistungsflussberechnungen für die in Abbildung 11 rot markierte Stunde mit der höchsten Last für das „PtX Industrie“-Szenario vor und nach der 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 an den Stahlstandorten in NRW auf. Diese Anlagen sowie 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

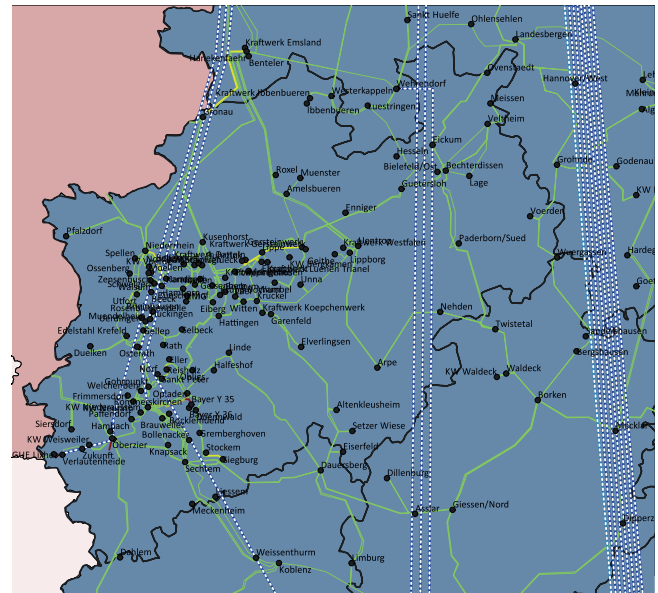
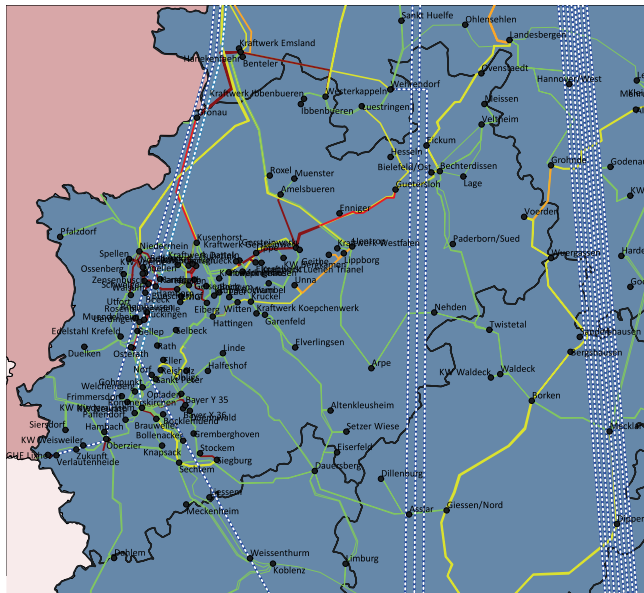
Engpässen sowohl lokal in Netzbereichen rund um die Stahlwerke, als auch überregional von Norden und Nord-Osten in Richtung NRW. Ein vergrößerter Ausschnitt für NRW ist in Abbildung 13 (links) dargestellt. Im Fall einer zukünftigen Wasserstoffherzeugung in den Stahlwerken sind Netzausbauten insbesondere zwischen Bielefeld und dem nordöstlichen Ruhrgebiet, zwischen Hamm-Uentrop und Dortmund sowie im Städtedreieck Köln-Leverkusen-Dormagen notwendig.

In Abbildung 12 (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 in Norddeutschland 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 (Abbildung 13 rechts). Eine entsprechende Platzierung der Wasserstoffherzeugung würde jedoch den Bedarf nach einem umfassenden H<sub>2</sub>-Transport vom Norden aus in Richtung Nachfrage bedingen. Hier wäre der Aufbau einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur notwendig, sofern sich die zukünftige Verteilung der Industriestandorte nicht grundlegend ändert.

**Abbildung 13**

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



## 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 2 a) sowie Wasserstoff-einspeisung in Gastransportnetze (Pfad 5 a) bzw. Gasverteilnetze (Pfad 5 b). 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.

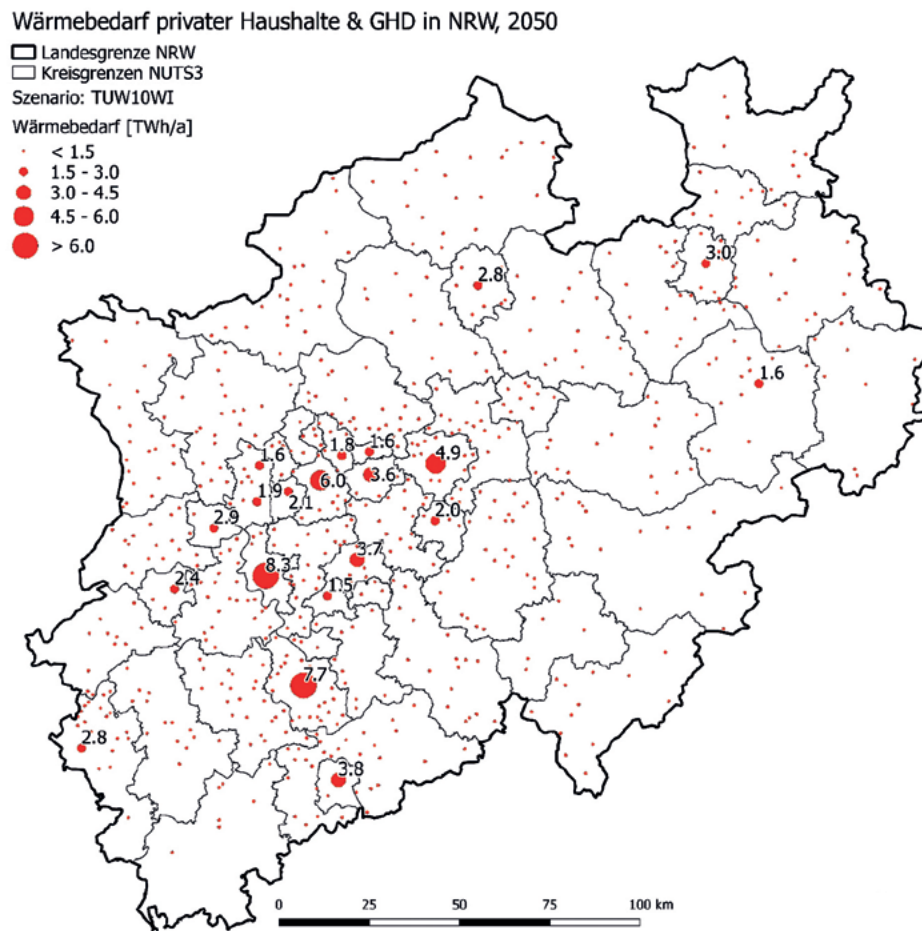
## Ergebnisse zu Standortanalysen für Power-to-Heat in Wärmenetzen

Für Power-to-Heat in Wärmenetzen werden geeignete Ausbauggebiete 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.

**Abbildung 14**

13 Theoretisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 10 GWh/km<sup>2</sup>a



- 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.

Beispielhaft wird in Abbildung 14 das gemeindegroße Ergebnis der Berechnungen im Szenario „PtX Industrie“ dargestellt (vgl. Tabelle 2). 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.

