

KURZFASSUNG

# Machbarkeitsstudie leitungsgebundenes Wasserstofftransportnetz in der Lausitz



---

## KURZFASSUNG

# Machbarkeitsstudie zum Aufbau eines leitungsgebundenen Wasserstofftransportnetzes in der Lausitz

---

### Auftraggeber

Landkreis Spree-Neiße/Wokrejs Sprjewja-Nysa in Kooperation mit den Landkreisen Oberspreewald Lausitz und Elbe-Elster und der kreisfreien Stadt Cottbus/Chóšebuz.

### Förderhinweis

Dieses Projekt ist gefördert durch den Bund aus Mitteln des Investitionsgesetz Kohleregionen.

### Autor:innen

**Friederike Allolio**  
friederike.allolio@ikem.de

**Leony Ohle**  
leony.ohle@ikem.de

**Ruth Rieger**  
ruth.rieger@infracon-service.de

**Florian Temmler**  
florian.temmler@infracon-service.de

### Disclaimer

Für den Inhalt der Studie zeichnen sich die Studienautoren verantwortlich. Der Inhalt stellt nicht zwingend die Auffassung des Auftrag- oder Fördergebers dar.

**Redaktionsschluss: 10.07.2023**



**INFRACON Infrastruktur Service GmbH & Co. KG**  
Maximilianallee 4, 04129 Leipzig  
+49 (0)341 27111 7994  
info@infracon-service.de

[www.infracon-service.de](http://www.infracon-service.de)



**Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.**  
Magazinstraße 15-16 10179 Berlin  
+49 (0)30 408 1870 10  
info@ikem.de

[www.ikem.de](http://www.ikem.de)

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I	Tabellenverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis	IV	Abkürzungsverzeichnis	VI

---

### 01 Einleitung

Kapitel 01  
S. 1

---

### 02 Ist-Erfassung der Ausgangslage und Entwicklungspotenziale

Kapitel 02  
S. 4

2.1	Aufbau und Methodik	5
2.2	Auswertung Wasserstoffbedarf und Wasserstofferzeugung	6
2.3	Wasserbedarf	9
2.4	Wasserstofferzeugungspotenziale aus Biogas	12

---

### 03 Energiewirtschaftsrechtliche Prüfung

Kapitel 03  
S. 15

3.1	Der energiewirtschaftsrechtliche Rahmen für den Betrieb eines Gastransportnetz	16
3.1.1	Die Regulierung der Netze und Akteure	16
3.1.2	Leistungsrechte und Wegenutzung	20
3.1.3	Pflichten der Netzbetreiber beim Netzbetrieb	21
3.2	Der energiewirtschaftsrechtliche Rahmen bei der Beimischung von Wasserstoff in ein bestehendes Erdgasnetz	21
3.3	Der nationale energiewirtschaftsrechtliche Rahmen für reine Wasserstoffnetze	21
3.3.1	Die Regulierung der Netze und Akteure	22
3.3.2	Leistungsrechte und Wegenutzung	24

---

<b>3.4</b>	<b>Die zukünftige Regulierung von Wasserstoffnetzen auf EU-Ebene</b>	<b>25</b>
3.4.1	Der Entwurf der Kommission	25
3.4.2	Aktuelle Entwicklungen auf europäischer Ebene	26
3.4.3	Aktuelle Entwicklungen auf nationaler Ebene	28
<b>3.5</b>	<b>Rechtskonstruktionen für den Bau und Betrieb eines reinen Wasserstoffnetzes</b>	<b>30</b>
3.5.1	Kommunaler Bau und Betrieb	32
3.5.2	Strategische Partnerschaften	32
3.5.3	Energierechtliche Betreibermodelle	35

---

**04 Genehmigungsrechtliche Prüfung**

Kapitel 04  
S. 38

<b>4.1</b>	<b>Neubau Wasserstoffleitungen</b>	<b>39</b>
4.1.1	Raumordnungsverfahren	39
4.1.2	Planfeststellungsverfahren	39
4.1.3	Umweltverträglichkeitsprüfung	40
4.1.4	Gashochdruckleitungsverordnung	41
4.1.5	Erforderliche Einzelzulassungen	42
<b>4.2</b>	<b>Umstellung bestehender Erdgasleitungen auf Wasserstoff</b>	<b>42</b>

---

**05 Grobtrassierung und Dimensionierung**

Kapitel 05  
S. 45

<b>5.1</b>	<b>Trassierungsgrundsätze</b>	<b>46</b>
<b>5.2</b>	<b>Methodik der Trassenermittlung</b>	<b>50</b>
<b>5.3</b>	<b>Realisierungsdauer</b>	<b>48</b>
5.3.1	Realisierungsdauer Neubau	48
5.3.2	Realisierungsdauer Umstellung	49
<b>5.4</b>	<b>Trassenführung und Ausbauplan</b>	<b>49</b>
5.4.1	Ausbauplan 2030	50
5.4.2	Ausbauplan 2035	52
5.4.3	Ausbauplan 2040	53
5.4.4	Ausbauplan 2045	54
5.4.5	Leitungen außerhalb des Betrachtungsraums	54
<b>5.5</b>	<b>Dimensionierung</b>	<b>56</b>
5.5.1	Berechnungen	56
5.5.2	Berechnungsergebnisse	57

