



Wasserstoffmarkthochlauf in Ostdeutschland bis 2045

Eine Infrastrukturanalyse anhand der regionalen Erzeugungspotenziale und Bedarfe

Im Auftrag von GASCADE Gastransport GmbH

Endbericht, Februar 2022

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
www.ewi.uni-koeln.de

Autoren

Dr. Eren Çam

Jan Kopp

David Schlund

Philipp Theile

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Der wissenschaftliche Betrieb wird finanziert durch Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und privatwirtschaftliche Auftraggeber. Eine Einflussnahme auf die wissenschaftliche Arbeit oder die Beratungstätigkeit des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln durch Dritte ist ausgeschlossen. Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	1
1 Einleitung	3
2 Politische Strategien zum Wasserstoffmarkthochlauf	4
2.1 Thüringen	5
2.2 Sachsen-Anhalt	5
2.3 Mecklenburg-Vorpommern.....	6
2.4 Sachsen	7
2.5 Berlin-Brandenburg	8
2.6 Anrainerstaaten und -bundesländer.....	8
3 Szenarien.....	9
3.1 Elektrifizierung	10
3.2 Diversifizierung.....	11
4 Berechnung regionaler Wasserstoffbilanzen.....	12
4.1 Industriesektor	12
4.2 Verkehrssektor	14
4.3 Gebäudesektor	16
4.4 Stromsektor	16
4.5 Produktion	17
4.6 Infrastruktur	17
5 Ergebnisse.....	18
5.1 Wasserstoffbilanz	19
5.2 Räumliche Verteilung.....	20
5.3 Infrastruktur	24
5.4 Speicher	26
5.5 Variation Diversifizierung mit technologieoffener Produktion.....	29
6 Regulatorischer Rahmen	33
7 Zusammenfassung	35
Literaturverzeichnis	37
Anhang	40
A.1 Annahmen	40
A.2 Ergebnisse.....	41

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Überblick über die definierten Szenarien	10
Abbildung 2: Überblick über die Berechnungsmethodik	12
Abbildung 3: Sektorale Wasserstoffbedarfe in den Szenarien Elektrifizierung und Diversifizierung für die Jahre 2030 und 2045.....	19
Abbildung 4: Wasserstoffbilanzen im Szenario <i>Elektrifizierung</i> für 2030 (links) und 2045 (rechts)	21
Abbildung 5: Wasserstoffbilanzen im Szenario <i>Diversifizierung</i> für 2030 (links) und 2045 (rechts)	23
Abbildung 6: Potenzielles Wasserstoffnetz im Szenario <i>Elektrifizierung</i> für 2030 (links) und 2045 (rechts)	24
Abbildung 7: Potenzielles Wasserstoffnetz im Szenario <i>Diversifizierung</i> für 2030 (links) und 2045 (rechts)	25
Abbildung 8: Beispielhafte Leistungsbilanz im Spitzenlastfall im Jahr 2045.....	28
Abbildung 9: Mögliches Wasserstoffnetz bei technologieoffener Produktion im Szenario <i>Diversifizierung</i> für 2030 (links) und 2045 (rechts).....	31

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Annahmen zur Bottom-Up-Analyse der stofflichen Wasserstoffnachfrage in der Industrie	13
Tabelle 2: Annahmen zur Durchdringung klimaneutralen Wasserstoffs im Verkehrssektor	14
Tabelle 3: Ergebnisse des Wasserstoffspeicherbedarfs und -potenzials in Ostdeutschland	27

Abkürzungsverzeichnis

CCS/U	Carbon Capture and Storage/Utilization
EE	Erneuerbare Energien
EU ETS	Europäischer Emissionshandel
EUTL	European Union Transaction Log
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
LKW	Lastkraftwagen
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
NUTS	Nomenclature des Unités Territoriales Statistiques
PKW	Personenkraftwagen

Executive Summary

Deutschland verfolgt das Ziel, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Der Ausstieg aus fossilen Energien kann dabei über die Elektrifizierung der Gas- und Mineralölanwendungen oder die Substitution dieser durch klimaneutrale Gase wie z.B. Wasserstoff gelingen. Der Einsatz von Wasserstoff bietet insbesondere in schwer zu elektrifizierenden Sektoren wie der Chemieindustrie, der Stahlindustrie oder dem Schwerlasttransport technische oder wirtschaftliche Vorteile gegenüber einer reinen Elektrifizierung. Ein frühzeitiger Einstieg in den Wasserstoffmarkt kann somit die Transformation dieser Sektoren erleichtern.

Ostdeutschland kann Energieknotenpunkt Deutschlands werden

Das Hauptaugenmerk dieser Studie liegt auf dem Wasserstoffmarkthochlauf in Ostdeutschland und den daraus resultierenden Anforderungen an den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Mit seinen bedeutenden Industriestandorten und den Ballungszentren Berlin und Leipzig hat Ostdeutschland einen potenziell hohen Wasserstoffbedarf. Gleichzeitig bieten die Regionen der Ostseeküste hohes Potenzial zur Wasserstoffproduktion. Zusätzlich ist Ostdeutschland mit dem Hafen Rostock, dem Anschluss an die Importpipelines Nord Stream und Nord Stream 2 und Gasverbindungen nach Tschechien und Polen ein möglicher Energieknotenpunkt Deutschlands. Um die regionalen Ungleichgewichte aus Wasserstoffproduktion und -nachfrage auszugleichen, erscheint der Aufbau eines Wasserstoffnetzes sinnvoll.

Die Studie untersucht die Entwicklung regionaler Wasserstoffbilanzen in Ostdeutschland anhand der Stichjahre 2030 und 2045. Dazu werden ausgehend von den zwei Szenarien *Elektrifizierung* und *Diversifizierung* der Wasserstoffbedarf der Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Stromerzeugung und die Wasserstoffproduktion für jeden Landkreis ermittelt. Beide Szenarien bauen auf eine im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie durchgeführte Studie („Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“) als Primärquelle auf. Das Szenario *Elektrifizierung* geht von einer hohen Durchdringung des Systems mit Stromanwendungen aus, während im Szenario *Diversifizierung* vermehrt Wasserstoffanwendungen eingesetzt werden. Zudem wird eine Variante mit technologieoffener Produktion, d.h. neben strom- auch erdgasbasierte Wasserstoffherzeugung, betrachtet. Zusammen mit Analysen zu möglichen Import- und Exportbedarfen Ostdeutschlands ergeben die Wasserstoffbilanzen ein indikatives Bild des zukünftigen Wasserstofftransportbedarfs.

In Ostdeutschland entsteht ein Nord-Süd-Gefälle des Wasserstoffbedarfs

Im Szenario *Elektrifizierung* ergibt sich ein Wasserstoffüberschuss von rund 3 TWh im Jahr 2030 und ein Defizit von 2 TWh im Jahr 2045. Im Falle der *Diversifizierung* beträgt das Wasserstoffdefizit 2 TWh im Jahr 2030 und bis zu 54 TWh im Jahr 2045. Als Produktionsregionen heben sich besonders die nördlichen Landkreise hervor, da ihren hohen Produktionspotenzialen geringe Wasserstoffbedarfe aus Industrie und Verkehr gegenüberstehen. Der Süden und insbesondere die Ballungszentren Leipzig und Berlin entwickeln sich zu Importregionen, da sie geringe Produktionspotenziale bei hoher Wasserstoffnachfrage aus Industrie-, Verkehrs- und

Gebäudesektor aufweisen. Neben dem Ausgleich von Angebot und Nachfrage ist insbesondere die zukünftige Rolle Ostdeutschlands als Energieknotenpunkt ein Treiber der Wasserstoffinfrastruktur. So müssen 2045 im Szenario *Diversifizierung* rund 48 TWh an Transiten gewährleistet werden. Im Szenario *Elektrifizierung* sind hingegen kaum Transporte notwendig. Alternativ kann klimaneutraler Wasserstoff aus Erdgas mit anschließender Abscheidung der CO₂-Emissionen hergestellt werden, welcher im direkten Kostenvergleich eine kosteneffiziente Option darstellt. Durch die Entkopplung der erdgasbasierten Wasserstoffherzeugung von volatiler EE-Erzeugung können große Erzeugungspotenziale in Ostdeutschland geschaffen werden, die den Export klimaneutralen Wasserstoffs in angrenzende Regionen ermöglichen und zusätzliche gesicherte Leistung zur Erhöhung der Versorgungssicherheit von Wasserstoff bereitstellen.

Unabhängig von der Wasserstoffdurchdringung ist der Aufbau eines Wasserstoffstartnetzes bis 2030 sinnvoll – bis 2045 werden weitere Transportkapazitäten benötigt

Im Ergebnis zeigt sich, dass das Wasserstoffstartnetz im Rahmen der „Important Projects of Common European Interest“ (IPCEI) bis 2030 einen Großteil des Transportbedarfs, der sich vor allem von Nord nach Süd erstreckt, abdeckt und in beiden Szenarien benötigt wird. Im Jahr 2045 weichen die indikativen Netze stärker voneinander ab. Gerade im Szenario *Diversifizierung* werden zusätzliche Kapazitäten für den Wasserstofftransport benötigt. So werden hier weitere Nord-Süd-Pipelines umgestellt, um Importe und Produktion aus dem Norden in die Industriestandorte und Ballungszentren im Süden zu transportieren und um Transitbedarfe nach Süddeutschland zu erfüllen. Zudem werden für den Import von Wasserstoff aus nord- und osteuropäischen Ländern Verbindungsleitungen in Richtung Westen und Osten bereitgestellt. Wird klimaneutraler Wasserstoff an der Ostseeküste mithilfe von importiertem Erdgas erzeugt, besteht ein zusätzlicher Bedarf nach Transportkapazität in alle angrenzenden Regionen. In beiden Szenarien kann unter den getroffenen Annahmen eine mögliche Spitzenlastsituation in der Wasserstoffinfrastruktur durch vorhandene Kavernenspeicher und die vorgehaltene Importleistung gedeckt werden. Bei den Volumina zeigt sich, dass im Szenario *Elektrifizierung* ein Speicherbedarf von 18 TWh einem möglichen Volumen von 12 TWh gegenüberstehen. Im Falle der *Diversifizierung* ist das Speichervolumen in Höhe von 14 TWh ausreichend, um den Bedarf von 12 TWh zu decken.

Hohe Kapitalintensität und beträchtliche Zeitspannen beim Aufbau erfordern ein frühzeitiges Ausrichten der Transportinfrastruktur

Mit dem Anstoßen der IPCEI ist somit der Grundstein gelegt, um 2030 ausreichend Infrastruktur für die Versorgung Ostdeutschlands mit Wasserstoff bereitzustellen. Für ein klimaneutrales Deutschland im Jahr 2045, das auf Wasserstoff als Energieträger setzt, sind weitere Umstellungen nötig, um Import- und Transitanforderungen gerecht zu werden. Der Netzausbau erfolgt in einer Umwelt großer Unsicherheit bezüglich der Höhe der Transportbedarfe und der Refinanzierbarkeit der Netze. Gleichzeitig sind die Infrastrukturinvestitionen durch hohe Kapitalintensität und lange Planungszeiträume charakterisiert. Um die Umsetzung dieser langfristigen Vorhaben sicherzustellen ist daher die zeitnahe Schaffung eines angemessenen Investitionsrahmens, der für größere Sicherheit für Akteure auf Angebots-, Nachfrage- und Infrastrukturseite sorgt, eine wichtige Maßnahme zur Initiierung des Markthochlaufs.

1 Einleitung

Der Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger ist eine der größten gesamtgesellschaftlichen Herausforderungen der kommenden Jahrzehnte. Als Lösung dieses Problems wird neben der Elektrifizierung von Technologien und Prozessen vor allem die Nutzung von klimaneutral erzeugtem Wasserstoff¹ gesehen. Dieser ist vielseitig verwendbar und ermöglicht eine langfristige Energiespeicherung. Wasserstoff kann somit ein wichtiger Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität sein.

Voraussetzung für die Dekarbonisierung mithilfe von Wasserstoff ist die ausreichende Verfügbarkeit klimaneutral erzeugter Mengen. Regional bestehen teilweise große Unterschiede hinsichtlich der Erzeugungs- und Verbrauchspotenziale von Wasserstoff. Das Angebot richtet sich maßgeblich nach dem Potenzial Erneuerbarer Energien (EE) zur Erzeugung strombasierter „grüner“ Wasserstoffs, nach der geographischen Entfernung zu potenziellen Exportländern und nach der Verfügbarkeit von Pipelineverbindungen zu den Exportländern. Hohe Nachfragen nach Wasserstoff konzentrieren sich meist in industriellen Zentren und Ballungsgebieten, welche durch eine große Bevölkerungsdichte und hohe wirtschaftliche Aktivität charakterisiert sind. Als Resultat entsteht eine räumliche Trennung zwischen Erzeugung und Verbrauch, die durch den Aufbau eines Wasserstoffnetzes als Rückgrat der gasbasierten klimaneutralen Energieversorgung geschlossen werden kann.

Der Osten Deutschlands mit den Bundesländern Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen befindet sich im Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft. Eine bedeutende Rolle dafür spielt das heutige Erdgastransportnetz Ostdeutschlands, welches wesentlich zur Deckung des Erdgasbedarfs im gesamten Bundesgebiet beiträgt. Darüber hinaus stellt das Transportnetz die notwendigen Kapazitäten zum Erdgastransit aus Ost- nach West- und Südeuropa sicher und ist stark in das grenzüberschreitende europäische Erdgastransportnetz integriert.

Die bestehende Erdgastransportinfrastruktur in Ostdeutschland bietet sich für die Umstellung von Ferngasleitungen zur Versorgung einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft an. Durch die Verbindungen nach Ost- und Westeuropa kann Ostdeutschland zudem zu einem essenziellen Bestandteil eines transnationalen europäischen Wasserstoffnetzes werden.

Das Ziel dieser Studie ist die Analyse des Wasserstoffmarkthochlaufs bis zur geplanten Erreichung der Klimaneutralität Deutschlands im Jahr 2045. Der Fokus liegt dabei auf der Untersuchung einer Wasserstofftransportinfrastruktur in den ostdeutschen Bundesländern unter Annahme von zwei Szenarien. Diese Szenarien unterscheiden sich in der unterstellten Durchdringung von Wasserstoff

¹ Als klimaneutraler Wasserstoff wird in dieser Studie Wasserstoff verstanden, welcher bei der Herstellung keine bis geringe CO₂-Emissionen freisetzt. Dazu zählt u.A. grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Energien, blauer Wasserstoff aus der Reformierung fossiler Energieträger mit anschließender Abscheidung und Nutzung oder Langzeitlagerung des CO₂ (engl. Carbon Capture and Storage/Utilization (CCS/U)) sowie türkiser Wasserstoff hergestellt aus Methanpyrolyse. Etwaige CO₂-Restemissionen werden zur Erreichung der klimaneutralen Eigenschaft entsprechend kompensiert.

in den Umwandlungs- und Endverbrauchssektoren während der untersuchten Stichjahre 2030 und 2045. Des Weiteren wird für das Szenario mit hoher Marktdurchdringung von Wasserstoff eine zusätzliche Variante betrachtet, die eine technologieoffene Produktion des Wasserstoffs unterstellt. Hierbei wird neben der Erzeugung von grünem Wasserstoff aus EE die erdgasbasierte Produktion von blauem und türkischem Wasserstoff angenommen.

Die Methodik folgt einer kombinierten Verwendung von Bottom-Up- und Top-Down-Analysen. Die Grundlage dieser Analysen bilden die *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland* (Fraunhofer ISI et al., 2021), indem die berechneten Wasserstoffmengen aus Produktion und Nachfrage in den jeweiligen Stichjahren auf die Landkreise und Großstädte in Ostdeutschland verteilt werden. Diese Verteilung wird durch Bottom-Up-Berechnungen in spezifischen Nachfragebereichen des Industrie- und Verkehrssektors gestützt. Neben der Verteilung der Produktionskapazitäten für Wasserstoff nach EE-Potenzialen in den jeweiligen Regionen Ostdeutschlands werden zusätzliche Wasserstoffgroßprojekte des Markthochlaufs im Rahmen der „Important Projects of Common European Interest“ (IPCEI), wie zum Beispiel „doing hydrogen“ (Gascade & Ontras, 2021), berücksichtigt. Diese Projekte bilden die Entwicklung des Wasserstoffmarkthochlaufs in Ostdeutschland bis 2030 ab.

Die je Landkreis bzw. Stadt aufgelösten Wasserstoffmengen aus Produktion und Nachfrage bilden die Ausgangslage zur Identifizierung von Wasserstoffüberschüssen und -defiziten. Diese Ergebnisse werden genutzt, um die Auswirkungen auf den Wasserstoffinfrastrukturbedarf zu untersuchen. In Abhängigkeit der regionalen Wasserstoffüberschüsse und -defizite, der Importbedarfe und der potenziell benötigten Transitkapazitäten für Wasserstoff lassen sich heutige Erdgasleitungen identifizieren, welche für eine Umstellung auf Wasserstoff geeignet wären. Im Ergebnis werden somit indikative Wasserstoffnetzpläne entwickelt, die ein zukünftiges Wasserstofftransportnetz in Ostdeutschland darstellen.

2 Politische Strategien zum Wasserstoffmarkthochlauf

Der politische Fokus zur Produktion und Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff wird häufig durch offizielle Wasserstoffstrategien seitens Regierungen definiert. Auf Bundesebene wurde daher im Juni 2020 die *Nationale Wasserstoffstrategie (NWS)* (BMWi, 2020) veröffentlicht. Ziel dieser ist in einer ersten Phase der Markthochlauf einer nationalen Wirtschaft für grünen Wasserstoff bis 2023. In der zweiten Phase liegt der Fokus auf dem Aufbau einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur mit der Möglichkeit des grenzüberschreitenden Handels. Die angestrebte Elektrolysekapazität der NWS liegt bei 5 GW bis 2030 und 10 GW bis 2040 (BMWi, 2020).

In dieser Studie werden die Strategien der ostdeutschen Bundesländer Thüringen (TMUEN, 2021) Sachsen-Anhalt (MULE, 2021), Sachsen (SMEKUL, 2021) und Berlin-Brandenburg (MWAE, 2021) betrachtet. Die Strategien der Länder Sachsen-Anhalt, Sachsen und Brandenburg basieren zudem auf dem gemeinsamen *Eckpunktepapier der ostdeutschen Kohleländer zur Entwicklung einer*

regionalen Wasserstoffwirtschaft (SMEKUL, MWAE & MULE, 2020). Die Roadmap des Landes Mecklenburg-Vorpommern ist Teil der *Norddeutschen Wasserstoff Strategie* (Norddt. Bundesländer, 2019), gemeinsam mit den Ländern Bremen, Hamburg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein.

2.1 Thüringen

Die *Thüringer Landesstrategie Wasserstoff* (TMUEN, 2021) verfolgt einen governance- und forschungszentrierten Ansatz, begleitet von dem Vorhaben den gesetzlichen Rahmen auf Bundesebene zu verbessern. Als mögliche Anwendungsgebiete für Wasserstoff wurden die Sektoren Energie, Verkehr, Industrie (insb. Glas und Keramik) und Landwirtschaft identifiziert. Die derzeitigen Verbrauchszentren dieser Sektoren sollen als Initialregionen für die Anwendung von Wasserstoff fungieren. Um den aus den Initialregionen entstehenden Bedarf an grünem Wasserstoff zu bedienen, setzt die Strategie das Ziel bis zum Jahr 2030 eine „signifikante Elektrolyseleistung“ (TMUEN, 2021) zu gewährleisten.