## Ergebnisse der Standortanalyse für Power-to-Gas mit Wasserstoffeinspeisung

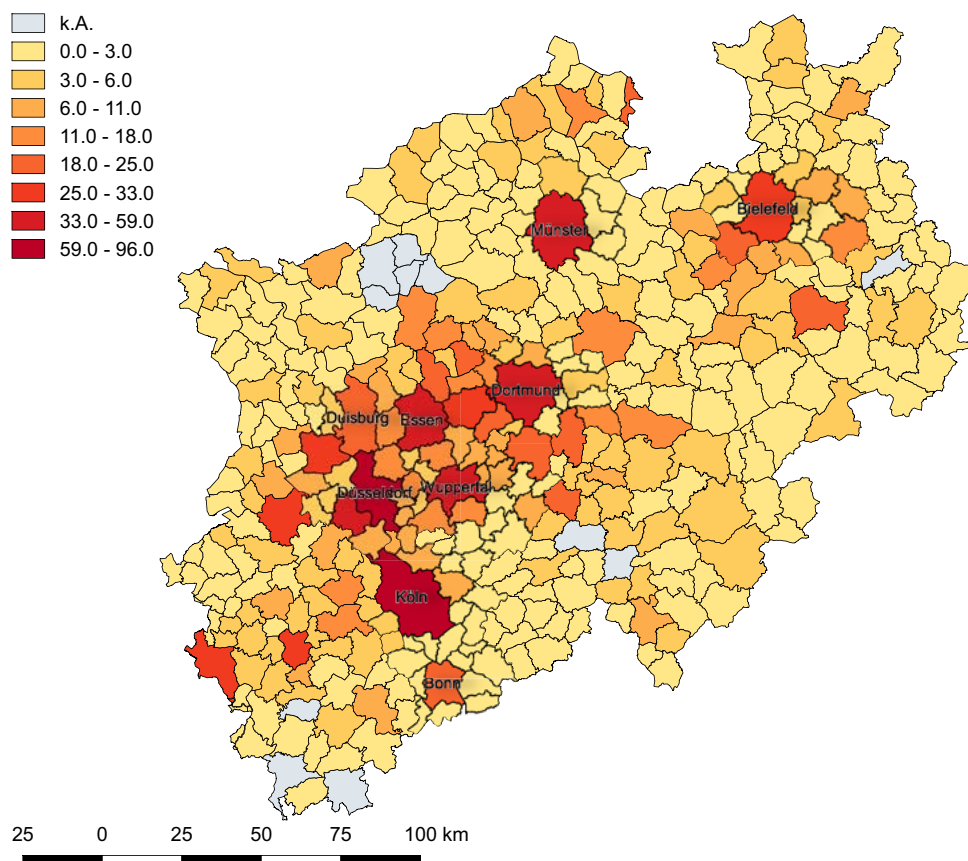
Die Standortanalyse für Power-to-Gas Anlagen mit Wasserstoffeinspeisung ins Transportnetz ergibt 1.627 Umspannwerke in Deutschland, die über Windenergieanlagen und Gastransportleitungen im Radius von 5 km verfügen. Hingegen finden sich im selben Umkreis bei 1.463 Umspannwerken PV-Anlagen mit installierten 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, das 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 WEA 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 NRW** 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.

### Abbildung 15

Wasserstoffpotenziale der Gemeinden NRW. Basierend auf saisonalen Gasbedarfen 2050 und einer Volumenobergrenze von 15 Vol.-% H<sub>2</sub> in den Gasverteilnetzen. Für NRW ergibt sich ein Wasserstoffpotenzial von 2.222 GWh für das Jahr 2050.





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 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.

Die GWI-Standortanalysen für den Power-to-Gas-Technologiepfad zeigen zusammenfassend, dass NRW im bundesweiten Vergleich für den Anwendungsfall einer Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz 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.

## Ergebnisse der MCA-basierten Standortanalysen für PtG-Anlagen

Die **Standortanalysen des Wuppertal Instituts** basieren auf einer multikriteriellen Bewertungsmethode (MCA). 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<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Quellen.

## 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-Lübbecke 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.**



# Pfadanalysen

## Pfad 1: Lastmanagement in der Industrie

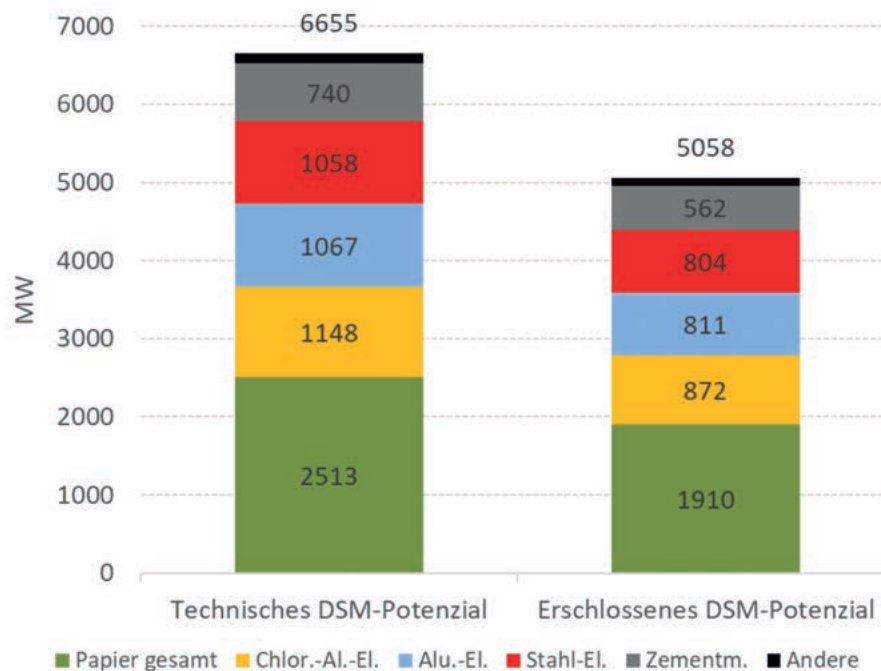
Bearbeitet durch: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Köln (EWI)

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 16).

**Abbildung 16**

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.

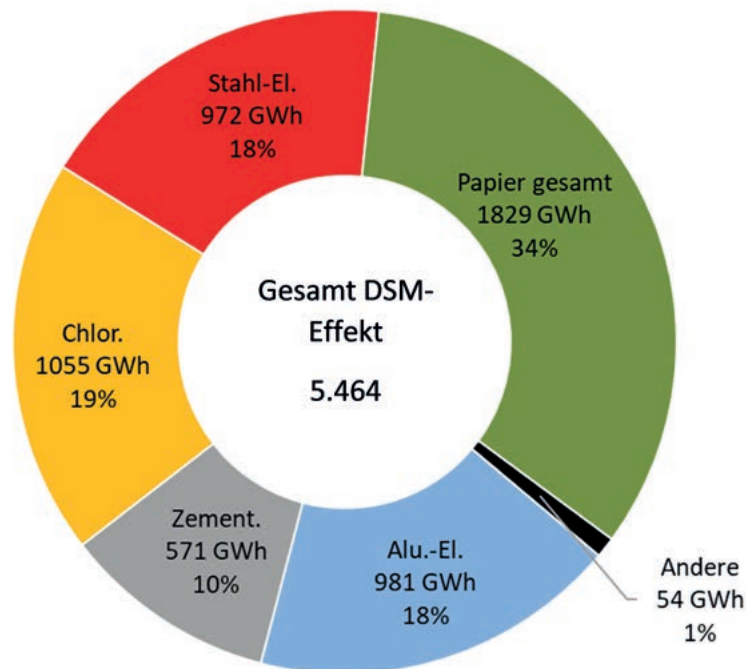
Die Modellrechnungen zur Bestimmung des Einsatzes des Lastmanagements erfolgen auf Basis des am EWI entwickelten dynamischen linearen Investitions- und Dispatchmodells des europäischen Elektrizitätssystems

„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 17 enthält eine Abschätzung der Beiträge einzelner Branchen zur Lastverschiebung 2050.