---

## 06 Förderrechtliche Prüfung

Kapitel 06  
S. 59

6.1.1	Investitionsförderung für Wasserstoffinfrastrukturvorhaben	60
6.1.2	Beihilferechtlicher Rahmen	63
6.1.3	Fazit	66

---

## 07 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Kapitel 07  
S. 67

7.1	Kostenschätzung CAPEX und OPEX	68
7.2	Netzentgeltberechnung	69
7.2.1	Methodik und Prämissen	69
7.2.2	Unregulierte Netznutzungsentgeltberechnung	70
7.2.3	Regulatorische Netzentgeltberechnung	72

---

## 08 Zusammenfassung

Kapitel 08  
S. 75

---

## 09 Literaturverzeichnis

Kapitel 09  
S. 79

## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b>	Vergleich ermittelter H <sub>2</sub> -Bedarf.....	7
<b>Abbildung 2:</b>	Wasserstoffeinsatz 2045 nach Sektoren .....	7
<b>Abbildung 3:</b>	H <sub>2</sub> -Erzeugungspotenzial gesamt.....	8
<b>Abbildung 4:</b>	H <sub>2</sub> -Bedarf und Erzeugungspotenzial in der brandenburgischen Lausitz im Vergleich .....	8
<b>Abbildung 5:</b>	Gegenüberstellung Wasserverbrauch einiger Verbraucher (Industrie und Kommunale Wasserwirtschaft) der Lausitz mit dem ermittelten Wasserverbrauch für die Elektrolyse .....	12
<b>Abbildung 6:</b>	Instrumente der Regulierung.....	17
<b>Abbildung 7:</b>	Entflechtungsmodelle auf Transportnetzebene.....	18
<b>Abbildung 8:</b>	Vertragliche Strukturen in der Gaswirtschaft.....	19
<b>Abbildung 9:</b>	Regulierter und unregulierter Netzbetrieb .....	22
<b>Abbildung 10:</b>	Netzanschluss und Netzzugang für Entnahme und Einspeisesituation nach § 28n EnWG .....	23
<b>Abbildung 11:</b>	Ausgestaltungsmöglichkeiten im Rahmen einer ÖPP .....	31
<b>Abbildung 12:</b>	Modelle zum Bau und Betrieb eines Wasserstofftransportnetzes .....	34
<b>Abbildung 13:</b>	Betreibermodelle Wasserstofftransportnetz .....	35
<b>Abbildung 14:</b>	Eigentum an Versorgungsleitungen .....	36
<b>Abbildung 15:</b>	Ausbauplan 2030 .....	50
<b>Abbildung 16:</b>	Ausbauplan 2030 inkl. Erdgasleitung LEAG. ....	51
<b>Abbildung 17:</b>	Ausbauplan 2035 .....	52
<b>Abbildung 18:</b>	Ausbauplan 2040 .....	53
<b>Abbildung 19:</b>	Ausbauplan 2045 .....	54

<b>Abbildung 20:</b> Alternative Trassierungsoption.....	55
<b>Abbildung 21:</b> Allgemeine Prüfvoraussetzungen nach KUEBLI .....	65
<b>Abbildung 22:</b> Ergebnisse Sensitivitätsanalyse Netznutzungsentgelte unreguliertes Szenario ohne Inflation .....	72
<b>Abbildung 23:</b> Sensitivitätsanalyse reguliertes Szenario .....	73

## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 1:</b> Ermittelter H <sub>2</sub> -Bedarf .....	7
<b>Tabelle 2:</b> Eingangswerte für die Bestimmung des Wasserbrauchs für die Elektrolyse in der Region Lausitz .....	10
<b>Tabelle 3:</b> Ergebnis Wasserbrauch für die Elektrolyse in der Region Lausitz .....	10
<b>Tabelle 4:</b> Wasserverbrauch in der Lausitz .....	11
<b>Tabelle 5:</b> H <sub>2</sub> -Erzeugungspotenzial aus Biomethan und Biogas.....	13
<b>Tabelle 6:</b> CAPEX je km Trasse .....	68
<b>Tabelle 7:</b> CAPEX je Realisierungsabschnitt .....	69
<b>Tabelle 8:</b> Einsparpotenzial Trassenbündelung und Umstellung .....	69
<b>Tabelle 9:</b> Variable Parameter Sensitivitätsanalyse .....	71