Da Thüringen über wenig wasserstoffverarbeitende Industrie (z.B. Chemieindustrie) verfügt, ist sowohl der bestehende als auch der mittelfristig zu erwartende Wasserstoffverbrauch unter dem Bundesdurchschnitt. Um daher eine zusätzliche Nachfrage nach Wasserstoff(-produkten) zu generieren plant die Strategie den mittelfristigen Umstieg des Thüringer ÖPNV auf Brennstoffzellen-Triebwagen im Schienenverkehr und Brennstoffzellen-Busse im Stadt- und Überlandverkehr.

Die Thüringer Wasserstoffstrategie räumt mehrere Möglichkeiten des Transports von Wasserstoff ein. So hält man es kurzfristig für grundsätzlich möglich entlang der Ost-West Transitleitungen für Erdgas Wasserstoffeinspeisepunkte zu installieren. Mittelfristig besteht außerdem die Möglichkeit, Thüringen durch zurzeit nicht genutzte Erdgasfernleitungen an ein bundesweites Wasserstoffnetz anzubinden.

2.2 Sachsen-Anhalt

Sachsen-Anhalt hat das ambitionierte Ziel sich als Wasserstoff-Modellregion zu etablieren. Daher legt die *Wasserstoffstrategie für Sachsen-Anhalt* (MULE, 2021) ihren Fokus auf Governance und auf die finanzielle Förderung von Industrie- und Forschungsprojekten sowie den Versuch der politischen Einflussnahme auf die Bundesgesetzgebung zur Verbesserung des rechtlichen Rahmens. Als potenzielle Anwendungsbereiche wurden die Sektoren Verkehr, Industrie und Energie identifiziert. Im Energiesektor soll dabei, ausgehend vom mitteldeutschen Revier, durch gezielte Fördermaßnahmen und infrastrukturellen Ausbau eine vernetzte ostdeutsche Wasserstoffwirtschaft, mit Sachsen-Anhalt als Zentrum, entstehen.

So soll bis 2030 eine Elektrolyseleistung von 1 GW zur Herstellung von 5 TWh grünem Wasserstoff in räumlicher Nähe zu den bestehenden Verbrauchszentren entstehen. Um die Klimaneutralität

des Wasserstoffs zu gewährleisten, wird der Zuwachs der Elektrolyseleistung durch einen Zubau an EE in Höhe von mindestens 5 GW bis 2030 begleitet. Um Erzeuger und Nachfrager zu verbinden, sollen bestehende Wasserstoffnetze ausgebaut und in eine Gesamtinfrastruktur eingewoben werden. Eine besondere Stellung nimmt hierbei der Ausbau von Infrastruktur und Speicherkapazitäten ein. Ausgehend vom Mitteldeutschen Chemiedreieck² und bestehenden Erdgaskavernenspeichern in Sachsen-Anhalt, sollen mit gezielten Maßnahmen zum einen die Versorgung mit Wasserstoff für Großverbraucher garantiert werden und zum anderen langfristige saisonale Schwankungen zwischen Erzeugung und Bedarf überbrückt werden. Kurzfristig erwägt das Land Sachsen-Anhalt auch die Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze zur Unterstützung des Markthochlaufes.

Bis 2040 ist es das Ziel des Landes Sachsen-Anhalt den Wasserstoffbedarf ausschließlich mit grünem Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen zu decken. Ferner soll das entstandene lokale Wasserstoffnetz in ein transnationales Wasserstoffleitungsnetz eingebunden werden, um auch Importe zu ermöglichen. Die mittelfristige Nutzung von grünem Wasserstoff als Kraftstoff im ÖPNV soll dabei die regionale Nachfrage stärken.

2.3 Mecklenburg-Vorpommern

Die Wasserstoffstrategie des Landes Mecklenburg-Vorpommern ist Teil der gemeinsamen *Norddeutschen Wasserstoffstrategie* (Norddt. Bundesländer, 2019) der Länder Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Die norddeutsche Wasserstoffstrategie fokussiert sich auf Governance, die finanzielle Förderung von Wasserstoffprojekten und auf die politische Einflussnahme auf Bundesebene zur Verbesserung des gesetzlichen Rahmens. Dabei nehmen die Sektoren Industrie, Energie und Verkehr eine gesonderte Stellung ein. Auf der Bundesebene streben die Länder einen Transformationsprozess hin zu einem „*Level-Playing-Field*“ (Norddt. Bundesländer, 2019) für klimaneutrale Energieträger an. Durch technologieoffene Ausschreibungsverfahren im Beschaffungswesen und durch eine Optimierung der Genehmigungsverfahren sollen ferner die bürokratischen Hürden für Wasserstoffprojekte gesenkt werden.

Spezifisch planen die norddeutschen Länder die Installation von mindestens 500 MW Elektrolysekapazität für grünen Wasserstoff bis 2025 und mindestens 5 GW bis 2030. Als Initiatoren für den Aufbauprozess sollen hierbei Wasserstoff-Cluster in den Sektoren Industrie und Verkehr identifiziert werden, welche die Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Wasserstoff in der Initialphase des Markthochlaufes bündeln. Langfristig wird die Integration Norddeutschlands in den internationalen Wasserstoffhandel angestrebt. Es wird hierbei erwartet, dass die zukünftige Wasserstoffnachfrage in den Küstenländern die lokale Elektrolysekapazität übersteigt, weshalb ein Teil des zukünftigen Bedarfs durch Importe gedeckt werden muss.

² Das Mitteldeutsche Chemiedreieck bezeichnet die Industrieregion um Halle (Saale), Merseburg und Bitterfeld in Sachsen-Anhalt sowie Leipzig in Sachsen. Hier sind zahlreiche große Chemie- und erdölverarbeitende Industrien ansässig.

Die norddeutschen Länder eignen sich durch ihre besonders hohen Erzeugungspotenziale für On- und Offshore-Windstrom besonders als Zentrum für die Produktion von grünem Wasserstoff. Ferner sind auch die geologischen Rahmgegebenheiten für die unterirdische Speicherung von Wasserstoff günstig, da sich ein Großteil der deutschen Kavernenspeicher in den norddeutschen Bundesländern befindet. Zur zukünftigen Wasserstoffversorgung streben die norddeutschen Länder die Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff an, wobei vornehmlich das sukzessive stillgelegte L-Gas-Netz zum Transport dienen soll.

2.4 Sachsen

Die Wasserstoffstrategie des Freistaats Sachsen (SMEKUL, 2021) verfolgt zwei übergeordnete Ziele. Zum einen soll Wasserstoff als Sekundärenergieträger die Umsetzung der Sektorenkopplung unterstützen und zum anderen wird der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft entlang der gesamten Wertschöpfungskette bis 2030 beabsichtigt. Das Land Sachsen strebt dabei die Technologieführerschaft in der Elektrolyse- und Brennstoffzellenfertigung an, weshalb die sächsische Wasserstoffstrategie einen industrie- und forschungszentrierten Ansatz verfolgt. Der Industriefokus zeichnet sich sowohl durch die Unterstützung neu entstehender Wirtschaftszweige als auch durch die Umsetzung der Dekarbonisierung bestehender Industrieprozesse mithilfe von Wasserstoff aus.

Zum Aufbau einer sächsischen Wasserstofftransportinfrastruktur plant die Landesregierung zunächst die Verbindung bestehender Wasserstoffzentren³ in Nordsachsen. Darauf aufbauend ist ein stufenweiser Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur durch die Umstellung bestehender Gaspipelines (ggf. kombiniert mit Neubau) geplant. Mittel- bis langfristig wird die Notwendigkeit gesehen, das Bundesland in ein nationales und europäisches Wasserstoffnetz einzubinden, da die begrenzten Produktions- und Speicherkapazitäten des Freistaats Importe aus den Anrainern erforderlich machen. Um die Möglichkeit der Importe voranzutreiben, setzt sich das Land Sachsen für die Etablierung der Energiebörse EEX als zentrale Handelsplattform für Wasserstoff und dessen Folgeprodukte ein.

Die sächsische Wasserstoffstrategie zitiert einen jährlichen Wasserstoffbedarf von 0,8 bis 1,6 TWh im Jahr 2030. Die zur Deckung der Nachfrage notwendige Elektrolysekapazität wird dabei auf 280 bis 570 MW geschätzt. Bei den Angaben handelt es sich jedoch um eine Bedarfsprognose und nicht um Ausbauziele. Der Wasserstoff soll mittelfristig ausschließlich durch CO₂-neutrale Produktionstechnologien entstehen. Kurzfristig wird auch die Nutzung von türkischem und blauem Wasserstoff, im Einklang mit der Rahmensetzung auf Bundesebene, in Erwägung gezogen.

³ Die Strategie definiert die Regionen Großraum Leipzig, Chemnitz, Großraum Dresden, LK Meißen und Freiberg, sowie die Lausitz und Görlitz als sächsische Wasserstoffzentren.

2.5 Berlin-Brandenburg

Grundlage der Wasserstoffstrategie der Hauptstadtregion Berlin-Brandenburg (MWAE, 2021) ist eine digitale Umfrage unter Akteuren der ansässigen Wasserstoffwirtschaft. Aus der Befragung und der Auswertung weiterer Studien werden sieben Handlungsfelder entlang der Wertschöpfungskette herausgearbeitet, für die ein Katalog bestehend aus insgesamt 62 Maßnahmen entwickelt wird. Besonderes Augenmerk der Strategie liegt auf der Etablierung eines digitalen H₂-Marktplatzes, der lokale Akteure, Kompetenzen und Synergien bündeln soll.

Neben der Anwendung im Industriesektor soll Wasserstoff in den Bereichen Mobilität, Stromerzeugung und zu einem gewissen Grad zur Bereitstellung von Wärme im Gebäudesektor genutzt werden. Der Wasserstoff soll mittel- bis langfristig durch eine reine Wasserstoffinfrastruktur transportiert werden. Diese soll durch die Umstellung bestehender Gaspipelines entstehen und sich ausgehend von der Verbindung einzelner Industriecluster sukzessive in eine europäische Wasserstoff-Infrastruktur integrieren. Kurzfristig soll zudem die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz weiter erprobt und während der Markthochlaufphase vermehrt eingesetzt werden. Hierfür sind Maßnahmen der Verteilnetzbetreiber zur Erhöhung der Wasserstoff-Aufnahmefähigkeit auf 20 Volumenprozent geplant. Auch im Bereich der Ferngasnetzbetreiber wird die Beimischung in Erdgasnetze an zwei Einspeisepunkten betrieben. Das Land Brandenburg fördert diese Maßnahmen durch die Unterstützung von Forschungsprojekten zu Netzausbau, -umstellung und zur Gastrennung.

Die Strategie geht von einem Wasserstoffbedarf in Berlin-Brandenburg von 22,5 TWh im Jahr 2040 aus. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von EE-Strom zur Herstellung grünen Wasserstoffs, wird kein Potenzial für Wasserstoffexporte aus der Region gesehen. Auch wenn mittelfristig ausschließlich grüner Wasserstoff in der Hauptstadtregion genutzt werden soll, können kurzfristig auch türkis- und blauer Wasserstoff eine Rolle spielen, um die Lücke zwischen Bedarf und Produktion auszugleichen. Insbesondere die Methanpyrolyse wird von der Strategie als Möglichkeit zur klimaneutralen Herstellung von Wasserstoff gesehen.

2.6 Anrainerstaaten und -bundesländer

Die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur in den ostdeutschen Bundesländern ist auch von den Vorhaben der umgebenden Anrainerstaaten und -bundesländer abhängig. Folgend werden die Strategien mit dem Fokus auf den Infrastrukturausbau und die Importstrategien der westlichen Bundesländer, der skandinavischen Länder im Norden, sowie der Europäischen Union und der Staaten Tschechien und Polen skizziert.

Der Aufbau einer Wasserstofftransportinfrastruktur in den westlichen Bundesländern soll maßgeblich durch die Umstellung von Erdgaspipelines erfolgen. Die Wasserstoffstrategie des Landes Nordrhein-Westfalen geht beispielsweise von einer Verteilung von 90 % umgestellter und 10 % neugebauter Pipelines im finalen Wasserstoffnetz aus (MWIDE NRW, 2020). Auch die Beimischung von Wasserstoff in Erdgaspipelines (sog. „Blending“) soll dabei als Möglichkeit

wahrgenommen werden. Langfristig räumen alle westlichen Bundesländer die Notwendigkeit von Importen zur Deckung des Energiebedarfs ein. Als Handelspartner werden dabei besonders die Niederlande und Norwegen in Betracht gezogen. Die süddeutschen Bundesländer planen zudem Wasserstoff innerhalb Deutschlands aus den nördlichen Bundesländern zu importieren (MUKE BW, 2020; StmWi BY, 2020).

Von den östlichen Staaten Polen und Tschechien hat bis jetzt lediglich Tschechien eine umfassende Strategie veröffentlicht. Diese gibt an, dass sowohl Umstellungen als auch Neubauten von Gaspipelines in Betracht gezogen werden. Die Regierung erwartet, dass besonders entlang der Erdgas-Haupttransitrouten zukünftig Blending betrieben wird. Tschechien plant zur Deckung des inländischen Bedarfs den Import von Wasserstoff aus dem Mittelmeerraum und den nordeuropäischen Staaten (Ministry of Industry and Trade of the Czech Republic, 2021).

Polen hat ambitionierte Pläne für den Ausbau der nationalen Wasserstoffwirtschaft vorgelegt. Für die Erzeugung sollen vor allem Wind Offshore- und Elektrolyse-Kapazitäten ausgebaut werden. Dadurch soll ein großer Teil des nationalen Energiebedarfes durch Eigenproduktion gedeckt werden. Der Wasserstoff soll dabei durch Blending und über neugebaute Pipelines transportiert werden (Polish Ministry of Climate and Environment, 2021).

Die nordeuropäischen Staaten Norwegen, Schweden und Finnland betrachten in ihren Strategien den Aufbau einer großskalierten Wasserstoffinfrastruktur nur am Rande. Norwegen sieht sich als potenziellen Exporteur für Wasserstoff und forciert eine marktgerechte erdgasbasierte Erzeugung (NMPE and NMCE, 2021). Finnland plant den Bau der ersten Wasserstoffpipelines frühestens 2030 (Business Finland, 2020) und Schweden hat zum Zeitpunkt der Anfertigung dieser Ausarbeitung noch keine Strategie veröffentlicht.

In der Wasserstoffstrategie der Europäischen Union wird die Umstellung bestehender Erdgaspipelines als kostengünstigste Alternative zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur wahrgenommen. Blending wird dabei als Möglichkeit zur Stärkung dezentraler Produktionsstandorte gesehen. Damit Mischgase aufgrund von Inkompatibilitäten kein Hemmnis für den grenzüberschreitenden Handel darstellen, plant die EU hierfür einen einheitlichen regulatorischen Rahmen zu etablieren. Zusätzlich zur Eigenproduktion werden auch Wasserstoffimporte aus dem nicht-EU Ausland, wie beispielsweise Nordafrika, in Betracht gezogen (EU, 2020).

3 Szenarien

Die Analyse der Wasserstoffnachfrage und -produktion basiert auf zwei Szenarien, die eine unterschiedliche Entwicklung des Energiesystems unterstellen. Wie in Abbildung 1 dargestellt, berücksichtigen beide Pfade die Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 und greifen für Annahmen und Ergebnisse auf die Primärquelle „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Fraunhofer ISI et al., 2021) zurück. Die Primärquelle beschreibt

einen Pfad, bei dem Klimaneutralität im Jahr 2050 erreicht wird. Da es sich um ein Zielszenario handelt, werden die Studienergebnisse für das Jahr 2050 mit der Zielsetzung der Klimaneutralität im Jahr 2045 gleichgesetzt. Im Rahmen der Analyse der vorliegenden Studie werden die sektorenspezifischen Annahmen und Entwicklungspfade des Energiesystems aus der Primärquelle übernommen und mithilfe eines hybriden Bottom-Up- und Top-Down-Ansatzes auf die einzelnen Regionen verteilt. Zudem werden die Ergebnisse durch weitere Teilanalysen zu aktuellen Projektvorhaben ergänzt.

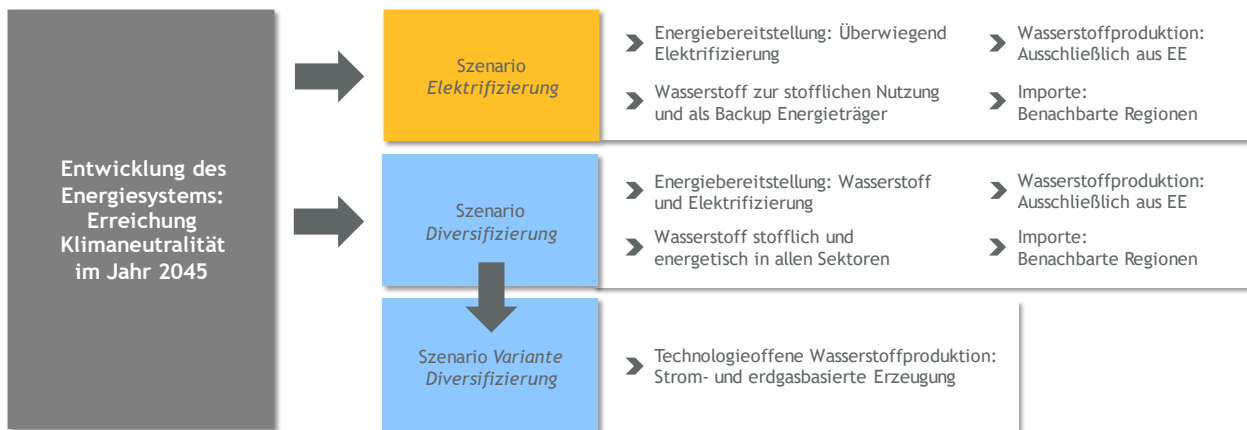


Abbildung 1: Überblick über die definierten Szenarien

Quelle: Eigene Abbildung

Der Ansatz sichert eine hohe Konsistenz der sektorenübergreifenden Ergebnisse und bildet zugleich den Status quo der existierenden Projektvorhaben ab. Im Folgenden werden beide Szenarien überblicksartig beschrieben und zentrale Annahmen dargelegt. Eine detaillierte Dokumentation der quantitativen sektorenspezifischen Annahmen wird in Kapitel 4 vorgenommen.

3.1 Elektrifizierung

Das erste Szenario folgt dem Ansatz einer überwiegenden Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs.⁴ Wasserstoff wird hauptsächlich von technisch nicht zu elektrifizierenden Prozessen verbraucht, wie beispielsweise dem stofflichen Einsatz von Wasserstoff in der Chemieindustrie, in Mineralölraffinerien oder der Stahlherstellung. In geringen Teilen wird das Gas zur Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt. Außerdem ist Wasserstoff ein Mittel der Energiespeicherung zur Rückverstromung während Zeitperioden, in denen die Stromerzeugung aus EE die Stromnachfrage übersteigt. Im Verkehrssektor wird Wasserstoff sehr begrenzt eingesetzt. Eine Beheizung von Gebäuden mithilfe von Wasserstoff erfolgt in diesem Szenario nicht.