**Abbildung 17**

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 Regulenergiemärkte 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.

## Pfad 2: Stromnutzung für die Wärmebereitstellung

### Pfad 2 a: Power-to-Heat für die Gebäudewärmeversorgung in Wärmenetzen

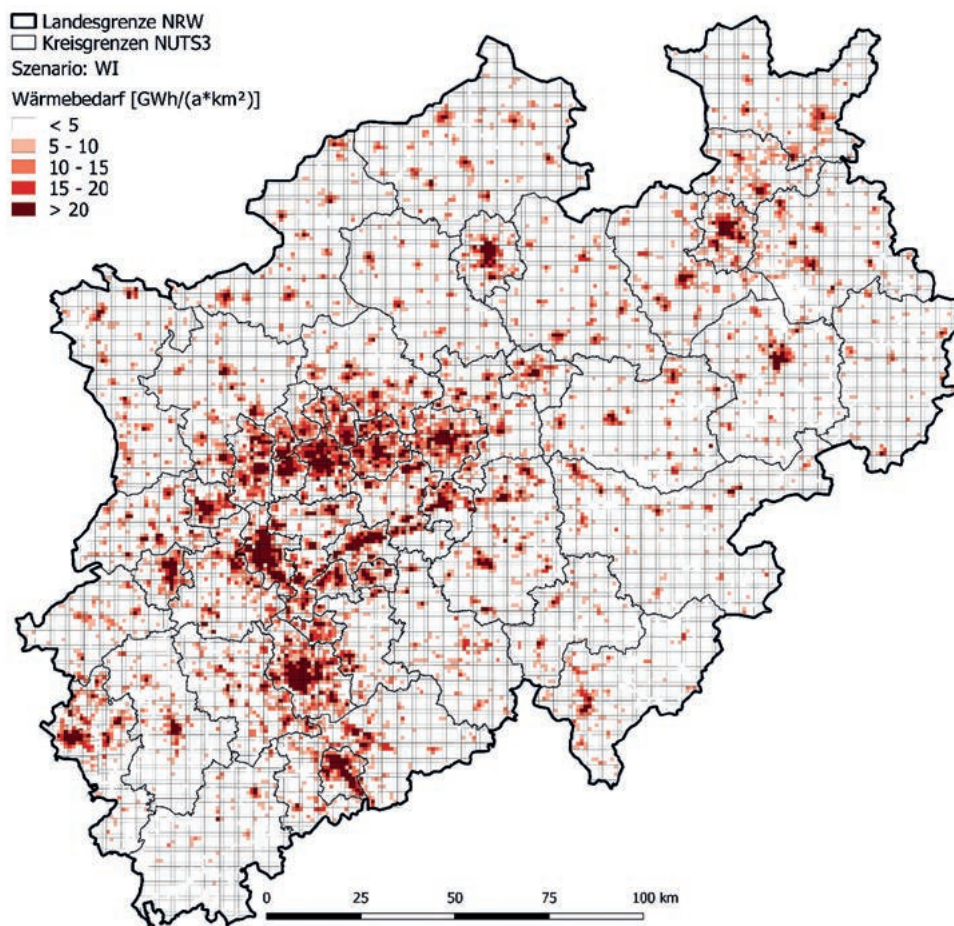
Bearbeitet durch: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)

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 18

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 2.

**Tabelle 2**

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

Wärmebedarfsdichte		Wärmebedarf Gebäude Wohnen+GHD [TWh/a]	davon für leitungsgebundene Versorgung identifizierte Wärmebedarfe		Fernwärme-/ Power-to-Heat-Potenzial	
			> 10 GWh/km <sup>2</sup> a	> 30 GWh/km <sup>2</sup> a	> 10 GWh/km <sup>2</sup> a	> 30 GWh/km <sup>2</sup> a
			[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]
2015	Status Quo	271	219	144	<b>254</b>	<b>167</b>
	Szenario Leitstudie	132	83	28	<b>97</b>	<b>32</b>
2050	„PtX Industrie“-Szenario WI	105	58	15	<b>67</b>	<b>17</b>
	Szenario Energieziel 2050	69	25	4	<b>30</b>	<b>5</b>

Der **Vergleich mit dem heutigen Stand der 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 2 b: 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.

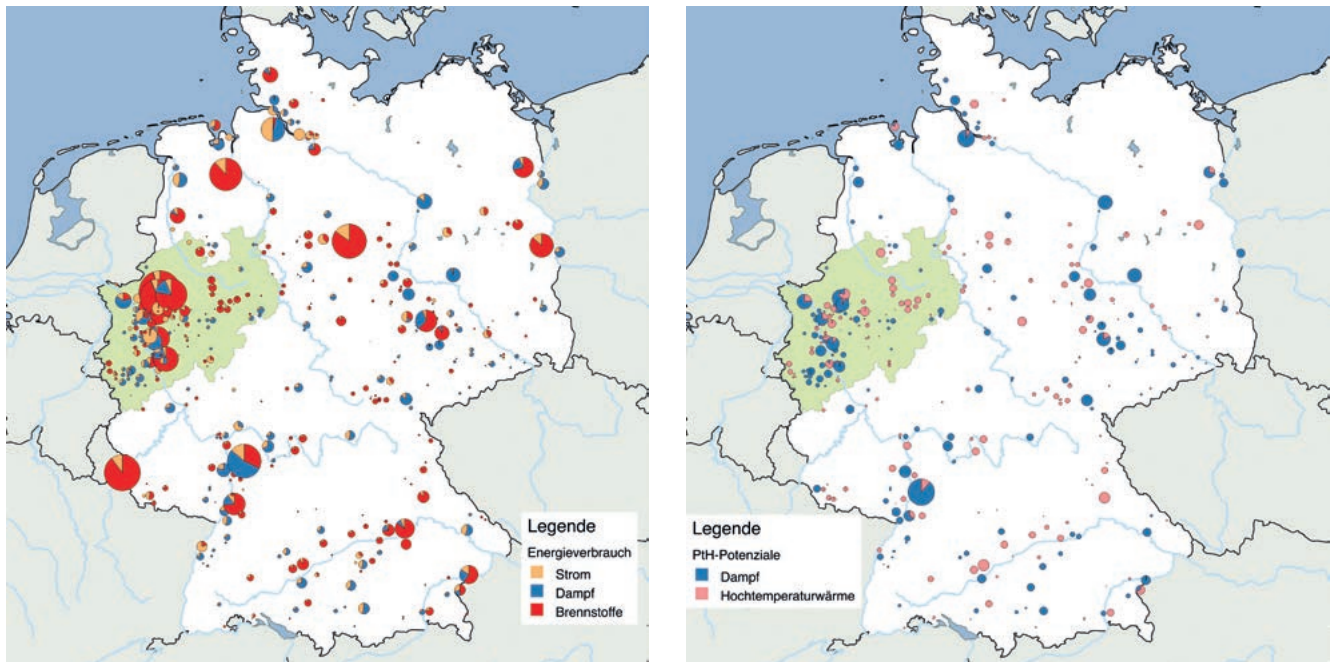
Bei der Elektrifizierung **brennstoffbezogener Prozesse** ist eine stärkere Differenzierung sowohl auf der Seite der Technologien als auch auf der Seite der Branchen und Prozesse (z.B. in der Metallindustrie) erforderlich. Auch wenn die grundsätzlich anwendbaren direkten (induktiv/konduktiv/ dielektrisch) 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 19 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 19**

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<sup>1</sup>) und in zwei verschiedenen effiziente Wärmeerzeugungstechnologien (Elektrodenkessel und Hochtemperatur-Wärmepumpe) unterschieden. Die Bandbreite der Ergebnisse liegt zwischen 0,6 Mt CO<sub>2</sub>äq Mehremissionen für den monovalenten Betrieb eines Elektrodenkessels im Jahr 2030 im DE\_80%-Szenario und 17,3 Mt CO<sub>2</sub>äq 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) Primärenergieeffizienz für den monovalenten Betrieb eines Elektrodenkessels im Jahr 2050 im DE\_80 %-Szenario und 201,9 PJ (56,1 TWh) Primärenergieeffizienz 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.