## Abkürzungsverzeichnis

<b>AEUV</b>	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
<b>AG</b>	Auftraggeber
<b>AGVO</b>	Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung
<b>BbgKVerf</b>	Brandenburgische Kommunalverfassung
<b>BB-Studie</b>	Studie „Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg“ des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg
<b>BLV</b>	Bund-Länder-Vereinbarung
<b>BMWK</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
<b>BNetzA</b>	Bundesnetzagentur
<b>CAPEX</b>	Capital Expenditures/Investitionsausgaben
<b>dena</b>	Deutsche Energieagentur
<b>DN</b>	Diamètre Nominal/Nennweite
<b>DVGW</b>	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
<b>EE</b>	Erneuerbare Energien
<b>EHB</b>	European Hydrogen Backbone
<b>EnWG</b>	Energiewirtschaftsgesetz
<b>EW</b>	Einwohner
<b>FNB</b>	Fernleitungsnetzbetreiber
<b>GasHDrLTgV</b>	Verordnung über Gashochdruckleitungen
<b>GasNEV</b>	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
<b>GasNZV</b>	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
<b>GasRL-E</b>	Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff



<b>GasVO-E</b>	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
<b>ILB</b>	Investitionsbank des Landes Brandenburg
<b>InvKG</b>	Investitionsgesetz Kohleregionen
<b>IPCEI</b>	Important Project of Common European Interest
<b>ISO</b>	Independent System Operator/unabhängiger Systembetreiber
<b>ITO</b>	Independent Transmission Operator/unabhängiger Transportnetzbetreiber
<b>KUEBLL</b>	Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen
<b>LBGR</b>	Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe
<b>LfU</b>	Landesamt für Umwelt
<b>MWAE</b>	Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg
<b>NEP Gas</b>	Netzentwicklungsplan Gas
<b>OPEX</b>	Operational Expenditures/Betriebskosten
<b>ÖPP</b>	Öffentlich-private Partnerschaft
<b>PCI</b>	Projects of Common Interest
<b>PFV</b>	Planfeststellungsverfahren
<b>ROG</b>	Raumordnungsgesetz
<b>RoV</b>	Raumordnungsverordnung
<b>SektVO</b>	Sektorenverordnung
<b>TöB</b>	Träger öffentlicher Belange
<b>UVP</b>	Umweltverträglichkeitsprüfung
<b>UVPG</b>	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
<b>WACC</b>	Weighted Average Cost of Capital/gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten

# 01

# Einleitung

## 1 Einleitung

Mit dem beschlossenen Ausstieg aus der Braunkohle steht die Lausitz vor der Herausforderung, neue Perspektiven zu schaffen. Für die Gestaltung des Strukturwandels ist es erforderlich, die Rahmenbedingungen für eine Neuausrichtung und Stärkung des Wirtschaftsstandortes zu ermöglichen.

Dabei steht auch die Dekarbonisierung der industriellen Kerne der Lausitz im Fokus. Die Lausitz als gewachsene Energieregion hat sich zum Ziel gesetzt, auch weiterhin das vorhandene Know-how zu nutzen, explizite Energieregion zu bleiben und mit einer nachhaltigen zukunftsfähigen klimafreundlichen Energieindustrie und durch die Verbindung der Produktion, des Transportes und der industriellen Nutzung alternativer Energieformen ökologische Nachhaltigkeit zu erreichen, mit der Vision eines CO<sub>2</sub>-neutralen Wirtschaftsraumes.

Wesentlicher Baustein dieser Entwicklung soll dabei der Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffindustrie in der Lausitz werden, welche die Basis für weitere Industrieansiedlungen und Innovationen aber auch für eine gesicherte Energieversorgung bildet. Zudem sollen dadurch bestehende Energieerzeugungs- und Verteilungsinfrastrukturen volkswirtschaftlich sinnvoll weitergenutzt werden.

Ziel dieser Machbarkeitsstudie ist die Vorbereitung des Investitionsvorhabens „Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes in der Lausitz“. Betrachtetes Gebiet sind die brandenburgischen Lausitzer Landkreise Spree-Neiße/ Wokrejs Sprjewja Nysa, Oberspreewald-Lausitz, Elbe-Elster und die kreisfreie Stadt Cottbus/ Chóšebuz.

Beauftragende Gebietskörperschaft dieser Studie ist der Landkreis Spree-Neiße/ Wokrejs Sprjewja Nysa, welcher für das Vorhaben federführend innerhalb einer Kooperation der Lausitzer Landkreise Spree-Neiße/ Wokrejs Sprjewja Nysa, Oberspreewald-Lausitz, Elbe-Elster und der kreisfreien Stadt Cottbus/ Chóšebuz fungiert. Die Landkreise bilden gemeinsam mit den sächsischen Landkreisen Görlitz und Bautzen und dem brandenburgischen Landkreis Dahme-Spreewald das Lausitzer Revier.