Die Wasserstoffproduktion resultiert ausschließlich strombasiert aus EE, d.h., fossil-basierte Verfahren wie z.B. die Erdgasreformierung oder -pyrolyse werden nicht berücksichtigt. Importe

⁴ Basierend auf dem Szenario „TN-Strom“ in Fraunhofer ISI et al. (2021).

erfolgen aus anderen europäischen und Anrainerstaaten. Die Bereitstellung der dafür notwendigen Energie sowie die Importe nach Ostdeutschland sind Teil der in der Primärquelle vorgenommenen Optimierung der europäischen Strommärkte. Aufgrund des sich derzeit abzeichnenden langsameren Wasserstoffmarkthochlaufs in Osteuropa im Vergleich zu (nord-) westlichen Staaten wird die Annahme getroffen, dass Importe aus östlichen Regionen im Jahr 2030 nicht verfügbar sind.

3.2 Diversifizierung

Im zweiten Szenario wird die Dekarbonisierung des Umwandlungs- und der Endverbrauchssektoren neben zunehmender Elektrifizierung zusätzlich mithilfe von Wasserstoff realisiert.⁵ Der Ansatz hat den Vorteil, dass in Spitzenlastsituationen die Abhängigkeit von Strom als dominierender Energieträger reduziert werden kann. Zudem kann durch die Umstellung von Erdgasleitungen und -speichern auf eine bereits vorhandene Infrastruktur mit großen Speicher- und Transportkapazitäten zurückgegriffen werden. Neben dem stofflichen Einsatz wird somit auch der energetische Einsatz von Wasserstoff in den Sektoren vorangetrieben, was zu einer deutlich höheren Wasserstoffnachfrage führt. Im Industriesektor betrifft dies vor allem den Einsatz von Wasserstoff zur Bereitstellung von Prozesswärme, ebenso die Beheizung von Gebäuden mithilfe von Heizkesseln. Der Verkehrssektor erfährt ebenfalls eine höhere Durchdringung, sodass Wasserstoff neben PKW, LKW, Flug- und Schiffsverkehr auch in Zügen und Bussen eingesetzt wird. Im Energiesystem stellt Wasserstoff weiterhin eine Säule der saisonalen Energiespeicherung dar und gewährleistet Backup-Erzeugungsleistung im Stromsektor.

Die Annahmen zur Produktion von Wasserstoff erfolgen analog zum vorigen Szenario. Die Wasserstoffproduktion sowie die Handelsflüssen werden in der Strommarktmodellierung der Primärquelle optimiert und im Rahmen dieser Analyse übernommen.

Aufgrund eines erwarteten hohen Wasserstoffimportbedarfs im Szenario *Diversifizierung* wird eine weitere Variante betrachtet, die eine technologieoffene Produktion von klimaneutralem Wasserstoff abbildet. Die Variante basiert auf der Annahme, dass neben der strombasierten Wasserstofferzeugung auch erdgasbasierte Produktionsmethoden mit Abscheidung des Kohlenstoffs zur Versorgung mit Wasserstoff möglich sind, wobei die anfallenden CO₂-Emissionen entweder unterirdisch gespeichert werden (Reformierung von Erdgas mit Speicherung oder Nutzung der CO₂-Emissionen (CCS/U)) oder in Form von festem Kohlenstoff eingelagert werden (Erdgaspyrolyse). Das dafür notwendige Erdgas wird in Ostdeutschland vorrangig über die Nord Stream und Nord Stream 2 Pipelines aus Russland importiert, da erwartet wird, dass die Versorgungsoption auch langfristig zu geringen Kosten bei hoher Versorgungssicherheit zur Verfügung steht. Während in den beiden vorigen Szenarien eine Optimierung der Wasserstoffproduktion und -verteilung durch die Strommarktmodellierung der Primärquelle vorgenommen wird, beschränkt sich die Variante auf die Diskussion von Potenzialen und

⁵ Basierend auf dem Szenario „TN-H2-G“ in Fraunhofer ISI et al. (2021).

Implikationen, die eine technologieoffene Produktion für die Infrastruktur und Wasserstoffversorgung bedeuten könnte.

4 Berechnung regionaler Wasserstoffbilanzen

Ziel der Methodik ist die Bestimmung regionaler Wasserstoffbilanzen, auf deren Grundlage ein bedarfsgerechtes Wasserstoffnetz hergeleitet werden soll. Hierfür wird ein hybrider Ansatz aus Top-Down-Verteilung der Ergebnisse aus der Primärquelle (Fraunhofer ISI et al., 2021), sowie Bottom-Up-Analysen gewählt. Die Verwendung der Primärquelle weist den Vorteil auf, dass Energienachfrage und -angebot ganzheitlich optimiert wurden und somit konsistent sind. Abbildung 2 veranschaulicht die Methodik der Analyse.

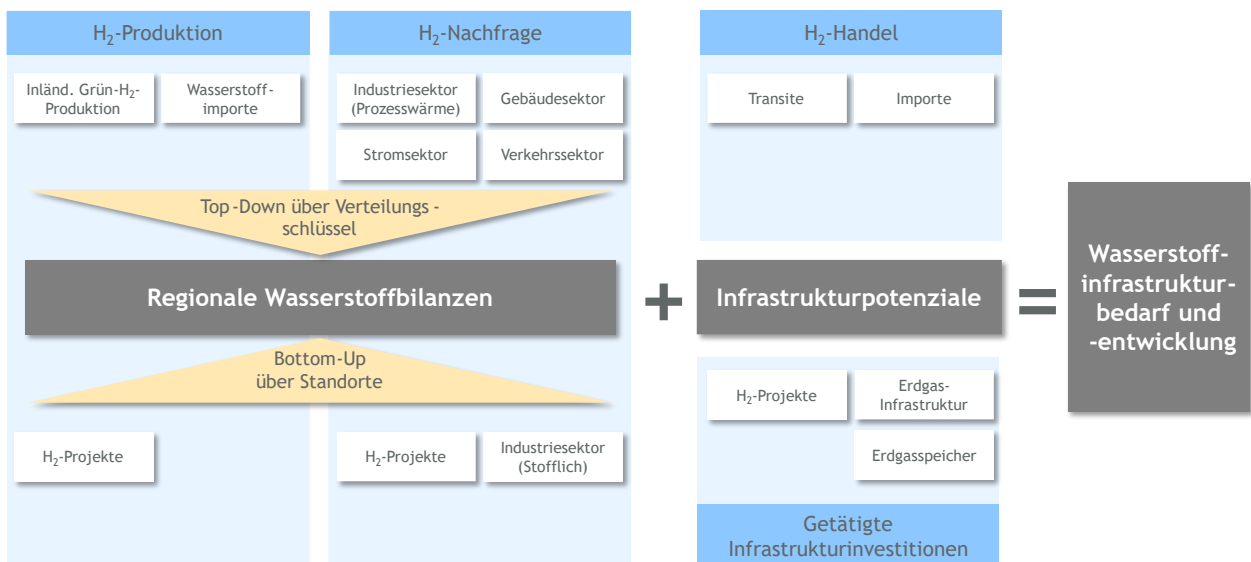


Abbildung 2: Überblick über die Berechnungsmethodik

Quelle: Eigene Abbildung

Inländische Wasserstofferzeugung und sektorale Wasserstoffbedarfe der Primärquelle werden mithilfe von Verteilungsschlüsseln auf die Regionen verteilt. Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff wird mithilfe eines Bottom-Up-Ansatzes hergeleitet. Zusätzlich werden aktuell angekündigte Projekte zur industriellen Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff in die Entwicklung eingearbeitet. Die Vorgehensweise wird in den folgenden Unterkapiteln erläutert.

4.1 Industriesektor

Der heutige Wasserstoffbedarf in der Industrie wird auf rund 55 TWh pro Jahr geschätzt, wobei dieser im Wesentlichen dem stofflichen Einsatz in Mineralö Raffinerien, Ammoniakproduktion und der Chemieindustrie entspringt. Die Primärstahlherstellung kommt künftig als zusätzlicher

Großabnehmer hinzu. Außerdem kann Wasserstoff in der Bereitstellung von Prozesswärme heutige fossile Energieträger (im Wesentlichen Kohle und Gas) ersetzen, wobei die Prozesswärme auch durch Elektrifizierung erzeugt werden kann. Entsprechend erfolgt die Analyse des industriellen Wasserstoffbedarfs getrennt nach stofflicher und energetischer Nachfrage.

Die Ermittlung der stofflichen Wasserstoffnachfrage folgt einer Bottom-Up-Analyse, im Rahmen derer historische Produktionsmengen standortscharf für Anlagenstandorte der Ammoniak-, Methanol- und Primärstahlherstellung sowie für Mineralö raffinerien bestimmt werden. Zur Projektion des künftigen Wasserstoffbedarfs werden Annahmen zur Entwicklung der Produktionsmengen, der Durchdringung klimaneutralen Wasserstoffes im jeweiligen Prozess, sowie des spezifischen Wasserstoffbedarfs pro produzierte Einheit getroffen. Aus den Parametern errechnet sich der künftige Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff der einzelnen Anlagen. Die branchenspezifischen Annahmen sind in Tabelle 1 dargestellt. Da die Elektrifizierung keine Alternative zum stofflichen Einsatz von Wasserstoff darstellt, sind die Annahmen für beide Szenarien identisch.

Tabelle 1: Annahmen zur Bottom-Up-Analyse der stofflichen Wasserstoffnachfrage in der Industrie

Quelle: Fraunhofer ISI et al. (2021), EWI (2021), eigene Annahmen

Industriebranche	Produktionsentwicklung [% p.a.]	Spez. Wasserstoffbedarf [TWh _{H2} /mio t]	Durchdringung klimaneutraler Wasserstoff [%]	
			2030	2045
Ammoniak	-0,34	5,93	10	100
Mineralö raffinerien	-1,00	0,13	10	100
Methanol	-0,49	6,64	10	100
Primärstahl	-2,07	2,28	16	100

Die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie verursacht derzeit rund 77 % des industriellen Energiebedarfs (BMWi, 2021). Ein Großteil dieser Energie stammt aus fossilen Energieträgern, wie z.B. Kohle und Erdgas. Künftig kann der Energiebedarf zur Erzeugung von Prozesswärme entweder durch Strom aus EE oder durch klimaneutral hergestellten Wasserstoff gedeckt werden. Die Bestimmung des energetischen Wasserstoffbedarfs der Industriezweige ist aufgrund der hohen Heterogenität der verschiedenen Prozesse wesentlich komplexer und nur mit einer detaillierten Bottom-Up-Analyse aller Branchen, Temperaturniveaus und Anlagenspezifika realisierbar. Zur Vereinfachung wird die energetische Wasserstoffnachfrage daher Top-Down auf die Regionen verteilt. Hierfür wird der in der Primärquelle ermittelte energetische Wasserstoffbedarf der Industrie über die CO₂-Intensität der im Europäischen Emissionshandel (EU ETS) enthaltenen Anlagen verteilt. Der Ansatz impliziert, dass alle CO₂-Emissionen außerhalb der Prozessemissionen der Bereitstellung von Prozesswärme zuzuordnen sind. Als Verteilungsschlüssel wird der anlagenspezifische Anteil der Emissionen an den Gesamtemissionen der Industriezweige Eisen-/ Nichteisenmetallverarbeitung, Zement, Glas, Papier, Keramik und keramische Produkte

verwendet. Die Emissionsdaten entstammen dem European Union Transaction Log (EUTL) des Jahres 2019.⁶

Neben der Top-Down- und Bottom-Up-Analyse des industriellen Wasserstoffbedarfs, werden Vorhaben im Rahmen von IPCEI Wasserstoff berücksichtigt und den regionalen Wasserstoffbilanzen hinzugefügt (berücksichtigte Projekte in Tabelle A1 im Anhang A.1). Dadurch wird neben der modellierten kostenoptimalen Entwicklung des Energiesystems basierend auf der Primärquelle auch der Status quo des Markthochlaufs berücksichtigt.

4.2 Verkehrssektor

Die Bestimmung des Wasserstoffbedarfs im Verkehrssektor erfolgt entlang der vier Verkehrsträger Straße, Schiene, Wasser und Luft. Die deutschlandweiten Endenergiebedarfe leiten sich von der Primärquelle ab. Die Annahmen zur Durchdringungsrate Wasserstoff innerhalb der Verkehrsträger werden basierend auf dena (2021) getroffen (siehe Tabelle 2). Abschließend verteilen sich Wasserstoffbedarfe anhand der heutigen regionalen Aufkommen der Verkehrsträger auf die Regionen Ostdeutschlands.

Tabelle 2: Annahmen zur Durchdringung klimaneutralen Wasserstoffs im Verkehrssektor

Quelle: Fraunhofer ISI et al. (2021), dena (2021), eigene Annahmen

Szenario	Jahr	Durchdringungsrate Wasserstoff in %			
		Straße	Schiene	Wasser	Luft
Elektrifizierung	2030	0	0	0	0
	2045	10	0	5	8
Diversifizierung	2030	0	0	0	0
	2045	49	5	5	8

Die inländische Wasserstoffnachfrage und die Anzahl der Fahrzeuge einer Fahrzeugklasse (Personenkraftwagen (PKW), leichte Nutzfahrzeuge (LNF) und Lastkraftwagen (LKW)) im Straßenverkehr werden Fraunhofer ISI et al. (2021) entnommen. Im Jahr 2030 entsteht demnach im Straßenverkehr kein zusätzlicher Wasserstoffbedarf, bevor 2045 10 % des Endenergiebedarfs im Szenario *Elektrifizierung* und 49 % im Szenario *Diversifizierung* mit Wasserstoff gedeckt werden. Der Verteilungsschlüssel beruht auf den beim Kraftfahrtbundesamt zugelassenen Fahrzeuge der zwei Klassen PKW und LKW innerhalb der einzelnen Kreise (KBA, 2021). Der Anteil am Wasserstoffbedarf Deutschlands berechnet sich als Anteil der zugelassenen Fahrzeuge einer Fahrzeugklasse innerhalb einer Region an der Gesamtzahl der Fahrzeuge dieser Fahrzeugklasse.

⁶ Durch die weltweite COVID-19 Pandemie, die Anfang 2020 ausgebrochen ist, und den damit verbundenen Maßnahmen, eignet sich das Jahr 2020 nicht als Referenzjahr. Deshalb wird in der Analyse 2019 als repräsentatives Jahr verwendet.

Die Gewichtung der einzelnen Fahrzeugklassen untereinander findet anhand ihrer durchschnittlichen Fahrleistung pro Jahr sowie einem erwarteten durchschnittlichen Wasserstoffverbrauch (Helgeson et al., 2020) statt. Für die Verteilung des Bedarfs der LNF Fahrzeuge werden näherungsweise die PKW-Zulassungen verwendet. Die Regionalisierung anhand der Zulassungen spiegelt den tatsächlichen Kraftstoffverbrauch in den Regionen nur indirekt wider. Gerade bei LKWs könnte der Kraftstoffverbrauch eher an Tankstellen entlang der Autobahnen anstatt in der Region der Zulassung anfallen.

Im Schienenverkehr wird ausgehend vom Endenergiebedarf aus Fraunhofer ISI et al. (2021) mithilfe von Annahmen zur Wasserstoffdurchdringung ein Wasserstoffbedarf für die Szenarien ermittelt (dena, 2021). Im Jahr 2030 gibt es keinen Wasserstoffbedarf im Schienenverkehr, da Strecken, auf denen bisher mit Diesel betriebene Züge fahren, entweder elektrifiziert oder die Züge auf synthetische Kraftstoffe umgestellt werden. Gleiches gilt für das Jahr 2045 im Szenario *Elektrifizierung*. Nur im Jahr 2045 des Szenarios *Diversifizierung* werden die Züge auf den nicht elektrifizierten Strecken mit Wasserstoff betrieben, sodass 5 % des Endenergiebedarfs im Schienenverkehr durch Wasserstoff gedeckt wird. Der Verteilungsschlüssel auf die ostdeutschen Kreise berechnet sich aus dem Quotienten zwischen der Länge nicht-elektrifizierter Strecken in den Landkreisen und Großstädten und der Gesamtlänge des deutschen nicht-elektrifizierten Streckennetzes (DB, 2021).

Der Wasserverkehr setzt 2030 noch überwiegend Schiffsdiesel ein, sodass in keinem der Szenarien ein Wasserstoffbedarf entsteht. Aufgrund fehlender Alternativen, wird 2045 in beiden Szenarien sowohl in der Binnen- als auch in der Seeschifffahrt Wasserstoff als Kraftstoff eingesetzt. Dieser macht 5 % des Gesamtendenergiebedarfs aus, während der restliche Bedarf von synthetischen Kraftstoffen oder alternativen Kraftstoffen (z.B. Methanol, Ammoniak) gedeckt wird. Der Verteilungsschlüssel dieser Wasserstoffmengen ergibt sich aus historischen Güterbewegungen der deutschen Binnen- und Seehäfen (Eurostat, 2021a; Eurostat, 2021b). Zu den wichtigsten ostdeutschen Seehäfen zählen Rostock und Sassnitz, zu den Binnenhäfen Magdeburg und Berlin. Der jeweilige Anteil der Häfen an der Güterausfuhr in Deutschland wird als Annäherung an die Verteilung des Wasserstoffbedarfs der Binnen- bzw. Seeschifffahrt verwendet. Dabei werden jedoch weder die Länge der zu fahrenden Strecken noch die Personenbewegungen berücksichtigt, was zu Abweichungen von der realen Verteilung des Kraftstoffverbrauchs führen kann.

Analog zum Wasserverkehr entsteht 2030 im Luftverkehr kein Wasserstoffbedarf. Erst 2045 wird Wasserstoff mit 8 % am Endenergiebedarf in beiden Szenarien eingesetzt, da synthetische Kraftstoffe nach derzeitigem Wissensstand die einzige Kraftstoffalternative darstellen. Die Verteilung auf die ostdeutschen Landkreise und Großstädte erfolgt anhand der Flugverkehrsdaten der deutschen Flughäfen des Jahres 2019 (ADV, 2019). Der Anteil der einzelnen ostdeutschen Flughäfen am gesamten Wasserstoffbedarf berechnet sich über die Anzahl der Kurz-, Mittel-, und Langstreckenflüge des Passagier- und Frachtverkehrs der Flughäfen. Über deren durchschnittliche Streckenlänge und den Kraftstoffverbrauch einer Verkehrseinheit, d.h. 100 kg Fracht bzw. 1 Passagier, von 1,83 l Kerosin pro Verkehrseinheit berechnet sich der Anteil eines Flughafens am gesamten deutschen Wasserstoffverbrauch (BDL, 2020). Die Rolle des neuen Berliner Flughafens BER ist in den historischen Daten noch nicht enthalten. Die Annahmen seines zukünftigen

Verkehrsaufkommens basieren auf den aktuellen Untersuchungsberichten (BER, 2021). Dabei bleiben Rückwirkungen mit den Verkehrsaufkommen der übrigen ostdeutschen Flughäfen unberücksichtigt, sodass deren Wasserstoffbedarf tendenziell überschätzt wird.