## 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<sub>2</sub>-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<sub>2</sub>-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.

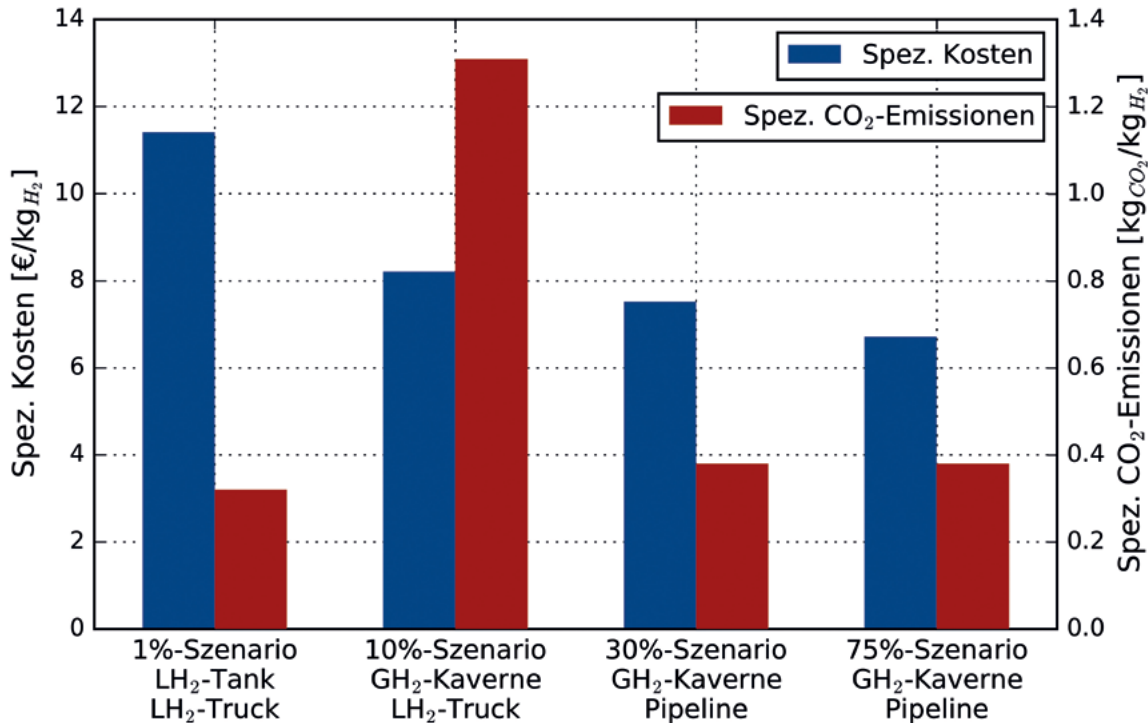
Basierend auf der FCEV Marktdurchdringung wurde die auf Ebene der Landkreise/ kreisfreien Städte aufgelöste Wasserstoffnachfrage und darauf aufbauend Standorte und Absatzmengen der Wasserstofftankstellen in Anlehnung an die heute bestehende Tankstelleninfrastruktur bestimmt. Im nächsten Schritt wurde 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 Pfadoptio- nen wurden dabei eine Kombination verschiedener Speichersysteme (Salzkavernenspeicher, LH<sub>2</sub>-Tank, LOHC-Tank) und Transportoptionen (Pipeline, GH<sub>2</sub>-, LH<sub>2</sub>-, 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<sub>2</sub>-Trucks erfolgen. Die Kosten liegen für beide Varianten in vergleichbarer Größenordnung. In Szenarien mit geringeren Nachfragemengen sind hingegen Technologiepfade mit Truck-Transport (LH<sub>2</sub> und LOHC) die kosteneffizientesten Optionen. Im Szenario mit 1 % FCEV-Anteil verdrängen zudem LH<sub>2</sub>- 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<sub>2</sub>-Emissionen ein zweites Bewertungskriterium hinzugezogen wurde. Die WTT-Analyse der CO<sub>2</sub>-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<sub>2</sub>-Emissionen (1,38 bis 3,42 kg<sub>CO2</sub>/kg<sub>H2</sub>) verursachen und der LH<sub>2</sub>-Pfad mit Speicherung und Transport zu niedrigeren Emissionen führt (0,32 bis 1,3 kg<sub>CO2</sub>/kg<sub>H2</sub>). In Abbildung 20 sind die spezifischen Wasserstoffkosten und die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, der unter ökonomischen sowie ökologischen Gesichtspunkten sinnvollsten Pfade, zusammenfassend dargestellt.

**Abbildung 20**

Spezifische Wasserstoffkosten und spezifische CO<sub>2</sub>-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<sub>2</sub>-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<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Pkw-Verkehr im Jahr um 78,9 Mio. t<sub>CO2</sub> zu senken, was einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-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<sub>2</sub>-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.

## Pfad 4: H<sub>2</sub>-basierte Syntheseprodukte für Verkehr und Industrie

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

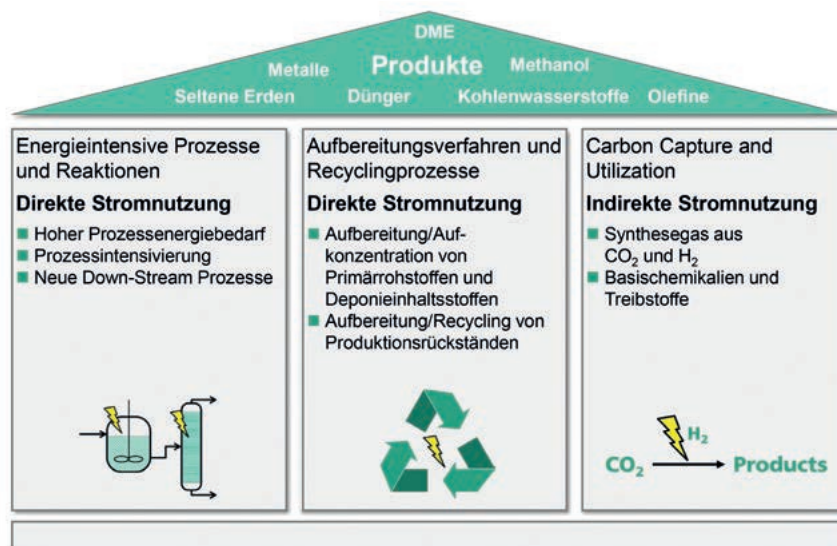
Die Nutzung von Stromüberschusskapazitäten in der Produktion wird als »Power-to-X«- oder auch -"Power-to-Products"-Konzept (PtP) bezeichnet. Im Folgenden wird nur der Begriff Power-to-Products verwendet. PtP-Konzepte unterscheiden sich grundsätzlich von PtH- oder PtG-Konzepten, da bei den letzteren mit 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 21 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 Vollast 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 21**