Der Fokus dieser Studie liegt auf der Prüfung der genehmigungsrechtlichen, energiewirtschaftsrechtlichen, förder- und beihilferechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Realisierbarkeit eines Wasserstoffnetzes. Dabei baut diese Studie auf den Ergebnissen der „Machbarkeitsstudie zum Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg“ des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg auf.

Die vorliegende Studie ist wie folgt gegliedert:

Im folgenden **Kapitel 2** der Studie erfolgt die Ist-Erfassung der Ausgangslage sowie der Entwicklungspotenziale eines Wasserstofftransportnetzes in der Lausitz.

Das darauffolgende **Kapitel 3** umfasst die Darstellung der bestehenden energiewirtschaftsrechtlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb eines Wasserstofftransportnetzes sowie den Ausblick auf aktuelle, für den Rechtsrahmen relevante Entwicklungen auf europäischer und nationaler Ebene. Zur Erläuterung der regulatorischen Zusammenhänge und um eine Vergleichbarkeit der Regulierungsregime der beiden Sektoren zu ermöglichen, werden dieser Darstellung die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb eines Erdgastransportnetzes vorangestellt. Die möglichen Rechtskonstruktionen für den Bau und Betrieb eines reinen Wasserstoffnetzes werden in diesem Kontext beschrieben.

Anschließend erfolgt in **Kapitel 4** die genehmigungsrechtliche Prüfung von Wasserstofftransportleitungen.

In **Kapitel 5** erfolgt die Ableitung des groben Trassenverlaufs und der Dimensionierung des Wasserstofftransportnetzes zur regionalen Wasserstoffversorgung in der brandenburgischen Lausitz.

**Kapitel 6** beinhaltet die förderrechtliche Prüfung eines Wasserstofftransportnetzes. Dies umfasst die Aufbereitung der für die Realisierung des Vorhabens sinnvollerweise nutzbaren Förderprogramme sowie die Darstellung des beihilferechtlichen Rahmens.

Die vorangestellten Untersuchungen bilden die Grundlage für die wirtschaftliche Betrachtung des Transportnetzes basierend auf einer Abschätzung der kapitalgebundenen und der betriebsgebundenen Kosten sowie der Netzentgelte (**Kapitel 7**).

Die Ergebnisse der Studie werden anschließend in **Kapitel 8** zusammengefasst.

# 02

# Ist-Erfassung der Ausgangslage und Entwicklungspo- tenziale

## 2 Ist-Erfassung der Ausgangslage und Entwicklungspotenziale

Ziel dieses Kapitels ist die Darstellung des aktuell erfassten Ist-Zustands und der Entwicklungspotenziale eines Wasserstofftransportnetzes in der Lausitz. Die Ergebnisse und Erkenntnisse dieses Kapitels dienen als Grundlage für die Bearbeitung der sich in der Studie anschließenden Betrachtungen.

### 2.1 Aufbau und Methodik

Ein Schwerpunkt ist die Erfassung bereits vorhandener sowie potenzieller zukünftiger Einspeiser (Quellen) und Abnehmer (Senken) von Wasserstoff. Grundlage hierfür bilden in erster Linie die Erkenntnisse der Studie „Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg“ des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg (MWAE) (nachfolgend „BB-Studie“ genannt). Die im Rahmen der BB-Studie ermittelten Wasserstofferzeugungspotenziale und Wasserstoffbedarfsmengen werden in dieser Studie durch neue Erkenntnisse erweitert und präzisiert.

Vorrangiges Ziel hierbei war es, konkrete Planungen von lokalen Wasserstofferzeugungsprojekten und potenziellen zukünftigen Wasserstoffabnehmern einzubeziehen. Zu diesem Zweck fand eine umfassende Abfrage verschiedener Akteure in den Landkreisen Elbe-Elster, Oberspreewald-Lausitz und Spree-Neiße/Wokrejs Sprjewja-Nysa sowie in der kreisfreien Stadt Cottbus/Chóšebuz statt. Weiterhin wurde zur Berücksichtigung des Bestandes sowie des Potenzials der Gewerbe- und Industrieflächen ein Austausch mit der Wirtschaftsförderung Land Brandenburg GmbH (WFBB) durchgeführt.

Im Rahmen der BB-Studie wurden bereits potenzielle zukünftige Wasserstoffbedarfe und Wasserstofferzeugungspotenziale ermittelt. Der Fokus der BB-Studie lag auf der Identifizierung großer Wasserstoffverbraucher, die einen maßgeblichen

Einfluss auf den Verlauf der Trassierung der übergeordneten Transportnetze haben bzw. auf einen leitungsgebundenen Wasserstofftransport angewiesen sind. Es wurden Bedarfe für die Sektoren energieintensive Industrie, Mobilität, Fernwärme und Rückverstromung ermittelt. Die Ermittlung der Wasserstofferzeugungspotenziale wurde im Wesentlichen über die Potenziale zur Stromerzeugung aus Wind und Freiflächenphotovoltaik bestimmt. Die ausführliche Beschreibung der Methodik lässt sich in der BB-Studie nachlesen<sup>1</sup>.