4.3 Gebäudesektor

In den Rahmenszenarien der Primärquelle weist der Gebäudesektor 2030 keinen Wasserstoffbedarf auf. Lediglich im Szenario *Diversifizierung* wird 2045 der Wärmebedarf des Gebäudesektors anteilig mithilfe von Wasserstoff in Höhe von 35 TWh gedeckt. Dieser Wasserstoffbedarf wird anhand der Bevölkerung auf die Landkreise und Großstädte verteilt, sodass gerade in Großstädten ein höherer Wasserstoffbedarf entsteht (Eurostat, 2021c). Die Bevölkerung ist eine wesentliche Einflussgröße des Wärmebedarfs, sodass ihre Verwendung zur Verteilung des Wasserstoffbedarfs im Gebäudesektor hinreichend ist. Dabei bleibt jedoch der Gebäude- und Anlagenbestand unberücksichtigt, sodass der Wärmebedarf in Ostdeutschland bzw. in einzelnen Regionen unter- bzw. überschätzt wird.

Der zusätzliche Bedarf der IPCEI im Gebäudesektor, d.h. der Aufbau einer Wasserstoff-KWK-Anlage, wird der Wasserstoffnachfrage der jeweiligen Region hinzugefügt und fließt somit in die Wasserstoffbilanzen mit ein.

4.4 Stromsektor

Im Stromsektor kann ein zusätzlicher Wasserstoffbedarf durch die (Rück-) Verstromung von Wasserstoff entstehen, wenn bspw. Stromspeicher nicht ausreichen, um EE-Erzeugung und Stromverbrauch zu glätten. In den Szenarien ist dies nur im Jahr 2045 der Fall, da 2030 noch Erdgas als Brennstoff verwendet wird. Der Wasserstoffbedarf des Stromsektors errechnet sich aus der Stromerzeugung von Wasserstoffkraftwerken, die aus der Primärquelle übernommen und auf Ostdeutschland verteilt werden. Als Umwandlungseffizienz von Wasserstoffkraftwerken werden 48 % angenommen.

Für die Verteilung der Wasserstoffbedarfsmengen wird die Annahme getroffen, dass die Wasserstoffkraftwerke an Standorten heutiger Gaskraftwerke errichtet werden. Da diese Standorte mit den nötigen Peripherieanlagen ausgestattet sind und bereits an Schnittstellen zwischen Strom- und Gasnetz liegen, stellen sie geeignete Standorte für die Platzierung von Wasserstoffkraftwerken dar. Der Wasserstoffbedarf wird anhand der heutigen installierten Leistung dieser Gaskraftwerke verteilt (BNetzA, 2021). Von den insgesamt 25 GW installierter Gaskraftwerksleistung stehen rund 3 GW in Ostdeutschland.

4.5 Produktion

Dem Wasserstoffbedarf gegenüber steht in Fraunhofer ISI et al. (2021) eine inländische Produktion grünen Wasserstoffs. Im Szenario *Elektrifizierung* beträgt diese 2030 rund 0,2 TWh und 2045 rund 36 TWh, während sie im Szenario *Diversifizierung* 2030 bei 0,4 TWh und 2045 bei 62 TWh liegt. Diese Wasserstoffproduktion für Gesamtdeutschland wird anhand der EE-Erzeugungspotenziale (FfE, 2020) auf die ostdeutschen Landkreise und Großstädte verteilt. Die EE-Potenziale berücksichtigen Onshore Windkraft, Aufdach-Photovoltaik und Freiflächen-Photovoltaik-Potenziale. Die Verteilung erfolgt auf Grundlage der potenziellen Energiemengen. Es wird jedoch keine Einsatzoptimierung durchgeführt, sodass diese Verteilung nur als Annäherung an die tatsächliche Erzeugung von Wasserstoff dient.

Zusätzlich werden die Wasserstoffproduktionskapazitäten der IPCEI für die Verteilung der Wasserstoffmengen verwendet. Die Erzeugungsmengen der aktuell in Planung befindlichen Projekte übersteigt bereits die projizierten Wasserstoffmengen beider Szenarien für 2030. Daher werden für 2030 ausschließlich die Erzeugungsmengen der IPCEI berücksichtigt und anhand der Projektstandorte auf die Landkreise und Großstädte verteilt.⁷

Für die Variante des Szenarios *Diversifizierung*, welche technologieoffene Produktion unterstellt, werden folgende Annahmen getroffen: Im Jahr 2030 werden max. 50 % der jährlichen Erdgasimportleistung der Nord Stream Pipeline (entsprechend 27,5 mrd. m³/a) zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet, wobei maximal 75 % davon an der Küste in Wasserstoff umgewandelt werden können. Im Jahr 2050 kann die vollständige Importleistung (entsprechend 55 mrd. m³/a) zur Produktion von klimaneutralem Wasserstoff verwendet werden. Restkapazitäten, insbesondere der Nord Stream 2 Pipeline können beispielsweise zum Import und Weiterverteilung von Erdgas in andere Länder zur Produktion klimaneutralen Wasserstoffs verwendet werden. Als Umwandlungseffizienz von Erdgas in Wasserstoff werden 60 % (bezogen auf den Heizwert) angenommen.

4.6 Infrastruktur

Für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur bietet sich eine Umstellung existierender Erdgaspipelines an, da sich deren Nutzungsgrad langfristig durch die rückläufige Nutzung fossiler Energieträger reduzieren wird. Die Ermittlung einer bedarfsgerechten Wasserstoffinfrastruktur erfordert neben einer zuverlässigen Prognose von Wasserstoffaufkommen und -abnahme detaillierte Informationen zum Erdgasnetz, zur Erdgasnachfrage und zum zeitlichen Profil aller genannten Parameter. Da solch hochaufgelöste Daten zum derzeitigen Zeitpunkt nur schwierig zu bestimmen sind, wird für die Abschätzung eines künftigen Wasserstoffnetzes in Ostdeutschland ein heuristischer Ansatz gewählt, der eine erste Indikation für die langfristige Nutzung

⁷ Importflüsse und Transitbedarfe werden aus Fraunhofer et al. (2021) übernommen. Aufgrund der Berücksichtigung der IPCEI Wasserstoff ergeben sich Abweichungen von den in der Primärquelle ermittelten Importbedarfen. Daher werden die Import- und Transitflüsse der Primärquelle auf die Analyseergebnisse dieser Studie skaliert.

bestehender Erdgaspipelines bieten soll. Dafür werden Kapazitäts- und Topologieinformationen zum existierenden Erdgasnetz in Ostdeutschland recherchiert und aus bestehenden Quellen übernommen (EWI-interne Gasnetzdatenbank; Kunz et al., 2017). Für die Berechnung der jährlichen Wasserstofftransportkapazität auf Basis heutiger Erdgastransportkapazitäten wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass Wasserstoffpipelines im Jahr 2030 zunächst nur mit maximal 30 bar Druck betrieben werden, welcher dem Ausgangsdruck marktüblicher Elektrolyseure entspricht. Langfristig wird der Druck von Wasserstofftransportleitungen durch den Aufbau von Kompressoren erhöht, sodass eine höhere Energiemenge transportiert werden kann, die bei bis zu 75 % der heutigen Transportkapazität (bezogen auf die Energiemenge) von Erdgaspipelines liegt.

Für die Bestimmung der Wasserstoffinfrastruktur werden Quellen und Senken unter der Berücksichtigung von Wasserstoffimportpunkten und Transitbedarfen mithilfe bestehender Erdgaspipelines so verknüpft, dass Ungleichgewichte aufgelöst werden können und gleichzeitig der Erdgastransport über große Transitleitungen im Jahr 2030 gewährleistet bleibt. Der Neubau von Wasserstoffpipelines wird nur im äußersten Bedarfsfall in Betracht gezogen. Initial wird für das Jahr 2030 aus den geplanten IPCEI ein Wasserstoffstartnetz abgeleitet, das über beide Szenarien sowie die Variante im Szenario *Diversifizierung* als Grundlage dient.

Für die Umstellung heutiger Erdgas- in künftige Wasserstoffspeicher werden Standorte von Kavernenspeichern in Ostdeutschland berücksichtigt, da sich Porenspeicher nach derzeitigem Stand der Technik kaum zur Speicherung von Wasserstoff eignen. Für die Ausspeicherleistung umgestellter Kavernenspeicher wird die Annahme getroffen, dass die Ausspeicherleistung von Wasserstoffkavernen 70 % der heutigen Erdgasausspeicherleistung beträgt. Die Speicherkapazität umgestellter Kavernenspeicher beträgt per Annahme 33 % der bestehenden Erdgasspeicherkapazität (eigene Annahme basierend auf INES (2021)). Der Wasserstoffspeicherbedarf wird aus der Primärquelle übernommen und gemäß dem Anteil der ostdeutschen an der gesamten deutschen Kavernenspeicherkapazität skaliert.⁸

5 Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse aus den Analysen vorgestellt und diskutiert. Zunächst wird die gesamte Bilanz aus Wasserstoffnachfrage, -produktion und -importen Ostdeutschlands sektoral und für die beiden Szenarien gebildet. Anschließend wird die räumliche Verteilung der Bilanzen auf die einzelnen Land- und Stadtkreise dargestellt, welche unmittelbaren Aufschluss über die Notwendigkeit einer Infrastruktur gibt. Vorschläge für ein mögliches Wasserstoffnetz in den einzelnen Jahren und Szenarien werden im darauffolgenden Kapitel erläutert, sowie eine beispielhafte Leistungsbilanz für eine Spitzenlastsituation im Jahr 2045 analysiert. Im letzten Teil erfolgt eine Variation der Produktionsseite im Szenario *Diversifizierung*, die eine

⁸ Datengrundlage für Kavernenspeicher: GIE (2021).

technologieoffene Herstellung klimaneutralen Wasserstoffs, d.h. auch erdgasbasierte Technologien, betrachtet. Hierfür werden die Implikationen für das Wasserstoffnetz, die Importe und mögliche Transite aufgezeigt und diskutiert.

5.1 Wasserstoffbilanz

Die nachfolgende Abbildung 3 veranschaulicht die Gesamtergebnisse der berechneten Wasserstoffmengen aus Produktion und Nachfrage innerhalb der Szenarien *Elektrifizierung* und *Diversifizierung* für die Jahre 2030 und 2045.⁹

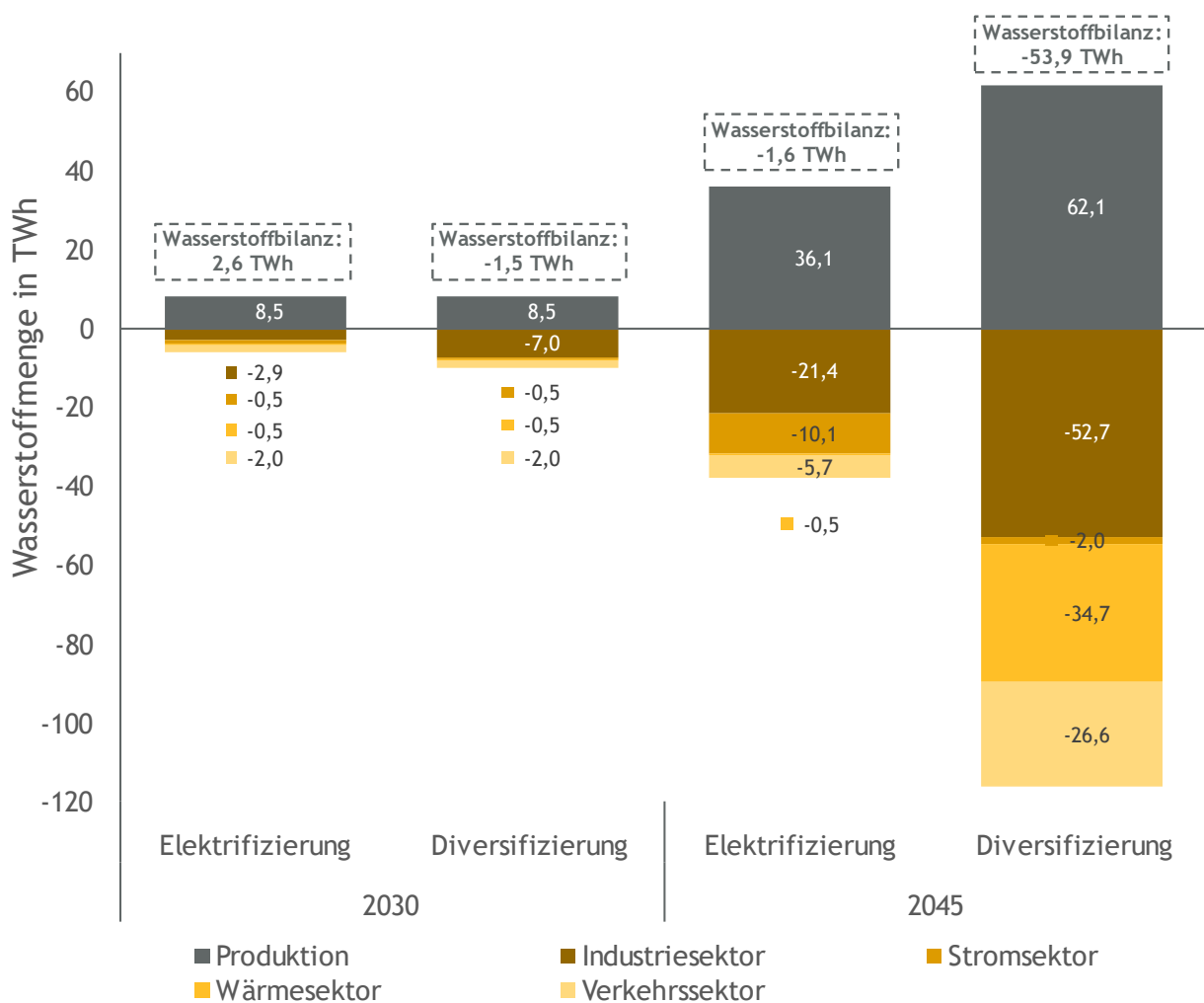


Abbildung 3: Sektorale Wasserstoffbedarfe in den Szenarien Elektrifizierung und Diversifizierung für die Jahre 2030 und 2045

Quelle: Eigene Abbildung

⁹ Siehe dazu auch Tabelle A.2 im Anhang A.2.

In beiden Szenarien ist bereits im Jahr 2030 eine signifikante Wasserstoffnachfrage zu erwarten, die nahezu vollständig dem Industriesektor zuzuordnen ist. Geplante IPCEI Wasserstoff wie zum Beispiel „doing hydrogen“ Vorhaben bewirken zudem eine Nachfrage in weiteren Sektoren. Aufgrund hoher geplanter Elektrolysekapazitäten in den Projekten kann Ostdeutschland im Jahr 2030 seinen Bedarf im Szenario *Diversifizierung* nahezu decken. Im Szenario *Elektrifizierung* sind sogar Exporte von etwas weniger als 3 TWh möglich, vorausgesetzt, dass alle angenommenen Projekte realisiert werden. Bis zum Jahr 2045 ist ein deutlicher Anstieg der Wasserstoffnachfrage in allen Sektoren zu erwarten, mit Ausnahme des Gebäudesektors im Szenario *Elektrifizierung*. Der höchste Wasserstoffbedarf entsteht in beiden Szenarien im Industriesektor (21 TWh bzw. 53 TWh), wobei der Unterschied vollständig dem vermehrten Einsatz zur Bereitstellung von Prozesswärme im Szenario *Diversifizierung* zuzuordnen ist. Die restliche Wasserstoffnachfrage im Industriesektor ist stofflich bedingt und daher nicht durch Elektrifizierung substituierbar. Im Verkehrssektor beträgt die jährliche Wasserstoffnachfrage knapp 6 TWh bzw. 27 TWh. Der Unterschied resultiert hauptsächlich aus dem Schwerlastverkehr. Im Stromsektor erfüllen wasserstoffbetriebene Kraftwerke eine wichtige Backup-Funktion. Die resultierende Nachfrage beträgt 10 TWh im Szenario *Elektrifizierung* und 2 TWh im Szenario *Diversifizierung*. In ersterem ist die Bilanz aus Nachfrage und Produktion in Ostdeutschland nahezu ausgeglichen, während im Szenario *Diversifizierung* Importe von 54 TWh notwendig sind. Diese stammen im Wesentlichen aus Nord- und Osteuropa sowie dem Baltikum (Fraunhofer ISI et al., 2021).

5.2 Räumliche Verteilung

Die Ergebnisse der Wasserstoffbilanzen in den Szenarien *Elektrifizierung* und *Diversifizierung* für 2030 und 2045 werden regional aufgelöst und für alle 77 Landkreise und Großstädte in Ostdeutschland in Kartendarstellungen visualisiert, wie in Abbildung 4 dargestellt. Die Regionen sind abhängig vom Ergebnis der berechneten Wasserstoffmengen eingefärbt. Regionen mit einem Produktionsüberschuss sind blau eingefärbt, während Regionen mit einem Produktionsdefizit rot dargestellt werden. Weiß gefärbte Regionen kennzeichnen (nahezu) ausgeglichene Landkreise und Großstädte (Abweichung von Angebot und Nachfrage unter 0,1 TWh). Außerdem zeigen die Bilanzkarten ermittelte Standorte energieintensiver Industrien der Branchen Ammoniak, Glas, Methanol, Papier, Stahl, Zement und Mineralölraffinerien.

Im Szenario *Elektrifizierung* beträgt die gesamte Wasserstoffnachfrage im Jahr 2030 rund 6 TWh, welche maßgeblich durch Großprojekte von Industrieunternehmen im Großraum Berlin und im Mitteldeutschen Chemiedreieck getrieben wird. Dem gegenüber steht eine gesamte Wasserstoffproduktion von ungefähr 9 TWh. Die Produktion konzentriert sich aufgrund günstiger EE-Potenziale auf den Norden Ostdeutschlands (Mecklenburg-Vorpommern), sowie verbrauchsnahe an Industriestandorten im Mitteldeutschen Chemiedreieck. Bilanziell ergibt sich für Ostdeutschland in diesem Szenario ein Wasserstoffüberschuss von fast 3 TWh. Die Region würde somit 2030 zum Nettoexporteur von Wasserstoff. Räumlich betrachtet entstehen dadurch Landkreise und Großstädte mit Produktionsüberschüssen und -defiziten. Die Landkreise mit den größten Produktionsüberschüssen sind der Landkreis Rostock (5 TWh) und die angrenzende

gleichnamige kreisfreie Stadt (2 TWh), da dort 2030 kaum Wasserstoff nachgefragt wird und gleichzeitig eine Gesamtproduktion von 8 TWh aus Vorhaben der IPCEI Wasserstoff entsteht. Dem gegenüber stehen Landkreise mit den größten Produktionsdefiziten wie Märkisch-Oderland (-2 TWh) und Oder-Spree (-1 TWh), die aufgrund von Projekten wie „doing hydrogen - CEMEX Rüdersdorf“ und „DRIBE2 - Arcelor Mittal Eisenhüttenstadt“ deutlich mehr Wasserstoff nachfragen als innerhalb der Landkreise erzeugt werden kann. Die Bilanzkarte zeigt, dass aufgrund von Überschüssen im Norden und Defiziten in der Mitte und Süden Ostdeutschlands tendenziell ein Nord-Süd-Ungleichgewicht entsteht.