Die drei Säulen des Power-to-Products-Konzepts [Baza17]

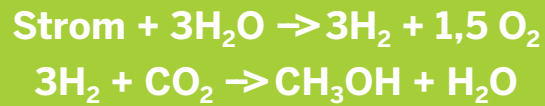


Die dritte Säule beinhaltet „Carbon-Capture-and-Utilisation-(CCU)-Verfahren“, die mithilfe von elektrischem Strom Wasserstoff erzeugen und diesen mit CO<sub>2</sub> zu chemischen Grundstoffen oder chemischen Energiespeichern bzw. Treibstoffen umsetzen. Unter CCU-Verfahren werden Verfahren verstanden, die in der Regel eine Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus stationären Punktquellen<sup>2</sup> wie Kalk-/Zementanlagen, Stahlwerken, Biogasanlagen

sowie ggf. Kraftwerken vorsehen und das abgeschiedene CO<sub>2</sub> anschließend zu Produkten verarbeiten. Dabei sind unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Konzentrationen und Gasreinheiten zu beachten. CCU-Verfahren grenzen sich zu Carbon-Capture-and-Storage-(CCS)-Verfahren ab, indem sie abgetrenntes CO<sub>2</sub> verwerten und es nicht in geologischen oder maritimen Systemen deponieren.

<sup>2</sup> Abscheidungsverfahren für CO<sub>2</sub> aus der Luft sind hier aufgrund der geringen Konzentration nicht berücksichtigt; eine Übersicht zu möglichen CO<sub>2</sub>-Quellen gibt [Baza17].

Die folgenden Gleichungen skizzieren die grundsätzliche Vorgehensweise, die heute bei PtP-Konzepten verfolgt wird, um beispielsweise aus  $\text{CO}_2$  die Basischemikalie und den potenziellen Treibstoffzusatz Methanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) herzustellen.



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 Umwandschritts 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  $\text{CO}_2$  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 Marktvolumina 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  $\text{CO}_2$  benötigt wird.

## Pfad 5: H<sub>2</sub>-Einspeisung in Erdgasnetze

### Pfad 5 a: 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**

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

Bundesland	Anzahl Umspannwerke mit Anschluss ans HS-/HöS-Netz	EE-Anlagen		Anzahl Umspannwerke					
		Wind	PV > 1 MW	innerhalb Radius von 5 km				mit Gas-Transportnetz innerhalb 2,5 km	
				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
<b>Summe</b>	<b>3.619</b>	<b>23.044</b>	<b>3.150</b>	<b>1.627</b>	<b>1.463</b>	<b>659</b>	<b>884</b>	<b>321</b>	<b>422</b>

In Tabelle 3 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 22 dargestellt.

Die 422 identifizierten Standorte verteilen sich hauptsächlich auf den Norden der BRD, entsprechend der schwerpunktmäßigen Ausbauegebiete 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 Bevölke-

rungszahl 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.

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 Erzeugungsspeaks 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.

Anzahl Umspannwerke pro Region [Anzahl der Regionen]

NUTS-3-Regionen [402]

0 - 0 [264]

0 - 1 [46]

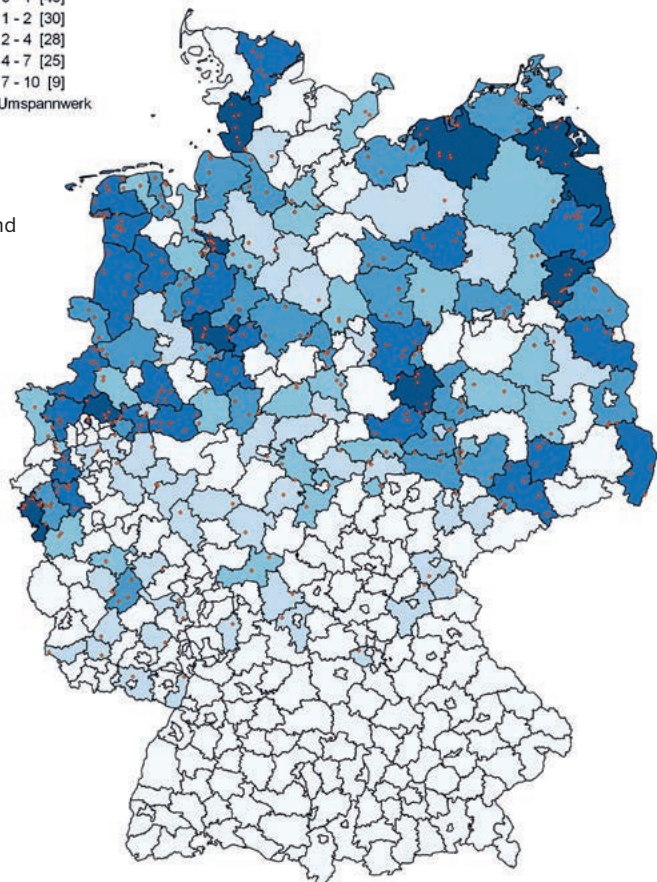
1 - 2 [30]

2 - 4 [28]

4 - 7 [25]

7 - 10 [9]

• Umspannwerk



**Abbildung 22**

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

## Pfad 5 b: Wasserstoffeinspeisepotenziale in den Gasverteilnetzen NRW

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

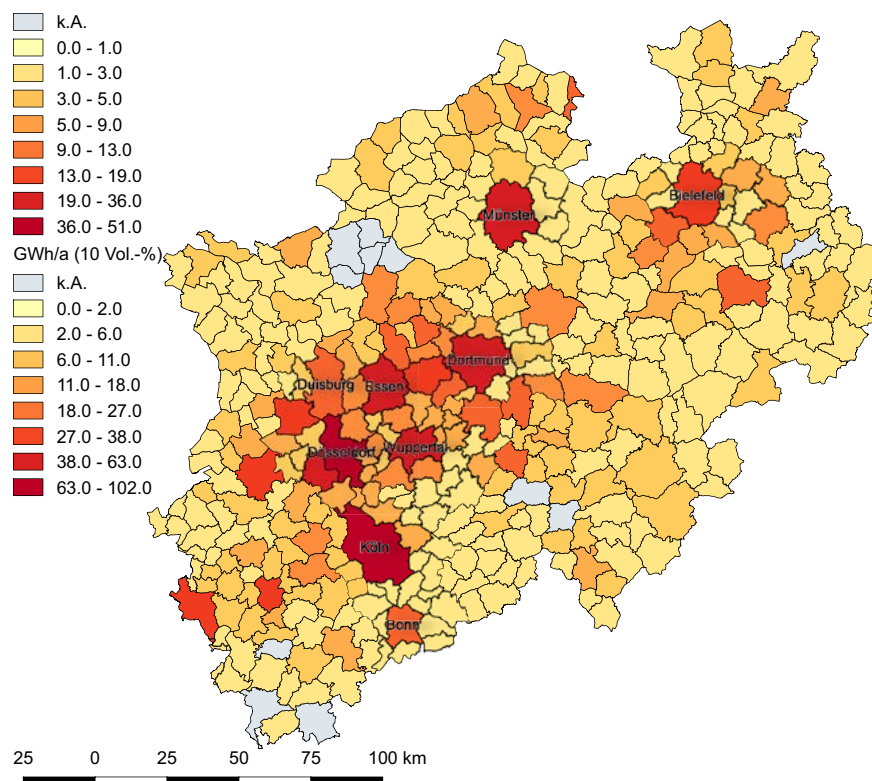
Im zweiten Teil dieser Analyse wurden die Wasserstoffpotenziale der Gemeinden NRW im Bereich der Erdgasverteilnetze untersucht. In Abbildung 23 sind die **theoretisch durch Wasserstoff substituierbaren Erdgas-mengen** dargestellt. Die bedarfsstärksten Gemeinden bieten entsprechend der angenommenen Einspeiseobergrenzen die höchsten Potenziale zur Wasserstoffbeimischung auf Verteilnetzebene. Den theoretischen Maximalwert für eine Einspeisung von 10 Vol.-% H<sub>2</sub> besitzt Köln mit bis zu 102 GWh H<sub>2</sub> pro Jahr. Zugrunde gelegt wurden Erdgasverbräuche für das Jahr 2050 entsprechend der Energierferenzprognose 2014. 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. Es wird die konservative Annahme getroffen, dass ganzjährige Einspeisung