Zur Aktualisierung, Konkretisierung und Validierung der Wasserstofferzeugungspotenziale und Wasserstoffbedarfe fand eine umfassende Abfrage verschiedener Akteure in den Landkreisen Elbe-Elster, Oberspreewald-Lausitz und Spree-Neiße/Wokrejs Sprjewja-Nysa sowie in der kreisfreien Stadt Cottbus/Chóšebuz statt. Die Abfrage und Erfassung aktueller H<sub>2</sub>-Projekte umfassten im Wesentlichen folgende Schritte:

- Abfrage der Gemeinden zu bekannten Wasserstoffprojekten und potenziellen Wasserstoffverbrauchern durch den Auftraggeber (AG)
- Schriftliche Abfrage per Mail bei den relevanten H<sub>2</sub>-Abnehmern/-Erzeugern (Liste durch den AG erstellt)
- Online-Umfrage der Mitglieder des Wasserstoffnetzwerks DurchH2atmen zu H<sub>2</sub>-Projekten und H<sub>2</sub>-Bedarfen, um den Empfängerkreis zu erhöhen
- Bei Bedarf/ Wunsch wurden bilaterale Gespräche mit einzelnen Akteuren (H<sub>2</sub>-Abnehmer bzw. -Erzeuger) durchgeführt

Die gesammelten Meldungen liegen dem AG detailliert vor.

In Kapitel 2.2 werden die Ergebnisse der H<sub>2</sub>-Quellen- und -Senken-Analyse vorgestellt. In

<sup>1</sup> *Spillmann et al., Machbarkeitsstudie: Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg, 2023.*

Kapitel 2.3 erfolgt schließlich eine Abschätzung des Wasserbedarfs, welcher für die Erzeugung der ermittelten potenziellen Wasserstofferzeugungsmengen mittels Elektrolyse benötigt wird.

Ergänzend zu den in Kapitel 2.2 vorgestellten Wasserstofferzeugungspotenzialen (fast ausschließlich mittels Elektrolyse) erfolgte eine Analyse des zusätzlichen Wasserstofferzeugungspotenzials aus Biogas bzw. Biomethan (Kapitel 2.4).

Neben den potenziellen H<sub>2</sub>-Quellen und -Senken steht die Untersuchung der Netzpläne der Gas-Netzbetreiber im Fokus. Ziel hierbei ist es, mögliche Optionen zur Umstellung von Erdgas-Leitungen auf den Transport von Wasserstoff sowie bestehende Trassenkorridore zur Bündelung der Trassenverläufe zu ermitteln. Dazu wurden sowohl die übergeordneten Ferngasnetzbetreiber sowie die lokalen Verteilnetzbetreiber schriftlich angefragt. Bei Bedarf wurden vereinzelt Gespräche durchgeführt. Auch diese Meldungen liegen dem AG detailliert vor.

## 2.2 Auswertung Wasserstoffbedarf und Wasserstofferzeugung

Die im Rahmen dieser Studie gemeldeten Werte wurden mit den in der BB-Studie ermittelten Werten abgeglichen. Die dabei ermittelten Werte sind ausschlaggebend für die Dimensionierung des Netzes. Bei abweichenden Werten werden die jeweils größeren Bedarfs- bzw. Erzeugungsmengen angenommen, um das Netz ausreichend auszulegen. Für Meldungen, welche lediglich (Maximal-)Werte für Wasserstoff-Bedarf bzw. -Erzeugung ohne Nennung von Zeitplänen beinhalten, wurden bezüglich des Hochlaufs Annahmen analog zur BB-Studie getroffen. Für gemeldete Wasserstoffbedarfe im Wärmesektor ohne Angabe von Jahresangaben wurde ebenfalls kongruent zur BB-Studie angenommen, dass Wasserstoff erst in der finalen Phase der Energiewende in den Jahren nach 2040 eingesetzt wird. Zudem wurden Bedarfe, welche im jeweiligen Projekt bereits durch eigene Wasserstoffproduktion gedeckt werden, nicht als zusätzliche Wasserstoffbedarfe betrachtet.

Die Wasserstoffthematik unterliegt einer großen Dynamik, was zur Folge hat, dass sich auch die Planungen der einzelnen Akteure entsprechend dynamisch entwickeln und verändern können. Aufgrund dessen sind die im Rahmen dieser Studie ermittelten Planungen hinsichtlich Wasserstoff-Erzeugung und -Verbrauch lediglich eine Momentaufnahme. Einige Meldungen sind noch mit Unsicherheiten verbunden.