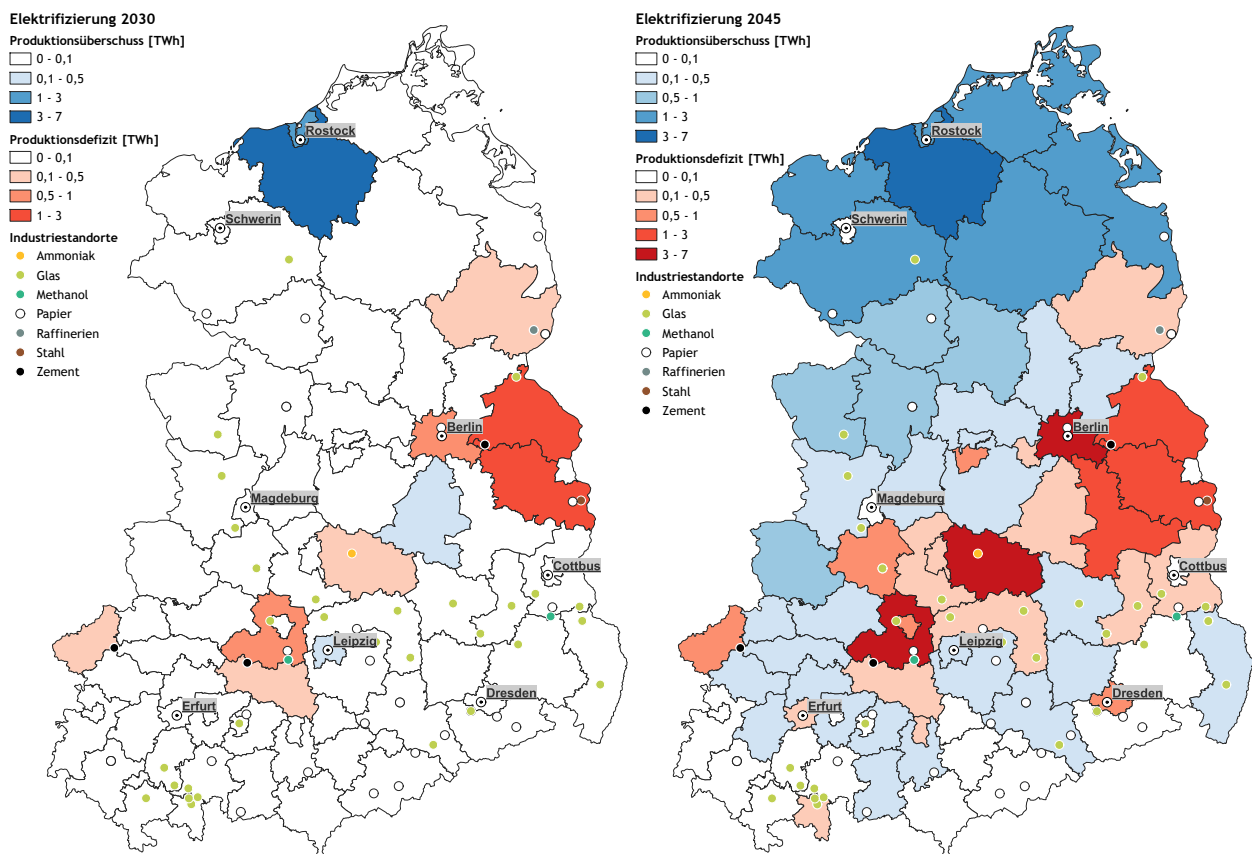


Abbildung 4: Wasserstoffbilanzen im Szenario Elektrifizierung für 2030 (links) und 2045 (rechts)

Quelle: Eigene Abbildung

Für das gleiche Szenario im Jahr 2045 zeigt die dazugehörige Bilanzkarte auf der rechten Seite in Abbildung 4 eine deutliche Veränderung in Ostdeutschland. Die gesamte Wasserstoffnachfrage steigt zwischen 2030 und 2045 auf 38 TWh aufgrund von deutlich höherer Nachfrage aus dem Industrie-, Strom- und Verkehrssektor stark an. Die gesamte Wasserstoffproduktion steigt ebenfalls signifikant und erreicht bis 2045 36 TWh. Die resultierende Wasserstoffbilanz ergibt im Szenario Elektrifizierung im Jahr 2045 einen Importbedarf von ungefähr 2 TWh. Importe stammen zu großen Teilen aus dem Baltikum, Nord- und Osteuropa, wobei der Transitbedarf in andere Regionen mit rund 1 TWh sehr gering ausfällt. Aufgrund der kaum veränderten Nachfrage an Wasserstoff bis 2045 weist der Landkreis Rostock weiterhin mit 5 TWh den größten Produktionsüberschuss auf. Daneben hat der angrenzende Landkreis Mecklenburgische Seenplatte

aufgrund hoher Wasserstoffproduktion ohne bedeutende Nachfrage den zweitgrößten Produktionsüberschuss (2 TWh). Im Jahr 2045 entsteht durch die deutliche Steigerung der Nachfrage das größte Produktionsdefizit im Saalekreis (-5 TWh), getrieben durch die Produktion von Methanol (4 TWh) und die Verarbeitung von Mineralöl (1 TWh). Der Landkreis Wittenberg weist das zweitgrößte Produktionsdefizit mit -5 TWh) auf, das maßgeblich durch die ansässige Ammoniakherstellung (knapp 6 TWh) im Industriesektor bestimmt wird. Ebenfalls entsteht in Berlin ein signifikantes Produktionsdefizit von -4 TWh, das sich vor allem durch die verstärkte Nutzung von Wasserstoff im Strom- und Verkehrssektor ergibt. Aufgrund von Produktionsüberschüssen im Norden und Produktionsdefiziten in der Mitte und im Süden von Ostdeutschland bleibt die geographische Trennung zwischen Produktion und Nachfrage bestehen und das Nord-Süd-Ungleichgewicht wird verstärkt.

Das Szenario *Diversifizierung* im Jahr 2030 hat eine gesamte Wasserstoffnachfrage von 10 TWh und somit eine um fast 70 % höhere Nachfrage im Vergleich zum Szenario *Elektrifizierung*. Der Anstieg ist vor allem durch die vermehrte Verwendung von Wasserstoff zur Erzeugung von Prozesswärme (4 TWh) in der Industrie zu begründen. Dem gegenüber steht eine unveränderte gesamte Wasserstoffproduktion von 9 TWh. Aufgrund der in den beiden Szenarien für 2030 identischen Produktionskapazitäten und -standorte bleibt die räumliche Konzentration der Produktion im Vergleich zum Szenario *Elektrifizierung* unverändert. Als Resultat importiert Ostdeutschland in diesem Szenario im Jahr 2030 Wasserstoff aus anderen Regionen mit einem Bedarf von knapp 2 TWh. Importe stammen zunächst aus Nordeuropa (rund 2 TWh) und erreichen Ostdeutschland über den Nordwesten. Zudem besteht die Möglichkeit von Importen aus Übersee, die über ein Terminal im Rostocker Hafen direkt in das dort aufzubauende Wasserstoffnetz eingespeist werden können (siehe hierzu Kapitel 5.3). Pipelineimporte aus anderen Regionen erscheinen im Jahr 2030 wenig realistisch, da entweder Pipelines über weite Distanzen (z.B. Nordafrika) gebaut oder umgestellt werden müssen oder die exportierenden Länder zunächst die Dekarbonisierung des nationalen Energiesystems vorantreiben müssen (z.B. osteuropäische Länder). Die Bilanzkarte in Abbildung 5 zeigt, dass die Landkreise mit den größten Produktionsüberschüssen im Szenario *Diversifizierung* im Vergleich zum Szenario *Elektrifizierung* unverändert bleiben. Auf Seiten der Produktionsdefizite ist durch die deutliche Zunahme der Nachfrage an Wasserstoff zu erkennen, dass mehr Landkreise und Großstädte ein Produktionsdefizit aufweisen. Das größte Produktionsdefizit besteht weiterhin im Landkreis Märkisch-Oderland, welches sich aufgrund stärkerer Nutzung von wasserstoffbasierter Prozesswärme auf ungefähr 3 TWh vergrößert. Die Bildung eines Nord-Süd-Ungleichgewichts ist ebenfalls zu erkennen.

Im Jahr 2045 zeigt die Bilanzkarte auf der rechten Seite in Abbildung 5 eine deutliche Zunahme von Regionen mit Produktionsüberschüssen und -defiziten in Ostdeutschland. Die gesamte Wasserstoffnachfrage steigt zwischen 2030 und 2045 um 106 TWh auf insgesamt 116 TWh an. Für den Anstieg verantwortlich sind besonders die gestiegenen Nachfragen im Industriesektor, Wärmesektor und Verkehrssektor. Die Nachfrage im Stromsektor wächst bis 2045 hingegen nur sehr leicht (1 TWh). Die gesamte Wasserstoffproduktion steigt zeitgleich um rund 54 TWh stark an und erreicht bis 2045 bis zu 62 TWh. Die Produktion verteilt sich dabei vorrangig auf den Norden

Ostdeutschlands. Die resultierende Wasserstoffbilanz im Szenario *Diversifizierung* für das Jahr 2045 ist negativ mit einem signifikanten Produktionsdefizit von insgesamt 54 TWh. Ostdeutschland ist in diesem Szenario somit auf erhebliche Importe von Wasserstoff angewiesen und kann nur 54 % des Eigenbedarfs durch lokale Erzeugung abdecken. Die Importflüsse werden der Primärquelle (Fraunhofer ISI et al., 2021) entnommen und stammen zu rund 30 % aus Nordeuropa und zu 70 %

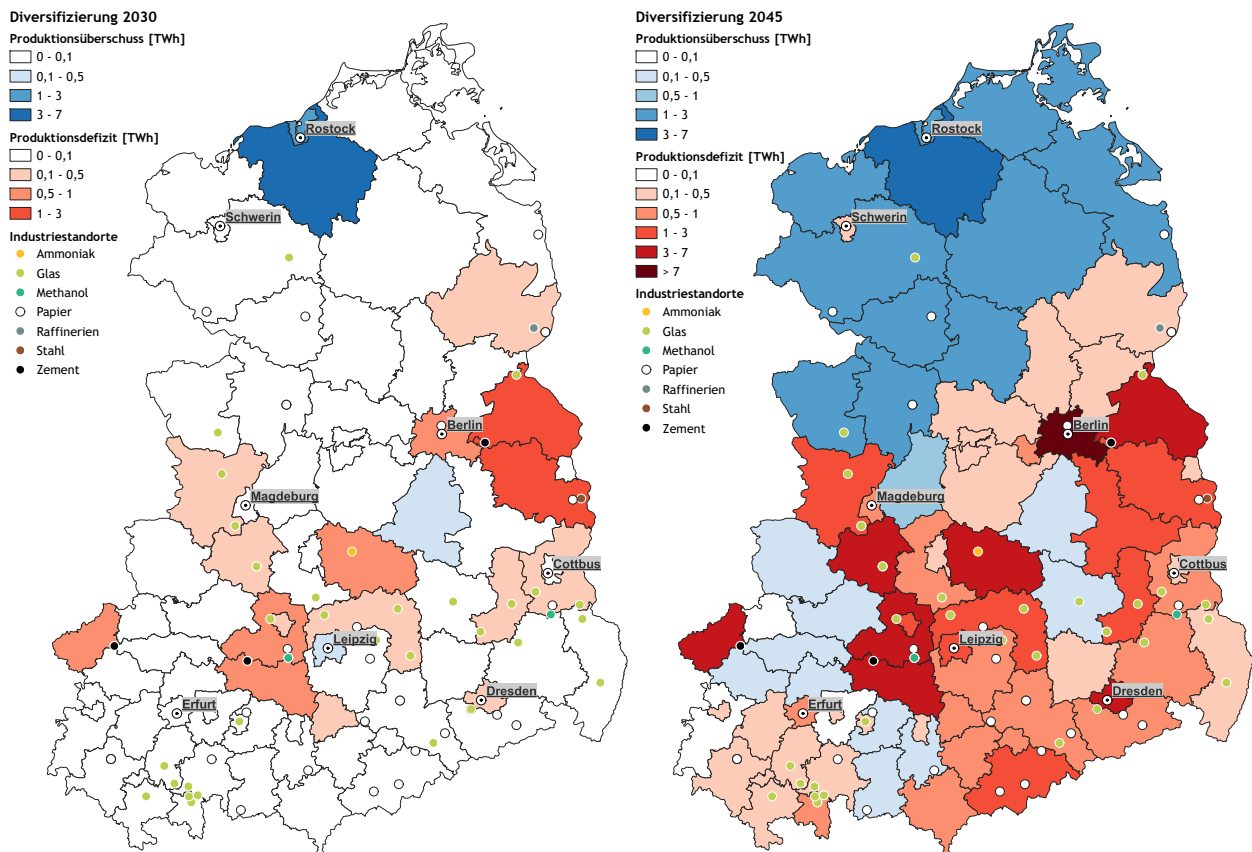


Abbildung 5: Wasserstoffbilanzen im Szenario *Diversifizierung* für 2030 (links) und 2045 (rechts)

Quelle: Eigene Abbildung

aus Osteuropa bzw. den baltischen Staaten. Zudem sind signifikante Transite durch Ost- nach Süddeutschland notwendig, die 2045 bis zu 55 TWh betragen. Die Landkreise und Großstädte mit den größten Produktionsüberschüssen 2045 bleiben im Vergleich zum Szenario *Elektrifizierung* unverändert. Im Landkreis Rostock resultiert der größte Produktionsüberschuss (4 TWh). Dieser sinkt leicht im Vergleich zum Szenario *Elektrifizierung*, da hier neben konstanter Produktion von 5 TWh die Nachfrage im Wärme- und Verkehrssektor auf ungefähr 1 TWh steigt. Im Landkreis Mecklenburgische Seenplatte verbleibt der zweitgrößte Produktionsüberschuss mit 3 TWh. Das größte Produktionsdefizit findet sich in Berlin (-12 TWh), das zu großen Teilen aus der gestiegenen Wasserstoffnachfrage im Gebäudesektor (8 TWh) und dem Verkehrssektor (4 TWh) in Kombination mit einer geringen Eigenproduktion (1 TWh) resultiert. Weitere große Produktionsdefizite entstehen in den Landkreisen Märkisch-Oderland und Eichsfeld (jeweils -6 TWh) aufgrund der hohen Nachfrage an Wasserstoff zur Bereitstellung von Prozesswärme (7 bzw. 6 TWh).

5.3 Infrastruktur

Aus den Ergebnissen der regionalen Wasserstoffbilanzen und unter Berücksichtigung von Wasserstofftransitbedarfen wird ein Wasserstoffnetz hergeleitet, das Quellen mit Senken verbindet und größtenteils durch Umstellung von Erdgasleitungen entwickelt wird. Die Netzkarten entsprechen dabei einer ersten Indikation zur Diskussion einer Wasserstoffinfrastruktur in Ostdeutschland. Beide Szenarien bauen im Jahr 2030 zunächst auf das geplante Startnetz der IPCEI Wasserstoff auf.

Die Karten in Abbildung 6 veranschaulichen einen möglichen Wasserstoffnetzausbau im Jahr 2030 und 2045 im Szenario *Elektrifizierung*. Zudem sind Erdgaskavernenspeicher dargestellt, die in unmittelbarer Nähe zum vorgeschlagenen Wasserstoffnetz liegen und die als Basis für die Speicherpotenzialanalyse im späteren Teil dieses Kapitels dienen. Das vorgeschlagene Wasserstoffnetz im Jahr 2030 basiert größtenteils auf dem geplanten Wasserstoffstartnetz im Rahmen der IPCEI. Es verbindet die Region um Rostock mit den Verbrauchszentren Berlin, angrenzenden Regionen und dem mitteldeutschen Chemiedreieck. Zusätzlich gibt es eine Verbindung des ostdeutschen Startnetzes mit den in westlichen Bundesländern geplanten Netzausbaumaßnahmen.

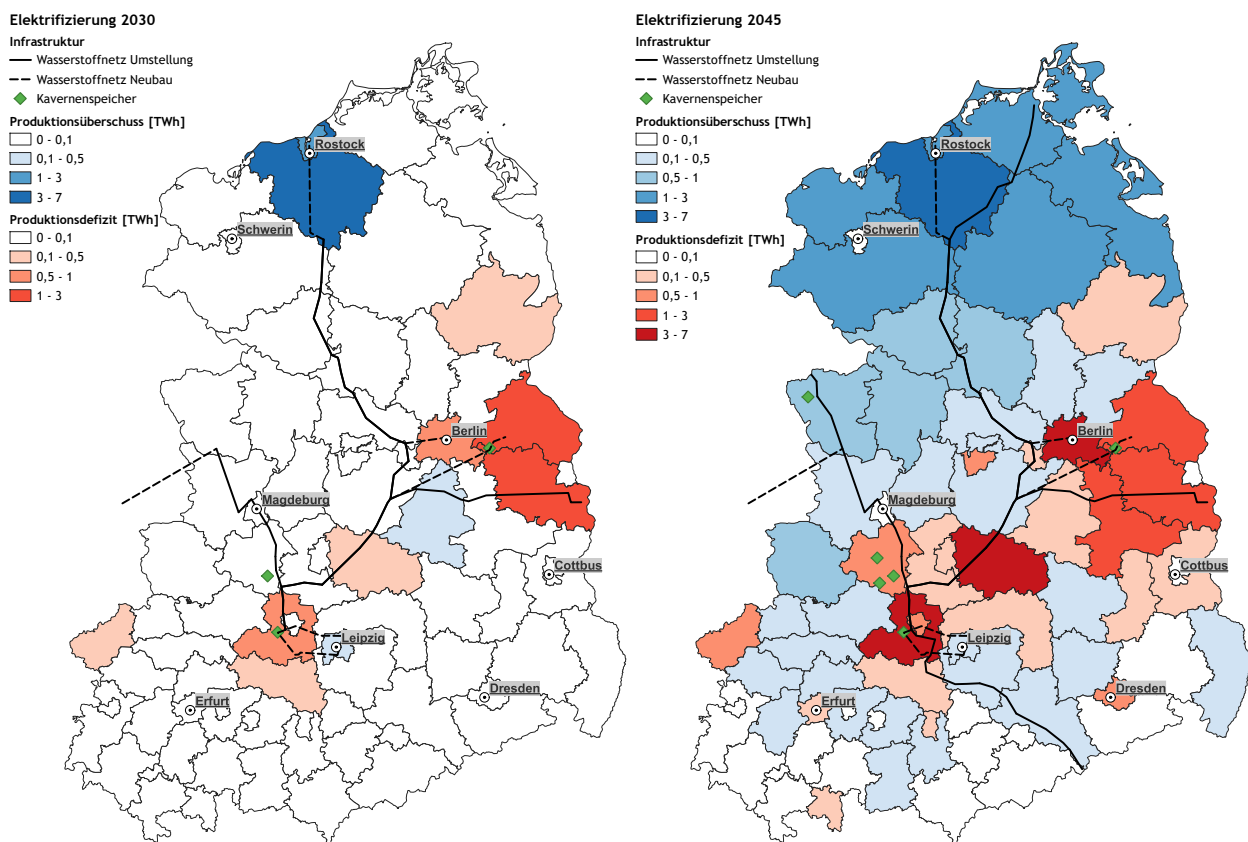


Abbildung 6: Potenzielles Wasserstoffnetz im Szenario *Elektrifizierung* für 2030 (links) und 2045 (rechts)

Quelle: Eigene Abbildung

Im Jahr 2045 sind nur wenige weitere Umstellungen notwendig, da die Nachfrage hauptsächlich von Großabnehmern der Industrie getrieben wird, deren Cluster bereits in der Startphase verbunden wurden. Durch Erweiterungen im Norden Ostdeutschlands können weitere Erzeugerregionen angeschlossen werden. Außerdem sind im Jahr 2045 Importe aus anderen Regionen, sowie Transite nach Westdeutschland notwendig. Um diese zu ermöglichen, bieten sich Umstellungen in Richtung Tschechien im Südosten an (Importe: < 1 TWh), sowie in Richtung Westdeutschland (Transite: < 1 TWh). Dadurch können weitere Erdgaskavernenspeicher auf Wasserstoff umgestellt werden.