möglich sein soll, d.h. dass das Lastminimum im Sommer für die Potenziale ausschlaggebend ist. Der im Vergleich von Abbildung 23 mit Abbildung 14 ersichtliche leichte Rückgang der theoretischen Einspeisepotenziale liegt in den rückläufigen Wärmebedarfen des Gebäudebestandes begründet, die eine moderat angenommene Erhöhung der Volumenobergrenze von 10 auf 15 Vol.-% H<sub>2</sub> im Erdgas überkompensieren.

Insgesamt verfügen alle Regionen innerhalb NRW 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.**

### Abbildung 23

Wasserstoffpotenziale der Gemeinden NRW. Basierend auf saisonalen Gasbedarfen 2015 und Volumenobergrenzen von 5 bzw. 10 Vol.-% H<sub>2</sub> in den Gasverteilnetzen. Für NRW ergeben sich in Summe 1.187 bzw. 2.368 GWh/a.



## Pfad 6: Großtechnische H<sub>2</sub>-Speicherung mit zentraler Rückverstromung

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

Im Rahmen der Pfadanalyse wurde die Nutzung von EE-Strom aus Norddeutschland zur Residuallastdeckung NRW mittels H<sub>2</sub>-Rückverstromungs-Systemen untersucht und bewertet.

Als Grundlage wurde ein Szenario für Deutschland betrachtet, das von einem starken EE-Ausbau ausgeht. In der örtlich und zeitlich aufgelösten Analyse der Residuallasten 2050 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 in NRW durch Strommengen aus Norddeutschland möglich (räumlicher Ausgleich durch Stromtransport). Im anderen Fall ist die zeitgleiche Lastdeckung nicht möglich, sodass auf ein H<sub>2</sub>-Rückverstromungssystem zurückgegriffen werden muss (zeitlicher Ausgleich durch Langzeitspeichersysteme). Die Analyse zeigt weiterhin, dass die Jahresspitzenlasten NRW zu Zeiten mit insgesamt niedriger Erzeugung aus erneuerbaren Energien auftreten, weshalb der Kraftwerkspark zur Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffes auf die maximale positive Residuallast ausgelegt werden muss.

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

Mit Hilfe eines Optimierungsmodells wurden anschließend mehrere Pfade zur positiven Residuallastdeckung ausgelegt. Neben dem reinen H<sub>2</sub>-Speichersystem mit Rückverstromung wurden auch Pfade zur zeitgleichen

Lastdeckung über HGÜ-Erdkabel betrachtet. Eine vollständige Deckung der positiven Residuallast durch EE führt zu CO<sub>2</sub>-Einsparungen in Höhe von ca. 44 Mio. t CO<sub>2</sub>/a im Vergleich zur Nutzung des verbleibenden konventionellen Kraftwerksparks.

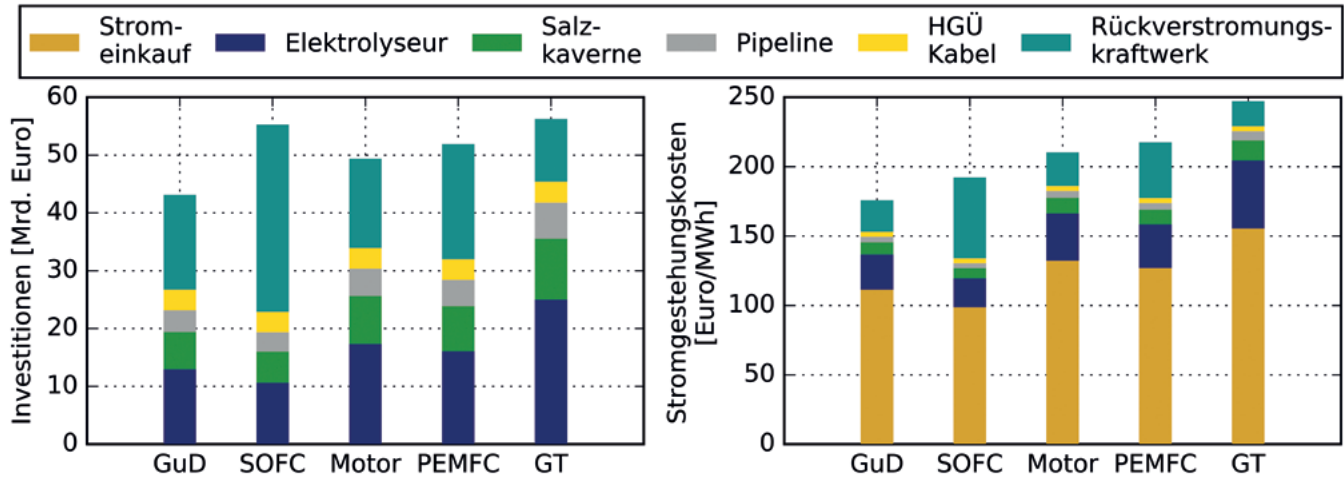
Als kostengünstigster Pfad wurde die Wasserstoffherzeugung mit GuD als Rückverstromungsoption bei gleichzeitiger Lastdeckung per HGÜ-Kabel identifiziert. Obwohl in den Pfadvarianten mit HGÜ-Kabel eine zweite Infrastruktur zur Energieübertragung aufgebaut werden muss, stellt sich diese Variante als kostengünstiger heraus, was sich sowohl bei den Investitionen als auch den Stromgestehungskosten zeigt. Entscheidend hierfür sind die deutlichen Effizienzvorteile einer HGÜ-Stromübertragung gegenüber einer H<sub>2</sub>-Rückverstromung. Hierbei ist zu beachten, dass die HGÜ-Stromübertragung nur einen räumlichen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -bedarf ermöglicht, wohingegen H<sub>2</sub>-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 24 dargestellt.



**Abbildung 24**

Investitionen und Stromgestehungskosten der H<sub>2</sub>-Rückverstromung in den optimierten Pfaden nach Technologie für die Pfade 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<sub>2</sub> für Rückverstromungskraftwerke zur Lastdeckung benötigt.

Eine zentrale Schlussfolgerung der Analyse ist, dass die großtechnische Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung den Ausbau des Stromnetzes sinnvoll ergänzt. Eine vollständige Substitution des Stromnetzausbaus durch Wasserstoff-Rückverstromungssysteme ist technisch möglich, allerdings aus ökonomischer Perspektive und Effizienzgründen nicht sinnvoll. Die betrachteten Pfade zur H<sub>2</sub>-Rückverstromung inklusive großtechnischer Speicherkapazitäten tragen weiterhin wesentlich zur Energieversorgungssicherheit und zur Bereitstellung gesicherter Leistung bei.

Bezüglich der Standortwahl der einzelnen Komponenten sind verschiedene Kriterien zu beachten. Zur Minimierung der Pipelinekosten sollte die Distanz zwischen Elektrolyseuren, H<sub>2</sub>-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.