Die Auswertung der Abfrageergebnisse und der Vergleich mit den im Rahmen der BB-Studie ermittelten Werte ergibt im Rahmen dieser Studie einen höheren Wasserstoffbedarf in allen Landkreisen. Vor allem zu Beginn übersteigen die ermittelten Werte die Werte der BB-Studie um ein Vielfaches. Im Jahr 2045, zu welchem Zeitpunkt der Ausbauzustand des Wasserstofftransportnetzes finalisiert sein soll, **beträgt der in dieser Studie ermittelte Wasserstoffbedarf rund das 1,7-fache des Wertes aus der BB-Studie.** (Vgl. Abbildung 1)

Dies kann zum einen damit begründet werden, dass in der BB-Studie im Bereich Industrie lediglich bestehende und energieintensive Industrie berücksichtigt wurden. Die Berücksichtigung weiterer Unternehmen und insbesondere potenzieller Neuansiedlungen war nicht Bestandteil der BB-Studie.

Zum anderen befinden sich noch ein Großteil der im Rahmen der Wasserstoffbedarfsabfrage dieser Studie erfolgten Rückmeldungen im Projektstatus oder sind lediglich Projektüberlegungen. Bei vielen dieser Meldungen ist somit noch fraglich, ob diese Projekte tatsächlich realisiert werden und falls ja, wann und in welchem Umfang diese umgesetzt werden. In vielen Unternehmen herrscht zudem zum jetzigen Zeitpunkt noch Unsicherheit, in welchem Umfang Wasserstoff in den eigenen Prozessen tatsächlich eingesetzt werden kann (sowohl aus technischer als auch ökonomischer Sicht).

Aufgrund dessen erfolgte durch die Autor:innen eine Einschätzung hinsichtlich der Bedarfshöhe und des Zeitpunkts. Bei vielen dieser ambitio-

nierten Meldungen liegt es nahe, dass tendenziell höhere Werte genannt werden und die Projekte später tatsächlich in kleinerem Umfang umgesetzt werden. Gleichwohl wurden, um möglichst viele Unsicherheiten abzudecken und um eine ausreichende Dimensionierung zu ermöglichen, tendenziell die höheren Wasserstoffbedarfe insbesondere für 2045 angesetzt. Für die Dimensionierung entscheidend sind die finalen Werte im Jahr 2045.

Für das Jahr 2045 wurde der größte Wasserstoffbedarf im Sektor Industrie ermittelt, gefolgt vom Einsatz zur Rückverstromung (vgl. Abbildung 2). Insgesamt ergeben sich somit für die brandenburgische Lausitz folgende Bedarfswerte (Tabelle 1 und Abbildung 1-2):

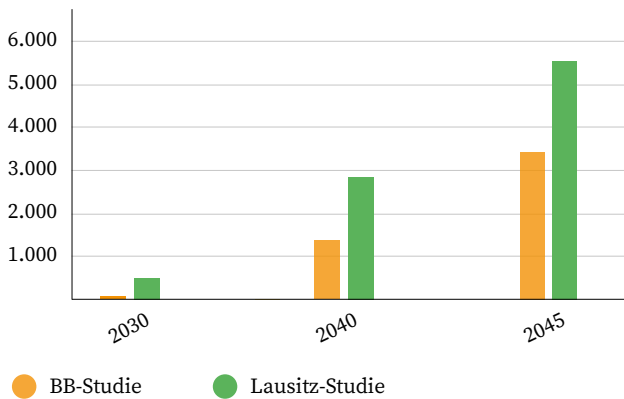


Abbildung 1: Vergleich ermittelter H<sub>2</sub>-Bedarf

H <sub>2</sub> - Bedarf in GWh			
	2030	2040	2050
Kreisfreie Stadt Cottbus/Chóseebuz	11	140	628
Landkreis Elbe-Elster	24	123	295
Landkreis Ober-spreewald-Lausitz	19	128	337
Landkreis Spree-Neiße/ Wokrejs Sprjewja-Nysa	449	3535	4.339
<b>Gesamtbedarf</b>	<b>503</b>	<b>3.926</b>	<b>5.601</b>

Tabelle 1: ermittelter H<sub>2</sub>-Bedarf

Vergleich H <sub>2</sub> - Bedarf in GWh						
	2030		2040		2050	
	BB-Studie	aktuelle Werte	BB-Studie	aktuelle Werte	BB-Studie	aktuelle Werte
<b>Gesamtbedarf</b>	63	503	1.222	3.926	3.222	5.601