Das vorgeschlagene Wasserstoffnetz im Szenario *Diversifizierung* ist im Jahr 2030 noch identisch mit dem vorigen Szenario, wie in Abbildung 7 dargestellt. Die Verbindungsleitung nach Westdeutschland ist im Szenario *Diversifizierung* von größerer Bedeutung, da Ostdeutschland auf Importe in Höhe von ungefähr 2 TWh angewiesen ist. Der höhere Wasserstoffbedarf im Szenario *Diversifizierung* wirkt sich im Jahr 2045 deutlich auf das vorgeschlagene Wasserstoffnetz aus. Durch große Ungleichgewichte zwischen den Küsten- und den inländischen Regionen gewinnen die Nord-Süd-Verbindungen an Bedeutung, was zu weiteren Umstellungen von Leitungen führt.

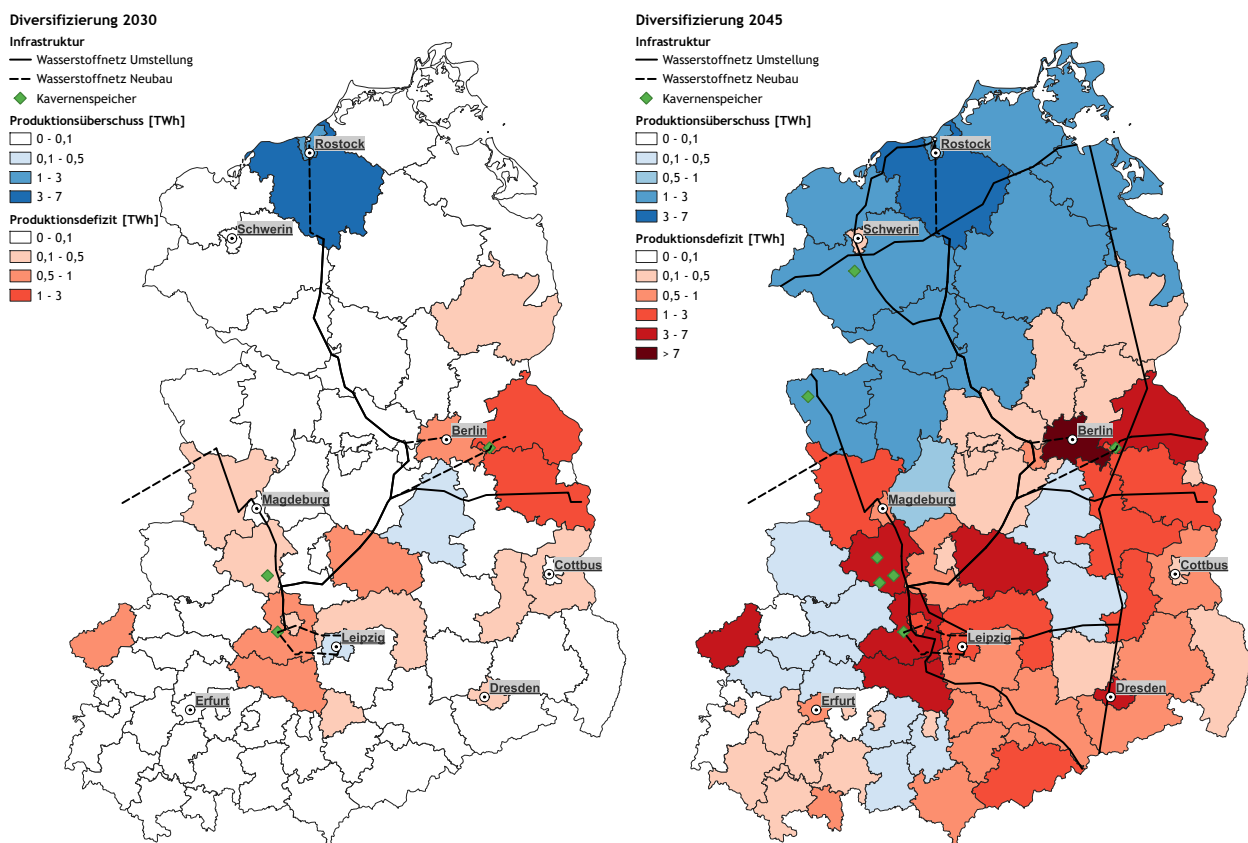


Abbildung 7: Potenzielles Wasserstoffnetz im Szenario *Diversifizierung* für 2030 (links) und 2045 (rechts)

Quelle: Eigene Abbildung

Ostdeutschland importiert in diesem Szenario rund 30 TWh Wasserstoff aus Nordeuropa, welcher über Verbindungen im Nordwesten und in Mitteldeutschland geleitet werden können. Weitere

Importe erfolgen aus osteuropäischen Ländern und dem Baltikum in Höhe von rund 73 TWh, welche per Annahme über die Umstellung des östlich von Berlin gelegenen Grenzübergangspunktes bei Mallnow ins ostdeutsche Netz eingespeist werden. Zudem sind Transite von rund 48 TWh nach Süddeutschland notwendig. Hier wurde angenommen, dass die Transite über die südöstliche Grenze zu Tschechien und von dort zurück nach Deutschland erfolgen. Alternativ wäre eine Umstellung von Erdgaspipelines möglich, die direkt über Thüringen nach Süddeutschland verlaufen. Das vorgeschlagene Wasserstoffnetz für das Jahr 2045 verbindet die wesentlichen Quellen, Senken und Importpunkte. Es bestehen weitere niedrigere Ungleichgewichte in einigen Regionen, die nicht unmittelbar mit dem Wasserstoffnetz verbunden sind. Inwieweit diese kleineren Ungleichgewichte durch gezielte Maßnahmen, beispielsweise dezentrale Produktion oder Nutzung alternativer Technologien, ausgeglichen werden können, ist nicht Bestandteil dieser Studie. Im Bedarfsfall ist es daher aber nicht auszuschließen, dass weitere Umstellungen und Neubauten notwendig sind.

Ein zentraler Treiber bei der Dimensionierung und dem Layout eines Wasserstoffnetzes ist neben den regionalen Bilanzen und dem vorhandenen Erdgasnetz der Bedarf an Transiten und die Herkunft von Importen. In den Szenarien *Elektrifizierung* und *Diversifizierung* wurden Transite und Importquellen aus der Primärquelle übernommen. Im Jahr 2045 betragen die Transite somit weniger als 1 TWh nach Westdeutschland (*Elektrifizierung*) und bis zu 48 TWh nach Süddeutschland (*Diversifizierung*). Importe stammen hauptsächlich aus Nord- und Osteuropa sowie dem Baltikum. Für die Importpunkte wurden Annahmen bezüglich der Pipelineverbindungen getroffen, wobei nordeuropäische Importe über Nordwestdeutschland in die ostdeutschen Bundesländer geleitet werden und osteuropäische bzw. baltische Importe über den Grenzübergang Mallnow (östlich von Berlin) ins Netz eingespeist werden. Vor allem im Szenario *Diversifizierung* sind daher große Import- und Transitkapazitäten zu schaffen, um das ostdeutsche Netz in eine europäische Wasserstoffinfrastruktur einzubinden. Das ostdeutsche Gasnetz verfügt sowohl in Nord-Süd- als auch in Ost-West-Richtung über große Transitkapazitäten, die bei Bedarf auf Wasserstoff umgestellt werden können. Gleichzeitig unterliegen die Annahmen zu Importquellen, Mengen- und Kostenpotenzialen und Einspeisepunkten ins ostdeutsche Wasserstoffnetz gewissen Unsicherheiten und haben einen starken Einfluss auf das sich entwickelnde Wasserstoffnetz. Für einen bedarfsgerechten Netzausbau sind daher weitere Analysen sowie eine grenzüberschreitende Planung des Wasserstoffmarkthochlaufs sinnvoll.

5.4 Speicher

Entlang der vorgeschlagenen Leitungen der verschiedenen Jahre und Szenarien liegen mehrere Erdgaskavernenspeicher, die für die Wasserstoffspeicherung umgestellt werden können. Aus der in der Primärquelle optimierten Entwicklung des gesamten Energiesystems leitet sich ein gesamtdeutscher Speicherbedarf für Wasserstoff ab. Der Speicherbedarf wird auf die Region Ostdeutschland skaliert und mit dem Speicherpotenzial durch Umstellung bestehender Erdgasspeicher verglichen. Das Speicherpotenzial (inkl. der Ausspeicherleistung) leitet sich aus

den in unmittelbarer Nähe zum Wasserstoffnetz befindlichen Erdgaskavernenspeicher ab. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3 dargestellt.¹⁰

Tabelle 3: Ergebnisse des Wasserstoffspeicherbedarfs und -potenzials in Ostdeutschland

Quelle: Fraunhofer ISI et al. (2021), GIE (2021), eigene Berechnungen

Szenario	Jahr	Speicherbedarf Ostdeutschland [TWh]	Speicherpotenzial Ostdeutschland [TWh]	Potenzial Ausspeicherleistung Ostdeutschland [GW]
<i>Elektrifizierung</i>	2030	0	8	15
	2045	18	12	35
<i>Diversifizierung</i>	2030	0	8	15
	2045	12	14	38

Durch die Umstellung aller bestehenden Erdgaskavernenspeicher kann im Szenario *Diversifizierung* mit einem Potenzial von 14 TWh der notwendige Speicherbedarf von 12 TWh knapp erreicht werden. Im Szenario *Elektrifizierung* ist das Speicherpotenzial etwas niedriger, da sich die Erdgaskaverne Kraak weit entfernt zum vorgeschlagenen Wasserstoffnetz befindet und daher nicht umgestellt wird. Der Speicherbedarf in Höhe von 18 TWh übersteigt somit das Potenzial aus der Umstellung bestehender Kavernenspeicher um 6 TWh. Selbst bei zusätzlicher Anbindung des Speichers Kraak reichen die Potenziale nicht aus, um den Speicherbedarf vollständig zu decken.

Neben dem gesamten Speichervolumen spielt das Potenzial an Ausspeicherleistung eine zentrale Rolle bei der Bewertung der Leistungsfähigkeit einer künftigen Wasserstoffinfrastruktur, da sie wichtige Aufgaben zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit übernimmt. Insbesondere in Zeiten mit geringer EE-Einspeisung bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage werden wasserstoffbetriebene Spitzenlastkraftwerke benötigt, deren Leistungsbedarf durch die Wasserstoffinfrastruktur abgedeckt sein muss. Um den Leistungsbedarf und das -potenzial der Infrastruktur abzuschätzen, wird im Folgenden eine beispielhafte Spitzenlastsituation einer Stunde dargestellt.¹¹ Abbildung 8 veranschaulicht die Leistungsbilanz einer solchen Situation. Die Darstellung entspricht einer indikativen und beispielhaften Situation, abgeleitet aus den Ergebnissen zur sektoralen Wasserstoffnachfrage, zu Importen, Transiten und der Speicherpotenziale.

¹⁰ Es wird angenommen, dass im Jahr 2030 in beiden Szenarien die Speicher Rüdersdorf, Bad Lauchstädt und Bernburg auf Wasserstoff umgestellt werden können. Im Szenario *Elektrifizierung* werden 2045 zusätzlich die Kavernenspeicher Peckensen, Peißen und Staßfurt umgestellt, im Szenario *Diversifizierung* kommt der Speicher Kraak hinzu.

¹¹ Annahmen der Betrachtung einer Spitzenlastsituation: Keine inländische Wasserstoffproduktion; Importpipelines, Transite und Industriesektor liefern/beziehen über das gesamte Jahr eine konstante Leistung; wasserstoffbetriebene Gaskraftwerke sind in dieser Stunde voll ausgelastet; die Leistung des Wärmesektors entspricht der konstanten Leistung in Bezug auf ein halbes Jahr.

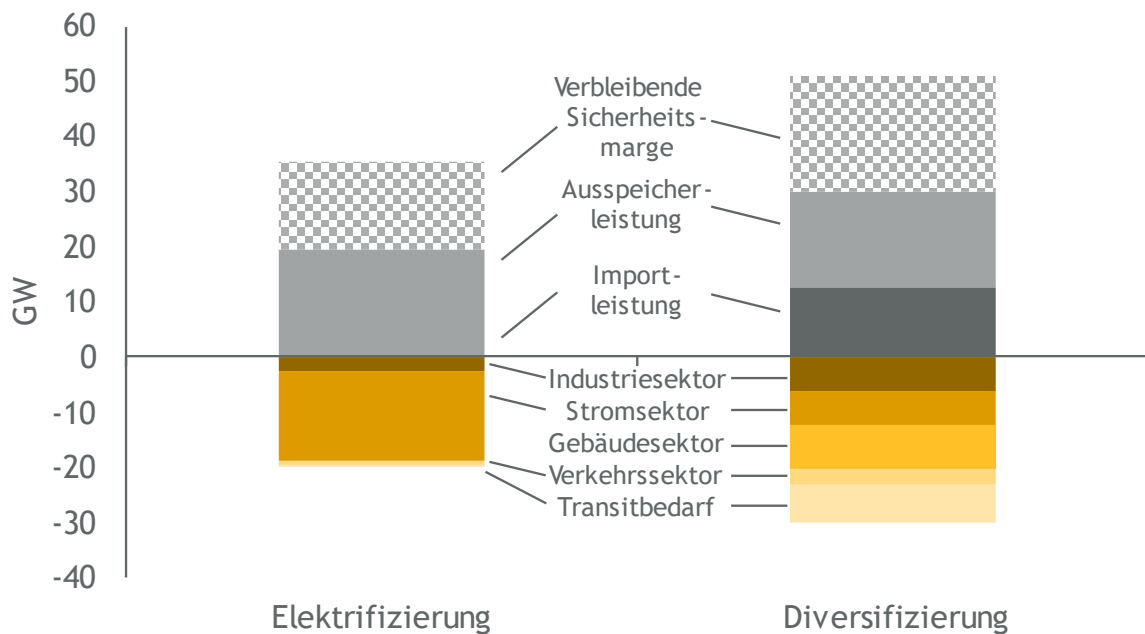


Abbildung 8: Beispielhafte Leistungsbilanz im Spitzenlastfall im Jahr 2045

Quelle: Eigene Abbildung

Im Szenario *Elektrifizierung* stammt der Leistungsbedarf fast ausschließlich aus dem Stromsektor, da die wasserstoffbetriebenen Kraftwerke eine wichtige Backup-Funktion erfüllen (Fraunhofer ISI et al., 2021). Die gesicherte Leistung der Infrastruktur stammt fast ausschließlich aus der Ausspeicherleistung, da in diesem Szenario nur geringe Importkapazitäten vorgehalten werden. Im Szenario *Diversifizierung* weist der Stromsektor nach dem Gebäudesektor den zweithöchsten Leistungsbedarf auf. Zudem erfordern die Transite einen deutlichen Bedarf an gesicherter Leistung. Die Leistungsbereitstellung stammt zu rund 40 % aus vorgehaltener Importkapazität und 60 % aus der Ausspeicherleistung. In beiden Szenarien zeigt sich, dass die Spitzenlast der Wasserstoffinfrastruktur durch Importe und Ausspeicherleistung gedeckt werden kann. Die gesicherte Leistung übersteigt den Bedarf, sodass hinsichtlich der Ausspeicherleistung eine Sicherheitsmarge verbleibt (schraffierte Fläche). Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass zuvor ausreichend große Mengen Wasserstoff in den Speicher eingespeist wurden. Zugleich geht die Analyse davon aus, dass sich die Transite in einer solchen Situation nicht erhöhen. Da Transite im Szenario *Diversifizierung* insbesondere nach Süddeutschland erfolgen, ist es jedoch denkbar, dass sich der Leistungsbedarf der Anrainerregion zeitgleich erhöht und somit der Transitbedarf steigt. Da Süddeutschland über keine Kavernenspeicherkapazitäten verfügt, müsste der gesamte Leistungsbedarf der Region über Importe und Transite, wie beispielsweise über Ostdeutschland, gedeckt werden.¹²

¹² Ausführliche Aussagen über die Leistungsfähigkeit der Infrastruktur erfordern detaillierte Netzsimulationen und sind an dieser Stelle daher vereinfacht dargestellt.

5.5 Variation Diversifizierung mit technologieoffener Produktion

Dem Rahmenszenario der Primärquelle folgend, wurde in den vorigen Analysen zu Wasserstoffbilanz und Infrastrukturbedarf eine Limitierung der Produktion auf strombasierten grünen Wasserstoff gesetzt. Um die Produktionspotenziale zu vergrößern ist eine Verwendung weiterer Erzeugungstechnologien neben der Wasserelektrolyse denkbar. Es bieten sich insbesondere die Reformierung von Erdgas und die Methanpyrolyse an. Bei der Verwendung fossilen Erdgases kann mit beiden Verfahren klimaneutraler Wasserstoff erzeugt werden, wenn anfallende CO₂-Emissionen bzw. fester Kohlenstoff unterirdisch gespeichert, eingelagert oder anderweitig genutzt werden und eine Rückführung in den Kohlenstoffkreislauf ausgeschlossen ist. Die Technologien haben den Vorteil, dass sie skalierbar, weniger abhängig von der Stromversorgung und somit von volatiler EE-Einspeisung sind. Dadurch kann die erdgasbasierte Wasserstoffherzeugung neben einer Erhöhung der Produktionspotenziale für klimaneutralen Wasserstoff außerdem einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, da sie auch im Spitzenlastfall gesicherte Leistung in der Wasserstoffversorgung bereitstellt.