Chancen sind neben dem Ziel der vollständigen EE-Deckung des Strombedarfs in einer weitergehenden Nutzung der H<sub>2</sub>-Infrastruktur in anderen Sektoren zu sehen, durch die sich einzel- und volkswirtschaftliche Vorteile ergeben würden. Eine weiterführende EE-Integration in anderen Sektoren (Wärme, Mobilität, Industrie) kann einen wesentlichen Beitrag zum Erreichen der Ziele der Energiewende liefern.

# Pfad 7: Regenerativer Wasserstoff für die dezentrale Nutzung

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

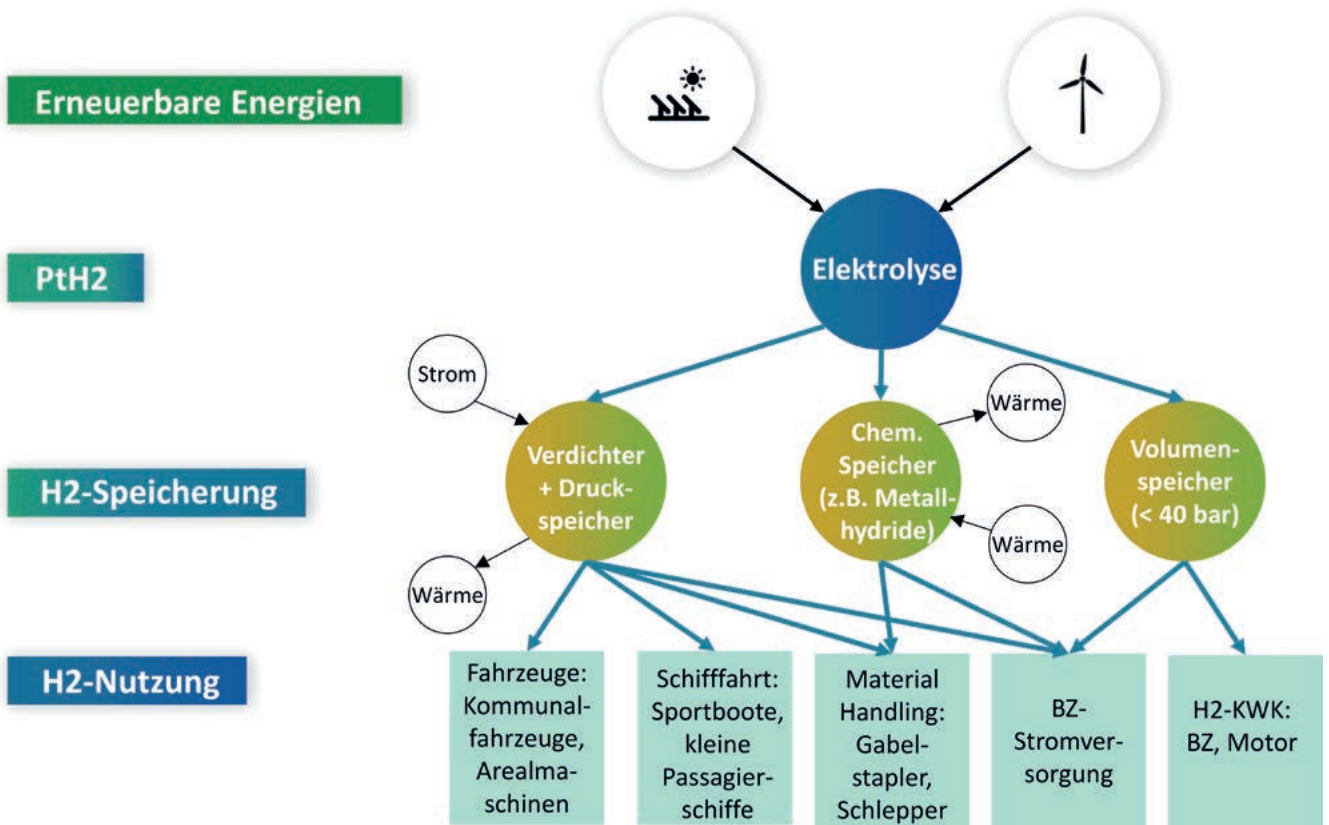
Ein Großteil der regenerativen Stromerzeugung erfolgt dezentral durch PV-Aufdachanlagen und kleine Windkraftanlagen im kW- bis einstelligen MW-Bereich. Durch die Volatilität dieser erneuerbaren Energien kommt es zu starken Schwankungen bei der Stromproduktion und somit zu starken Netzbelastungen. Diese 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<sub>2</sub>-Nutzung. Hierauf basierend wurden entsprechende Unterpfade gebildet und die Anforderungen an die wesentlichen Komponenten Elektrolyse, H<sub>2</sub>-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<sub>2</sub>-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 25). Eine ausführliche Beschreibung aller Komponenten mit Beispielen wurde erstellt.

**Abbildung 25**  
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<sub>2</sub> 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/Zapfstelle 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<sub>2</sub>-Infrastruktur aus. Des Weiteren wirkt sich die Anlagengröße günstig auf die spez. Kosten (€/kW bzw. €/kWh) aus. Ideal zur dezentralen H<sub>2</sub>-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 Trinkwasserreservoirs 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.

# Experimentelle Begleitforschung und Demonstrationsanlage

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 Arbeiten 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.

Die Arbeiten umfassten im Einzelnen:

- 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)

## Aufbau einer gemeinsamen Demonstrationsanlage

Ein strategisches Ziel der experimentellen Begleitforschung im Projekt ist der Aufbau einer Demonstrationsanlage bestehend aus unterschiedlichen Flexibilitätstechnologien im klein-technischen Maßstab, um entsprechend Abbildung 27 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.

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

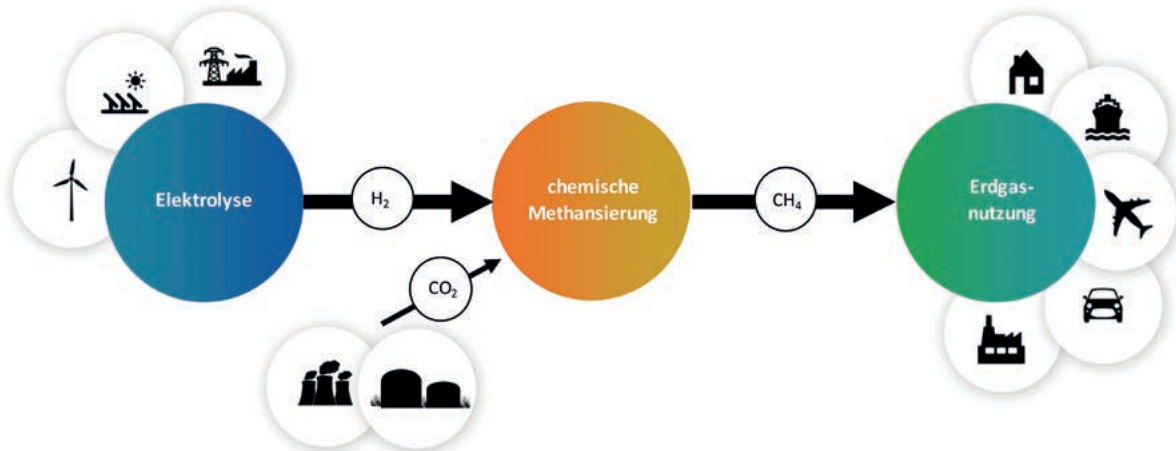
**Abbildung 26**

Aufstellung der Einzelanlagen in der Demonstrationshalle



**Abbildung 27**

Technologiefade der Demonstrationsanlage



Konkrete Anlagen- und Prozessdaten von PtX-Demonstrationsanlagen sind für Unternehmen heute nur sehr begrenzt zugänglich, wodurch insbesondere KMU erhebliche Schwierigkeiten haben, diese zu bewerten, in ihrer Innovationsstrategie berücksichtigen und Investitionen planen zu können. Akteure aus Unternehmen, Wirtschaft und Politik wird hier 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 Halle mit einer Fläche von ca. 150 m<sup>2</sup> auf dem Gelände des Gas- und Wärme-Instituts Essen e. V. genutzt (siehe Abbildung 26). Die für dieses Stadium der Demonstration ausgewählten Systemkomponenten bestehen aus:

- PEM-Elektrolyseur-Teststand (1,5 kWel)
- Anlage zur katalytischen Methanisierung (10 kWth)

- KWK-System zur Rückverstromung (3 kWel und 25 kWth)
- Gasspeicher
- Wärmespeicher
- Mess-, Steuerungs- und Regelanlage

Der erste Prozessschritt ist die Wasserstoffproduktion durch den PEM-Elektrolyseur. Der erzeugte Wasserstoff wird anschließend gemeinsam mit Kohlendioxid einer 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 Strom-zu-Gas-und-Wärme-Konzepts.



# 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.

## 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 Leitungsstrassen 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. Um ambitionierte CO<sub>2</sub>-Minderungen zu erzielen, empfehlen sich weitere Regulierungen, um 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 Stromnetztsicht 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<sub>2</sub>-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<sub>el</sub> benötigt werden. Dies entspricht rein rechnerisch einem konstanten Zubau in einer Größenordnung von gut 800 MW<sub>el</sub> pro Jahr ab dem Jahr 2020. Gemessen an der heute in Deutschland insgesamt installierten Elektrolysekapazität von etwa 3 TWh<sub>th</sub>/a (entsprechend ca. 540 MW<sub>el</sub>) 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.

## Empfehlungen aus der Standortanalyse

### Standortanalysen für eine Verdichtung der Wärmenetze sowie potenzielle Ausbauggebiete 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 sowie den Ausbau von energieeffizienten Niedertemperaturnetzen unterstützen. Außerdem sollten parallel zum Bundesförderprogramm ‚Wärmenetz 4.0‘ auf Landes-ebene 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<sub>2</sub>-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 zukunfts-trächtig 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 Einsatzzwecke 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-Anlagensstandorte 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 südlichen Bundesländern dienen. Dieser Transitbedarf wird im energieintensiven NRW auch bei Verfolgung der 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.

## Ausblick auf das Folgeprojekt

Die hier durchgeführten Analysen konnten eine Vielzahl von Erkenntnissen generieren 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<sub>2</sub>-Ziele bis 2050 ( $\geq 95\%$ ) 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 vollständig zu verstehen. Die zukünftige, auf erneuerbaren Energien beruhende Energieversorgung wird überwiegend dezentraler und fluktuierender Natur sein. Daher sollten Systemanalysen und ihre zugrundeliegenden räumlichen und zeitlichen Auflösungen adäquat weiterentwickelt und aktuellen Fragestellungen angepasst werden.

Da eine umfassende 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
- [Bmu16] BMU: Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, 2016
- [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
- [Hnym17] H. NYMOEN ET AL.: Ein Markteinführungsprogramm für Power-to-X Technologien aus volkswirtschaftlicher Perspektive, Kurzgutachten im Auftrag der PtX-Allianz; Berlin (2017)
- [KMKD16] KASTEN, PETER ; MOTTSCHELL, MORITZ ; KÖPPEL, WOLFGANG ; DEGÜNTHER, CHARLOTTE ; SCHMIED, MARTIN ; WÜTHRICH, PHILIPP: Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050 : UBA, 2016
- [Uba12] UBA: Daten zum Verkehr: Ausgabe 2012, 2012

## Abkürzungen

- BEV Batteriebetriebenes Elektrofahrzeug (Battery Electric Vehicle)
- CCS Carbon-Capture-and-Storage
- CCU Carbon-Capture-and-Utilisation
- CH<sub>3</sub>OH Methanol
- CNG Komprimiertes Erdgas (Compressed Natural Gas)
- CO<sub>2</sub> Kohlenstoffdioxid
- DSM Lastmanagement (Demand Side Management)
- EE Erneuerbare Energien
- el elektrisch
- eq Äquivalent
- FCEV Hybrid-Fahrzeug mit Brennstoffzellen-Antrieb (Fuel Cell Electric Vehicle)
- GHD Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
- H<sub>2</sub> Wasserstoff
- H<sub>2</sub>O Wasser
- HGÜ Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
- KWK Kraft-Wärme-Kopplung
- LANUV Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW
- LH<sub>2</sub> Flüssiger Wasserstoff (Liquid Hydrogen)
- Lnf Leichtnutzfahrzeug
- LNG Flüssiges Erdgas (Liquid Natural Gas)
- LOHC Chemischer Wasserstoffspeicher (Liquid Organic Hydrogen Carriers)
- MCA Multikriterielle Analyse
- PEM Protonen-Austausch-Membran
- PEMFC Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (Polymer Electrolyte Fuel Cell)
- PHEV Plug-in-Hybridfahrzeug (Plug-In Electric Vehicle)
- 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
- TYNDP Ten Year Network Development Plan
- WEA Windenergieanlage
- WTT Quelle-zu-Tank (Well-to-Tank)

**Impressum**

EnergieAgentur.NRW GmbH  
Roßstraße 92  
40476 Düsseldorf

Telefon: 0211/837 1930  
hotline@energieagentur.nrw  
www.energieagentur.nrw

© EnergieAgentur.NRW GmbH/EA548

**Gestaltung**

www.designlevel2.de

**Stand**

09/2018

**Ansprechpartner**

Georg Unger  
Cluster EnergieForschung.NRW  
unger@cef.nrw.de  
www.cef.nrw.de

**Bildnachweis**

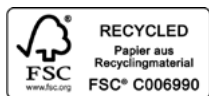
Titel: Fotolia.com/Gina Sanders  
Seite 6/7: ZBT Duisburg  
Seite 26: ZBT Duisburg

Das Management des Clusters EnergieForschung.NRW verantwortet die EnergieAgentur.NRW.

Die EnergieAgentur.NRW GmbH verwendet in ihren Veröffentlichungen allein aus Gründen der Lesbarkeit die männliche Form von Substantiven; diese impliziert jedoch stets auch die weibliche Form. Eine Nutzung von Inhalten – auch nur in Teilen – bedarf der schriftlichen Zustimmung.

**www.exzellenz.nrw.de**

Exzellenz NRW steht für die Clusterstrategie am Wirtschafts- und Innovationsstandort Nordrhein-Westfalen. Die Landesregierung will Stärken stärken und die Exzellenzen in Nordrhein-Westfalen systematisch ausbauen. Ziel der Clusterpolitik ist es, ein günstiges Umfeld für Innovationen zu schaffen, das die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft stärkt und Wachstum und Beschäftigung stimuliert. Mehr zur Clusterstrategie des Landes und zu den 16 Clustern in Nordrhein Westfalen finden Sie unter [www.exzellenz.nrw.de](http://www.exzellenz.nrw.de).



EUROPÄISCHE UNION  
Investition in unsere Zukunft  
Europäischer Fonds  
für regionale Entwicklung

Ministerium für Wirtschaft, Innovation,  
Digitalisierung und Energie  
des Landes Nordrhein-Westfalen