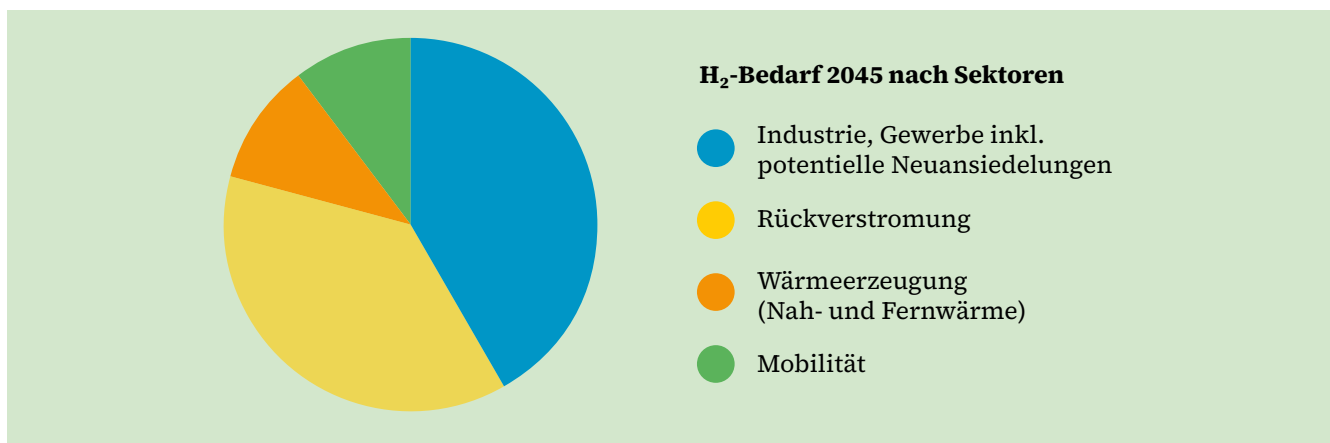
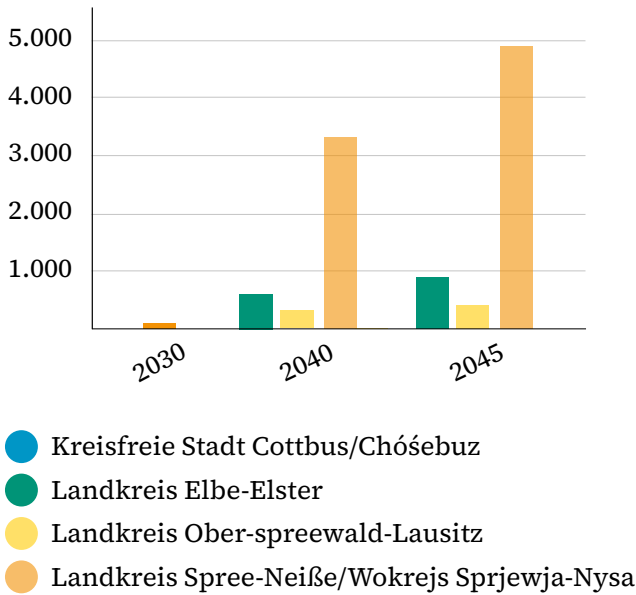


Abbildung 2: Wasserstoffeinsatz 2045 nach Sektoren



Sämtliche gemeldeten Wasserstofferzeugungsmengen sind in den im Rahmen der BB-Studie ermittelten Flächenpotenzialen zur Erzeugung von Wasserstoff enthalten (vgl. Abbildung 3). Insgesamt ist das Wasserstofferzeugungspotenzial in der betrachteten brandenburgischen Lausitz in

den Jahren 2040 und 2045 größer als der ermittelte Wasserstoffbedarf (vgl. Abbildung 4). Somit stellt sich die Lausitzregion über das Jahr gesehen als Exporteur von Wasserstoff dar. Nichtsdestotrotz werden Speicher bzw. Importe für Zeiten geringer Wasserstoffproduktion (Dunkelflaute) benötigt.



**H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenzial der Landkreise in GWh**

	2030	2040	2050
Kreisfreie Stadt Cottbus/Chósebus	0,26	18,31	27,15
Landkreis Elbe-Elster	16,67	638,50	946,71
Landkreis Ober-spreewald-Lausitz	10,00	282,81	419,66
Landkreis Spree-Neiße/Wokrejs Sprjewja-Nysa	104,28	3.285,15	4.858,11
<b>Gesamtbedarf</b>	<b>131,20</b>	<b>4.224,77</b>	<b>6.251,64</b>