Die Erzeugungskosten grünen Wasserstoffs sind im Wesentlichen abhängig von den Stromkosten und der Stromverfügbarkeit, die Einfluss auf die Volllaststunden und damit auf die Verteilung der Fixkosten der Erzeugungsanlage hat. Der Strombezug kann dabei beispielsweise über den Strommarkt oder durch eine direkte Kopplung der EE-Anlage mit dem Wasserstoffproduzenten erfolgen. In ersterem ist damit der variierende Großhandelsstrompreis für die Berechnung der variablen Kosten ausschlaggebend, während in letzterem die konstanten Stromgestehungskosten der EE-Anlage über die anzulegenden Stromkosten entscheiden (Schlund & Theile, 2021). Beim Kostenvergleich direktgekoppelter Anlagen zeigt sich, dass im Jahr 2045 der Import grünen Wasserstoffs aus Südeuropa (Griechenland, Spanien) mit durchschnittlich 2,1 €/kg und aus Nordeuropa (Schweden, Dänemark, Norwegen) mit durchschnittlich 2,4 €/kg die günstigsten Optionen für Deutschland darstellen. Länder im Osten und im Baltikum (Polen, Estland, Ukraine) erweisen sich mit durchschnittlich 3 €/kg als vergleichsweise teure Exportländer innerhalb Europas (Brändle et al., 2021).¹³ Die alternative Erzeugung klimaneutralen Wasserstoffs aus Erdgas hängt neben den Investitionskosten von Reformern oder Pyrolyseanlagen vor allem vom Erdgaspreis ab. Unter gegebenen Annahmen¹⁴ können die Kosten der inländischen Erzeugung blauen Wasserstoffs mit 2 €/kg bzw. türkisen Wasserstoffs mit 1,9 €/kg im Jahr 2045 abgeschätzt werden (Brändle et al., 2021). Im Jahr 2030 liegen die Erzeugungskosten blauen Wasserstoffs unterhalb der Kosten aller Erzeugungsregionen für grünen Wasserstoff, da sich langfristig noch stärkere Kostensenkungspotenziale bei Elektrolyseuren und EE-Anlagen realisieren lassen (Schulte et al., 2020). Damit ist die erdgasbasierte Produktion klimaneutralen Wasserstoffs eine kosteneffiziente Alternative zu strombasierten Herstellungsverfahren.

¹³ Die Tatsache, dass in den vorigen Szenarien dennoch Importe aus östlichen und baltischen Regionen erfolgt liegt darin begründet, dass in der Primärquelle eine Optimierung der europäischen Strommärkte erfolgt. Somit ergibt sich dort der Strompreis für die Wasserstoffherzeugung nicht aus den Stromgestehungskosten von EE sondern aus den simulierten Strompreisen der jeweiligen Region. Gleichzeitig müssen für die Strommarktsimulation eine Vielzahl von Annahmen getroffen werden, welche die Strompreise beeinflussen können.

¹⁴ Annahmen: Erdgaspreis: 25 €/MWh (eigene Annahme basierend auf IEA (2020), IEA (2021) und BMU (2021)); CO₂-Preis: 175 €/t; CCS-Kosten: 17 €/t. Methodik und sonstige Annahmen folgen Brändle et al. (2021).

Notwendig zur Erzeugung klimaneutralen Wasserstoffs mithilfe der Pyrolyse und der Reformierung ist neben der Möglichkeit zur Lagerung oder zum Abtransport von CO₂/ Kohlenstoff vor allem eine sichere Erdgasversorgung. Aufgrund der zurückgehenden europäischen Kapazitäten der Erdgasproduktion in den kommenden Jahren, insbesondere in den Niederlanden und in Norwegen, verbleibt Russland als Großlieferant für kostengünstiges Pipelinegas als Alternative zu teureren Flüssiggasimporten. Durch die Nord Stream und Nord Stream 2 Pipelines verfügt Ostdeutschland über eine direkte Anbindung an russische Gasexporte und hat damit ein großes Potenzial zur erdgasbasierten Erzeugung klimaneutralen Wasserstoffs.

Die folgende Variante betrachtet daher den Fall technologieoffener Erzeugung klimaneutralen Wasserstoffs auf Basis des Szenarios *Diversifizierung*. Die Variante diskutiert die Implikationen der zusätzlichen Produktionskapazitäten auf die Netzstruktur, die Transitpotenziale sowie die Importbedarfe. Während die Produktionsmengen, Import- und Transitflüsse der Szenarien *Elektrifizierung* und *Diversifizierung* durch die Strommarktmodellierung der Primärquelle optimiert wurden, entsprechen die folgenden Ausführungen keiner kostenoptimierten Verteilung der Parameter, sondern stellen eine indikative Neuordnung der Handelsflüsse von Wasserstoff zwischen den Regionen unter gegebenen Netzrestriktionen dar.

In Abbildung 9 werden die möglichen Implikationen auf das Wasserstoffnetz dargestellt, falls eine großskalige Erzeugung klimaneutralen Wasserstoffs aus russischen Erdgaslieferungen an der Ostseeküste realisiert wird. Die gelben Pfeile geben die Spanne der Produktions- und Transitpotenziale auf Grundlage der beschriebenen Methodik wieder.

Im Jahr 2030 können per Annahme einige Erdgaspipelines aufgrund benötigter Erdgastransite nicht umgestellt werden. Ausgehend von der Ostseeküste betrifft das in Ostdeutschland insbesondere die nach Westdeutschland führende NEL-Pipeline und die in Richtung Süden führende OPAL/EUGAL-Pipelines.¹⁵ Von letzteren wird angenommen, dass mindestens eine der beiden parallel verlaufenden Leitungen im Jahr 2030 auf Wasserstoff umgestellt werden kann. Dadurch bildet sich zusätzlich zum Wasserstoffstartnetz eine Nord-Süd-Verbindung, die bis 2030 die wichtigste Route zum Abtransport von an der Küste produzierten, klimaneutralen Wasserstoff darstellt. Weitere Umstellungen sind nicht notwendig, da die größten Bedarfsregionen bereits durch das Wasserstoffstartnetz versorgt werden. Die Nord-Süd-Transportkapazität stellt die wesentliche Restriktion für den Abtransport von klimaneutralem Wasserstoff dar. Somit können unter den in Kapitel 4.6 getroffenen Annahmen zwar bis zu 137 TWh Erdgas in Wasserstoff umgewandelt werden, jedoch können über die umgestellten Pipelines maximal 94 TWh¹⁶ weitergeleitet werden.

¹⁵ NEL - Nordeuropäische Erdgasleitung; OPAL - Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung; EUGAL - Europäische Gas-Anbindungsleitung

¹⁶ Es wird erwartet, dass bis ins Jahr 2030 noch keine Verdichtung des Wasserstoffs erfolgt. Abhängig vom Pipelinedruck ist die volle Transportkapazität daher eingeschränkt nutzbar.

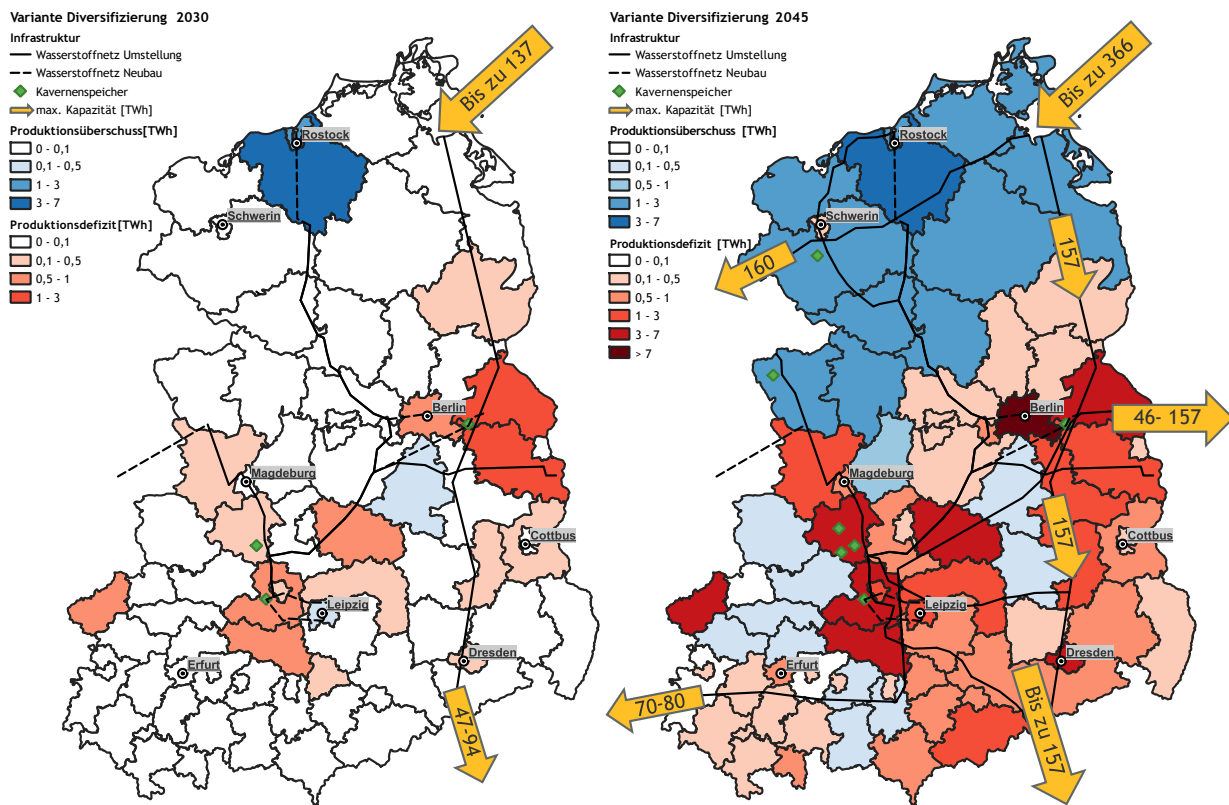


Abbildung 9: Mögliches Wasserstoffnetz bei technologieoffener Produktion im Szenario Diversifizierung für 2030 (links) und 2045 (rechts)

Quelle: Eigene Abbildung

Durch die erweiterten Produktions- und Transitpotenziale wechselt Ostdeutschland im Jahr 2030 vom Netto-Importeur zum Exporteur klimaneutralen Wasserstoffs (zum Vergleich: im Szenario *Diversifizierung* beträgt der Netto-Importbedarf 2 TWh). Die Wasserstoffnachfrage innerhalb der Region Ostdeutschlands (gesamter Wasserstoffbedarf im Szenario *Diversifizierung*: 10 TWh) kann vollständig gedeckt werden, was den Druck auf den Ausbau von EE-Kapazitäten zur Erzeugung strombasierter Wasserstoffs reduziert. Zum anderen besteht die Möglichkeit des Weitertransportes klimaneutralen Wasserstoffs, insbesondere in Richtung Tschechien zur dortigen Verwendung oder die Weiterleitung zurück nach Deutschland, um süddeutsche Regionen zu versorgen. Zudem kann ein Teil des klimaneutralen Wasserstoffs über die Pipeline-Neubauprojekte rund um Berlin in Richtung Leipzig weitertransportiert werden, um entweder dortige Nachfrage zu decken oder über die Neubauprojekte in Mitteldeutschland die Verbindung mit westdeutschen Regionen herzustellen. Der gesamtdeutsche Wasserstoffbedarf im Jahr 2030 beträgt im Szenario *Diversifizierung* 41 TWh mit einem Importbedarf von 34 TWh (basierend auf Fraunhofer ISI et al., 2021) und könnte somit bilanziell vollständig durch erdgasbasierten Wasserstoff aus Ostdeutschland gedeckt werden. Zu welchem Anteil der gesamtdeutsche Wasserstoff- und Importbedarf durch erdgasbasierten Wasserstoff aus Ostdeutschland gedeckt werden kann hängt im Wesentlichen von der Dynamik des Wasserstoffnetzausbaus zur Verteilung der an der Ostseeküste produzierten Mengen ab.

Im Jahr 2045 können unter den in Kapitel 4.6 getroffenen Annahmen Produktionspotenziale von bis zu 366 TWh an der ostdeutschen Küste realisiert werden. Zum Weitertransport der Produktionsmengen ist eine Umstellung weiterer Pipelines im Vergleich zum Szenario *Diversifizierung* notwendig. Ostdeutschland verfügt über große Pipelinekapazitäten in Nord-Süd- sowie Ost-West-Richtung, die eine Weiterverteilung des klimaneutralen Wasserstoffs ermöglichen. Daher werden im Norden die NEL für den Weitertransport Richtung Nordwestdeutschland umgestellt sowie im Süden zusätzlich eine Verbindung über Thüringen nach Westdeutschland geschaffen. Limitierende Faktoren für die Produktion an der Küste sind damit im Wesentlichen die Transportkapazitäten der NEL-Pipeline in Ost-West-Richtung und der OPAL- bzw. EUGAL-Pipelines in Nord-Süd-Richtung. In Summe können so maximal 317 TWh von der Ostseeküste abtransportiert werden. Das heißt, eine vollständige Ausschöpfung des Potenzials zur Produktion erdgasbasierten Wasserstoffs an der Küste in Höhe von 366 TWh ist unter den getroffenen Annahmen nicht möglich.

Die Nachfrage nach Wasserstoff steigt im selben Zeitraum in Ostdeutschland deutlich auf bis zu 116 TWh an. Im Szenario *Diversifizierung* werden davon rund 54 TWh durch Importe und 62 TWh durch inländische strombasierte Wasserstofferzeugung gedeckt. Der überwiegende Anteil der Importe stammt aus Ländern Osteuropas und des Baltikums. Jedoch weisen insbesondere diese Länder vergleichsweise hohe Erzeugungskosten für EE-basierten Wasserstoff auf (Brändle et al., 2021), weshalb es unsicher ist, ob bis 2045 konkurrenzfähige Importe in dieser Größenordnung realisiert werden können. Der Importbedarf Ostdeutschlands kann in der Variante hingegen vollständig durch die erdgasbasierte Wasserstofferzeugung gedeckt werden, zusätzlich verbleiben große Potenziale für den Export. Diese können beispielsweise nach Polen, nach Tschechien und von hier zurück nach Deutschland (jeweils bis zu 157 TWh, limitiert durch die OPAL- bzw. EUGAL-Transportkapazität), über Thüringen nach Süddeutschland (bis zu 80 TWh) oder nach Nordwestdeutschland (bis zu 160 TWh) erfolgen. Mit Blick auf die gesamtdeutsche Wasserstoffnachfrage in Höhe von 664 TWh mit einem Importbedarf von 511 TWh (Fraunhofer ISI et al., 2021) zeigt sich, dass auch bei Realisierung der Produktionspotenziale erdgasbasierten Wasserstoffs in Ostdeutschland weiterhin Importe aus anderen europäischen Regionen und inländische strombasierte Wasserstofferzeugung notwendig sind.

Während unter den getroffenen Annahmen rund die Hälfte der Importkapazität russischen Erdgases zur Erzeugung von Wasserstoff an der Küste verwendet werden, können weiterhin Restmengen über die Nord-Süd-Verbindung der nicht umgestellten OPAL- bzw. EUGAL-Stränge abtransportiert werden. Dadurch besteht neben der Wasserstoffproduktion aus Erdgas an der Ostseeküste auch die Möglichkeit des Transportes von Erdgas und die Umwandlung in Wasserstoff am Ort des Verbrauchs. Für die Ausschöpfung dieses Potenzials kann es daher notwendig sein, einen Teil des Erdgasnetzes nicht auf Wasserstoff umzustellen und weiterhin für den Erdgastransport zu erhalten. Diese Option wurde in der vorliegenden Variante nicht weiter betrachtet.

Denkbar ist außerdem, dass eine höhere Verfügbarkeit klimaneutralen Wasserstoffs die Nachfrageseite beeinflusst und zu einer höheren Durchdringung von Wasserstoff in den Sektoren führt, beispielsweise durch die Verwendung von Brennstoffzellen im Gebäudesektor. Eine höhere

Nachfrage führt zu stärkeren Anreizen für den Wasserstoffnetzausbau, was zur Umstellung und zum Neubau weiterer Wasserstoffleitungen führen kann. Neben dem unmittelbaren Einfluss der erdgasbasierten Wasserstofferzeugung auf den Wasserstoffnetzausbau sind weitere systemische Effekte denkbar. Es ist anzunehmen, dass sich durch die höhere Verfügbarkeit von Wasserstofferzeugungskapazitäten der Druck auf den Ausbau der EE-Kapazitäten, die zur Erzeugung strombasierter Wasserstoffs notwendig sind, reduziert. Durch die Unabhängigkeit der erdgasbasierten Wasserstoffherstellung von Wettereinflüssen kann möglicherweise der Speicherbedarf reduziert und die Systemsicherheit durch eine höhere Leistungsfähigkeit der Wasserstoffinfrastruktur verbessert werden. Umfassende Analysen hierzu erfordern eine ganzheitliche Optimierung des Systems unter den getroffenen Annahmen und den Wechselwirkungen mit dem Stromsektor und sind an dieser Stelle vereinfacht dargestellt.

6 Regulatorischer Rahmen

Klimaneutraler Wasserstoff steht derzeit noch vor der Herausforderung, dass er weder wettbewerbsfähig mit konventionellem grauem Wasserstoff zur stofflichen Verwendung in der Industrie noch mit CO₂-intensiven Alternativen zur energetischen Verwendung ist. Der Markthochlauf steht vor einem dreiseitigen Henne-Ei-Problem, da sich aufgrund der Wirtschaftlichkeitslücke keine Nachfrage bildet und dadurch keine Anreize für die Produktion klimaneutralen Wasserstoffs bestehen. Für die zur Verbindung von Angebot und Nachfrage notwendige Infrastruktur bestehen somit ebenfalls keine Investitionsanreize die Transportkapazitäten zu schaffen (Schlund et al., 2021). Die kritischen Größen für die Planung eines zukünftigen Wasserstoffnetzes in Ostdeutschland sind die Bilanzen der Landkreise und die grenzüberschreitenden Im- und Exporte. Ihre unsichere Entwicklung stellt ein Risiko für Investitionen in eine Wasserstoffinfrastruktur dar. Die Aufteilung des Investitionsrisikos in der Infrastruktur bleibt damit eine zentrale Aufgabe innerhalb des Wasserstoffmarkthochlaufs.

In der Frühphase des Wasserstoffmarkthochlaufs bis 2030 ist daher die Förderung des Angebots, der Nachfrage und der Infrastruktur nötig. Die Problematik des Hochlaufs ergibt sich daraus, dass sich die drei Aspekte gegenseitig bedingen. So gilt es jedes Projekt mit seiner Eignung in Hinblick auf den Hochlauf von Angebot, Nachfrage und Infrastruktur zu bewerten. Insbesondere die Bildung konzentrierter Cluster kann dabei den Hochlauf erleichtern. Beispielsweise können nachfrageseitig Ballungs- und Industriezentren als Wasserstoffcluster gebildet werden. Angebotsseitig sind gerade Regionen mit hohen EE-Potenzialen und Anschlusspunkten für Energieimporte (z.B. Häfen, Importpipelines) geeignete Standorte für die Clusterbildung. In der frühen Phase des Hochlaufs werden so die Cluster vor allem durch Sektoren charakterisiert, die neben der Nutzung des Wasserstoffs wenige Alternativen haben, z.B. die Stahlindustrie oder der Flugverkehr. Auch die Substitution heutigen grauen durch klimaneutralen Wasserstoff, z.B. in der Chemieindustrie und Mineralölraffination, stellt eine sinnvolle Maßnahme zur Unterstützung des Mengenhochlaufs bei gleichzeitiger Reduzierung von CO₂-Emissionen dar. Die Ausgangspunkte der

Wasserstoffinfrastruktur sollten also zunächst diese Cluster verbinden, sodass eine Auslastung der Infrastruktur gewährleistet ist sowie die Versorgungssicherheit der Cluster mit Wasserstoff sichergestellt werden kann. Aufgrund der geringeren Kosten gegenüber Neubauten sind Umstellungen bestehender Gasinfrastrukturen zu bevorzugen. Im weiteren Verlauf des Hochlaufs können dann die Kapazitäten erweitert und weitere Regionen erschlossen werden. Dabei sollte zunehmend berücksichtigt werden, inwieweit das Wasserstoffnetz Importe und Transporte auffangen kann.

Der zweite zentrale Punkt beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Ostdeutschland ist die Berücksichtigung des grenzüberschreitenden Wasserstofftransports. Der Aufbau einzelner Cluster und ihre Verbindung sollte sich nicht ausschließlich auf die nationale Ebene beschränken, sondern auch die Entwicklungen in den Nachbarstaaten berücksichtigen, gerade da Wasserstoff als zukünftiger Energieträger für Deutschlands Energieimporte infrage kommt. Auf die Menge und die Richtung der Transporte hat die Herstellungstechnologie des Wasserstoffs einen Einfluss. In den Szenarien wird deutlich, dass sich je nach Technologieausprägungen unterschiedliche Routen ausprägen könnten. Gleichzeitig erschließt ein technologieoffener Ansatz zusätzliche Produktionskapazitäten und ermöglicht einen Ausbau gesicherter Leistung im künftigen Wasserstoffsystem. Analog zur Verbindung der Wasserstoffcluster könnte ein grenzüberschreitendes Wasserstoffnetz die Bezugsquellen weiter diversifizieren und so die Versorgungssicherheit erhöhen. Die Produktion mehrerer Wasserstoffarten erfordert die Implementierung eines grenzüberschreitendes und transparenten Zertifizierungssystems, insbesondere bei einem technologieoffenen Ansatz. Es erleichtert die Nachverfolgung der Emissionsminderung, erhöht die Konkurrenz zwischen den Wasserstoffarten und erlaubt eine technologieoffene Wasserstoffwertschöpfungskette. Somit erleichtert es transnationalen Wasserstoffhandel und gewährleistet gleichzeitig die Einhaltung nationaler Klimaziele. Analog zur Verbindung der Wasserstoffcluster könnte ein grenzüberschreitendes Wasserstoffnetz die Bezugsquellen weiter diversifizieren und so die Versorgungssicherheit erhöhen.

Auch wenn sich eine Wasserstoffinfrastruktur in Zukunftsszenarien als sinnvoll erweist und politisch erwünscht ist, sind Investitionen nicht garantiert. Die grundsätzlich unsichere Entwicklung der Wasserstoffnachfrage und des Wasserstoffangebots führt zu einem hohen Risiko bei Investitionen in die zukünftige Wasserstoffinfrastruktur. Die hohe Kapitalintensität erfordert ein großes Maß an Sicherheit. Ohne eine Verlässlichkeit entweder bezüglich der Auslastung der Netze oder bezüglich der Refinanzierung der getätigten Investitionen, bestehen für Netzbetreiber geringe Anreize eine solche Infrastruktur tatsächlich aufzubauen. Gleichzeitig machen die langen Investitionszyklen und die zeitaufwendige Infrastrukturplanung und -umsetzung ein frühzeitiges Anstoßen der benötigten Netzausbaumaßnahmen notwendig. Ohne einen verlässlichen Investitionsrahmen für Wasserstoffnetze und damit einhergehende Klarheit bezüglich der Finanzierung könnten rechtzeitige Investitionen ausbleiben und sich der Wasserstoffmarkthochlauf verzögern.

7 Zusammenfassung

Im Rahmen der Studie wird die Entwicklung regionaler Wasserstoffbilanzen und einer zugehörigen Wasserstoffinfrastruktur in Ostdeutschland anhand der Stichjahre 2030 und 2045 untersucht. Dazu werden ausgehend von den Szenarien *Elektrifizierung* und *Diversifizierung* der Wasserstoffbedarf der Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Stromerzeugung und die Wasserstoffproduktion für die ostdeutschen Landkreise ermittelt. *Elektrifizierung* fokussiert sich hierbei auf die verstärkte Anwendung von Strom in den Endenergieverbrauchssektoren, während *Diversifizierung* neben Strom auch auf eine hohe Durchdringung klimaneutralen Wasserstoffs als Energieträger in allen Endverbrauchssektoren setzt.

Die so entstandenen Wasserstoffbilanzen ergeben im Szenario *Elektrifizierung* einen Wasserstoffüberschuss von knapp 3 TWh im Jahr 2030 und ein Defizit von 2 TWh im Jahr 2045. Im Falle der *Diversifizierung* beträgt das Wasserstoffdefizit 2030 rund 2 TWh und 2045 bis zu 54 TWh. Als Produktionsregionen heben sich besonders die nördlichen Landkreise hervor, da ihren hohen Produktionspotenzialen geringe Wasserstoffbedarfe aus Industrie und Verkehr gegenüberstehen. Der Süden und insbesondere die Ballungszentren Leipzig und Berlin entwickeln sich zu Importregionen, da geringe Produktionspotenziale bei hoher Wasserstoffnachfrage aus Industrie-, Verkehrs- und Gebäudesektor vorliegen. Eine Alternative zur strombasierten Wasserstoffherzeugung stellt die Pyrolyse oder Reformierung von Erdgas mit Abscheidung anfallenden Kohlenstoffs bzw. der CO₂-Emissionen dar. Im direkten Kostenvergleich ist die erdgasbasierte Erzeugung klimaneutralen Wasserstoffs eine kosteneffiziente Option zu grünem Wasserstoff und ermöglicht die Realisierung zusätzlicher Erzeugungspotenziale. Außerdem kann so die Versorgungssicherheit von Wasserstoff erhöht werden, da zusätzliche gesicherte Leistung bereitgestellt und die Abhängigkeit von volatil einspeisenden EE-Anlagen reduziert wird.

Anhand der Bilanzen und des angenommenen Transitbedarfs lassen sich so indikative Wasserstoffnetze ableiten. Hier zeigt sich, dass das Wasserstoffstartnetz im Rahmen geplanter Vorhaben der IPCEI Wasserstoff bis 2030 einen Großteil des Transportbedarfs, der sich vor allem von Nord nach Süd erstreckt, abdeckt und szenariounabhängig sinnvoll ist. Im Jahr 2045 weichen die indikativen Netze stärker voneinander ab. Im Szenario *Diversifizierung* werden weitere Kapazitäten für den Wasserstofftransport benötigt. So werden hier weitere Nord-Süd-Pipelines umgestellt, um Importe und Produktion aus dem Norden in die Industriestandorte und Ballungszentren im Süden zu transportieren und um Transporte über Tschechien nach Süddeutschland zu bedienen. Zudem werden für den Import von Wasserstoff aus nord- und osteuropäischen Ländern Verbindungsleitungen in Richtung Westen und Osten benötigt. Sollte darüber hinaus klimaneutraler Wasserstoff an der Ostseeküste mithilfe von importiertem Erdgas erzeugt werden, kann sich Ostdeutschland zu einem bedeutenden Exporteur klimaneutralen Wasserstoffs entwickeln. Dadurch entsteht ein zusätzlicher Bedarf an Transportkapazität in alle angrenzenden Regionen. Ostdeutschland positioniert sich so als eine wichtige Drehscheibe für klimaneutralen Wasserstoff.

Mit dem Anstoßen der IPCEI Wasserstoff ist somit der Grundstein gelegt, um 2030 ausreichend Infrastruktur für die Versorgung Ostdeutschlands mit Wasserstoff bereitzustellen. Für ein klimaneutrales Deutschland im Jahr 2045, das auf Wasserstoff als Energieträger setzt, sind weitere Umstellungen nötig, um Import- und Transit Anforderungen gerecht zu werden. Um die Planung und Realisierung dieser langfristigen Vorhaben sicherzustellen ist die zeitnahe Schaffung eines angemessenen Investitionsrahmens daher von großer Bedeutung. Dies gilt nicht ausschließlich, doch insbesondere für die Planung eines Wasserstoffnetzes in Ostdeutschland.

Literaturverzeichnis

2. Untersuchungsausschuss des Abgeordnetenhauses von Berlin (BER, 2021): „Aufklärung der Ursachen, Konsequenzen und Verantwortung für die Kosten- und Terminüberschreitungen des im Bau befindlichen Flughafens Berlin Brandenburg „Willy Brandt“ (BER) - Untersuchung II“, Juli 2021, URL: <https://www.parlament-berlin.de/ados/18/IIIPlen/vorgang/d18-4010.pdf>.

Arbeitsgemeinschaft Deutscher Flughäfen (ADV, 2019): „ADV-Monatsstatistiken“, 2019, URL: <https://www.adv.aero/service/downloadbibliothek/>.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (StmWi, 2020): „Bayerische Wasserstoffstrategie“, München, 2020.

Brändle, Gregor, Schönfisch, Max, und Schulte, Simon (Brändle et al., 2021): „Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen.“, Applied Energy 302 (2021): 117481.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU, 2021): „Projektionsbericht der Bundesregierung 2021“. Oktober, 2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2020): „Die Nationale Wasserstoffstrategie“, Berlin, 2020.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2021): „Energiedaten: Gesamtausgabe“, 2021, URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>.

Bundesnetzagentur (BNetzA, 2021): „Kraftwerkliste Stand 19.01.2021“, 2021, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/Kraftwerkliste_2021_1.html.

Bundesverband der Deutschen Luftverkehrswirtschaft (BDL, 2020): „Klimaschutzreport“, 2020, URL: <https://www.bdl.aero/de/publikation/klimaschutzreport/>.

Business Finland (Business Finland, 2020): „National Hydrogen Roadmap for Finland“, Helsinki, 2020.

Deutsche Energie-Agentur (dena, 2021): „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“, Oktober 2021, URL: <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>.

European Commission (EU, 2020): „A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe“, Brussels, 2020.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE, 2020): „vRes Generation Potentials (Europe NUTS-3)“, 2020, URL: <http://opendata.ffe.de/dataset/vres-generation-potentials-europe-nuts-3/>.

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Consentec GmbH, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Lehrstuhl für Energie und Ressourcenmanagement der TU Berlin (Fraunhofer ISI et al., 2021): „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Langfristszenarien 3)“, 2021, URL: <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>.

Gas Infrastructure Europe (GIE, 2021): „GIE Storage Map 2021“, 2021, URL: <https://www.gie.eu/publications/maps/gie-storage-map/>.

GASCADE Gastransport GmbH and ONTRAS Gastransport GmbH (Gascade & Ontras, 2021): „doing hydrogen“, Projekt-Website. URL: <https://www.doinghydrogen.com/en/>.

Helgeson, Broghan, und Peter, Jakob (Helgeson et al., 2020): „The role of electricity in decarbonizing European road transport - Development and assessment of an integrated multi-sectoral model.“ Applied Energy 262 (2020): 114365.

Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES, 2021): „INES kommentiert Wasserstoffspeicher-Bedarf gemäß BMWi-Langfristszenarien.“ Pressemitteilung 02.07.2021, URL: <https://erdgasspeicher.de/ines-kommentiert-wasserstoffspeicher-bedarf-gemaess-bmwi-langfristszenarien/>.

International Energy Agency (IEA, 2020): „World Energy Outlook 2020“. Oktober, 2020.

International Energy Agency (IEA, 2021): „World Energy Outlook 2021“. Oktober, 2021.

Kraftfahrtbundesamt (KBA, 2021): „Fahrzeugzulassungen - Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Gemeinden“, Januar 2021, URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz3_b_uebersicht.html.

Kunz, Friedrich, Kendzioriski, Mario, Schill, Wolf-Peter, Weibezahn, Jens, Zepter, Jan, von Hirschhausen, Christian, Hauser, Philipp et al. (Kunz et al., 2017): „Electricity, Heat and Gas Sector Data for Modelling the German System“, DIW, 2017.

Ministerielle Arbeitsgruppe im Auftrag der Wirtschafts- und Verkehrsminister bzw. -senatoren der Länder Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein (Norddt. Bundesländer, 2019): „Norddeutsche Wasserstoff-Strategie“, Bremen, Hamburg, Schwerin, Hannover, Kiel, 2019.

Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Energie des Landes Sachsen-Anhalt (MULE, 2021): „Wasserstoffstrategie für Sachsen-Anhalt“, Magdeburg, 2021.

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (MUKW BW, 2020): „Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg“, Stuttgart, 2020.

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg (MWAE, 2021): „Maßnahmenkonkrete Strategie für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im Land Brandenburg“, Potsdam, 2021

Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE NRW, 2020): „Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen“, Düsseldorf, 2020.

Ministry of Industry and Trade of the Czech Republic (Ministry of Industry and Trade of the Czech Republic, 2021): „The Czech Republic's Hydrogen Strategy“, Prag, 2021.

Norwegian Ministry of Petroleum and Energy and Norwegian Ministry of Climate and Environment (NMPE and NMCE, 2021): „The Norwegian Government's hydrogen Strategy“, Oslo, 2021.

Polish Ministry of Climate and Environment (Polish Ministry of Climate and Environment, 2021): „2030 Polish Hydrogen Strategy“, Warschau, 2021.

Sächsisches Staatsministerium für Energie, Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft und Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg; Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Energie des Landes Sachsen-Anhalt (SMEKUL, MWAE & MULE, 2020): „Eckpunktepapier der ostdeutschen Kohleländer zur Entwicklung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft“, Dresden, Potsdam, Magdeburg, 2020.

Sächsisches Staatsministerium für Energie, Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft (SMEKUL, 2021): „Die Sächsische Wasserstoffstrategie“, Dresden, 2021.

Schlund, David, Simon Schulte, and Tobias Sprenger (Schlund et al., 2021): „The who's who of a hydrogen market ramp-up: A stakeholder analysis for Germany.“ EWI Working Paper No. 2021-2. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2021.

Schlund, David, and Theile, Philipp (Schlund & Theile, 2021): „Strombezugsoptionen für Power-to-Gas-Anlagen“. e|m|w, Ausgabe 4, 2021.

Schulte, Simon, Schönfisch, Max und Brändle, Gregor (Schulte et al., 2020): „Wasserstoff: Bezugsoptionen für Deutschland. Kostenvergleich von importiertem und lokal produziertem CO₂-armen Wasserstoff.“ EWI Policy Brief, November 2020.

Statistische Amt der Europäischen Union (Eurostat, 2021a): „Güter, die in Häfen für Binnenschiffsverkehr auf- und abgeladen werden“, 2021, URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/iww_go_apor/default/table?lang=de.

Statistische Amt der Europäischen Union (Eurostat, 2021b): „Bruttogewicht der nach/aus Haupthäfen umgeschlagenen Güter, nach Richtung und Art des Verkehrs (national und international) - vierteljährliche Daten“, 2021, URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/mar_go_qm/default/table?lang=de.

Statistische Amt der Europäischen Union (Eurostat, 2021c): „Demographische Veränderung - absoluter und relativer Bevölkerungsstand auf regionaler Ebene“, 2021, URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/demo_r_gind3/default/table?lang=de.

Thüringer Landtag (ThürKlimaG, 2018): „Thüringer Gesetz zum Klimaschutz und zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels“ (Thüringer Klimagesetz - ThürKlimaG -), Erfurt, 2018.

Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz und Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH (TMUEN & ThEGA, 2021): „Thüringer Landesstrategie Wasserstoff“, Erfurt, 2021.

Anhang

A.1 Annahmen

Tabelle A.1: Berücksichtigte Projekte der IPCEI Wasserstoff und resultierende Wasserstoff-Mengen im Jahr 2030

Quelle: BMWi (IPCEI), Gascade & Ontras, 2021

Projektname	Ort	NUTS 3 Code	Vorhaben (H ₂ -Menge 2030 in TWh)
Erzeugung			
doing hydrogen - APEX Energy	Rostock	DE80K	100 MW Elektrolyse (0,2 TWh)
doing hydrogen - Enertrag	Rostock	DE803	55 MW Elektrolyse (0,1 TWh)
doing hydrogen - Enertrag	Sperenberg	DE40H	100 MW Elektrolyse (0,2 TWh)
doing hydrogen - Enertrag	Treuenbritzen	DE40E	30 MW Elektrolyse (0,1 TWh)
doing hydrogen - Enertrag	Bobbau	DEE05	25 MW Elektrolyse (0,1 TWh)
Green Hydrogen Hub	Leuna	DEE0B	24 MW Elektrolyse (0,1 TWh)
LHyVE Erzeugung	Leipzig	DED51	50.000 t/a SAF-Kerosin (0,2 TWh)
LHyVE System	Leipzig	DED51	1.500 t/a grüner Wasserstoff (0,1 TWh)
HyTechHafen Rostock	Rostock	DE803	1.000 MW Elektrolyse (2,4 TWh)
doing hydrogen TRIA	Rostock-Poppendorf	DE80K	150.000 t/a grüner Wasserstoff (5 TWh)
Nachfrage			
doing hydrogen - CEMEX	Rüdersdorf	DE409	60.000 t/a H ₂ für grüne Kohlenwasserstoffe (2 TWh)
doing hydrogen - Vattenfall	Berlin	DE300	27.000 t/a H ₂ für PtH und KWK Projekte (0,9 TWh)
DRIBE2	Eisenhüttenstadt	DE40C	3,5 Millionen t/a grüner Stahl in Bremen und Eisenhüttenstadt (0,8 TWh)
Verteilung			
doing hydrogen - Gascade	Rostock - Berlin	-	H ₂ -Pipeline: 140 km Neubau, 335 km Umstellung
doing hydrogen - ONTRAS	Berlin - Leipzig	-	
Green Octopus MD - ONTRAS	Salzgitter - Leipzig	-	H ₂ -Pipeline: 200 km zwischen Salzgitter und Leipzig
Green Octopus MD - Bad Lauchstädt	Bad Lauchstädt	-	Anschluss Kavernenspeicher Bad Lauchstädt
LHyVE Transport - ONTRAS	Leipzig	-	H ₂ -Pipeline: 70 km Neubau H ₂ -Ring um Leipzig

A.2 Ergebnisse

Tabelle A.2: Wasserstoffmengen der Szenarien 2030 und 2045 in TWh für Produktion und Nachfrage

	2030		2045	
	<i>Elektrifizierung</i>	<i>Diversifizierung</i>	<i>Elektrifizierung</i>	<i>Diversifizierung</i>
Wasserstoffbilanz	2,6	-1,5	-1,6	-53,9
Produktion	8,5	8,5	36,1	62,1
Nachfrage	5,9	10,0	37,7	116,0
Industrie	2,9	7,0	21,4	52,7
Ammoniak	0,1	0,6	5,8	5,8
Mineralöl	0,3	0,3	2,4	2,4
Methanol	0,5	0,5	4,5	4,5
Stahl	1,3	1,3	2,5	2,5
Prozesswärme	0,7	4,3	6,2	37,5
Verkehr	2,0	2,0	5,7	26,6
PKW	0	0	2,9	6,9
LNF	0	0	0,3	0,3
LKW	0	0	0,1	16,8
Schienenverkehr	0	0	0	0,2
Binnenschifffahrt	0	0	0,2	0,2
Luftverkehr	2,0	2,0	2,2	2,2
Gebäude	0,5	0,5	0,5	34,7
Stromerzeugung	0,5	0,5	10,1	2,0