Abbildung 3: H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenzial gesamt

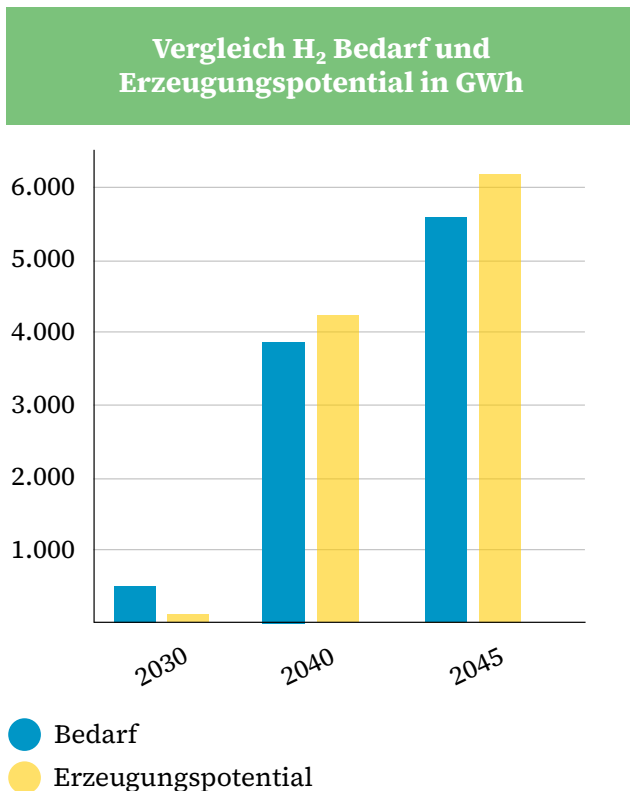


Abbildung 4: H<sub>2</sub>-Bedarf und Erzeugungspotenzial in der brandenburgischen Lausitz im Vergleich

## 2.3 Wasserbedarf

Auf Grund der Wasserknappheit in der Region Lausitz ist die langfristige Sicherung der Grund- und Trinkwasserressourcen sowie der Trinkwasserversorgung von besonderer Bedeutung. Deshalb wird im Folgenden der Wasserbedarf für die mögliche Wasserstoffproduktion in der Lausitz betrachtet. Der mögliche zusätzliche Wasserverbrauch wird anschließend eingeordnet und gegenübergestellt. Im Allgemeinen ist festzuhalten, dass Untersuchungen des Deutschen Vereins des Gas und Wasserfaches e.V. (DVGW) gezeigt haben, dass bei einer prognostizierten, deutschlandweiten Elektrolysearbeit von 70 TWh eine Wassermenge von 19 Mio. m<sup>3</sup> pro Jahr benötigt werden<sup>2</sup>. In Gegenüberstellung zur gesamten Trinkwasserversorgung in Deutschland (Öffentliche Wasserversorgung, Bergbau und verarbeitendes Gewerbe, Wärmekraftwerke, Landwirtschaftliche Beregnung) von rund 25 Mrd. m<sup>3</sup> Wasser (Stand 2013)<sup>3</sup> stellt die zusätzlich benötigte Wassermenge einen verschwindend geringen Anteil dar.

Bei der Elektrolyse wird Wasser unter Energiezufuhr (Strom) in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Das Rohwasser (aus dem Grundwasser) muss zunächst vollentsalzt (deionisiert) werden, um den Anforderungen des Elektrolyseurs zu entsprechen<sup>4</sup>. Die Menge an **Rohwasser** (aus dem Grundwasser) beträgt in etwa **12 bis 13 Liter pro hergestelltem kg Wasserstoff**<sup>4</sup>. 75 bis 80 % des Rohwassers werden als deionisiertes Wasser (9 bis 10 kg je kg H<sub>2</sub>) für die eigentliche Elektrolyse benötigt, der Rest kann in der Regel über Abwasserleitungen entsorgt werden<sup>4,5</sup>. Für die weiteren Berechnungen wird von 10 Liter deionisiertem Wasser bzw. 12,5 Liter Rohwasser pro hergestelltem kg Wasserstoff ausgegangen.

Für die vier Gebietskörperschaften werden bis 2045 rund 6.251 GWh Wasserstoff mittels Elektrolyse prognostiziert. (Vgl. Kapitel 2.2) Unter Berücksichtigung der in Tabelle 2 aufgeführten Eingangswerte kann entsprechend der Gleichungen (Gl.) 1.1, 1.2 und 1.3 der Wasserverbrauch ermittelt werden.

---

2 Petersen, Wasserbedarf für eine grüne H<sub>2</sub>-Wirtschaft.

3 BMUV, Statistik Trinkwasserversorgung.

4 Saravia et al., Genügend Wasser für die Elektrolyse, 2023.

5 H<sub>2</sub>.B - Zentrum Wasserstoff Bayern, Wasserstoff-FAQs.

	Formelzeichen	Wert
Volumetrischer Brennwert Wasserstoff	$H_s$	3,54 kWh/m <sup>3</sup>
Wasserverbrauch	$m_{in,H_2O}$	$10 \text{ l}_{H_2O}/\text{kg}_{H_2} = 0,01 \text{ m}^3_{H_2O}/\text{kg}_{H_2}$
Elektrolysearbeit	$Q_{el}$	6.251 GWh/a = $6,251 \times 10^9$ kWh/a
Produziertes Volumen H <sub>2</sub>	$V_{out,H_2}$	1.766 Mio. m <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /a

Tabelle 2: Eingangswerte für die Bestimmung des Wasserbrauchs für die Elektrolyse in der Region Lausitz

Im Ergebnis zeigt sich, dass für die Wasserstoffproduktion von 6.251 GWh ca. 1,58 Mio. m<sup>3</sup> Reinstwasser pro Jahr benötigt werden. Mit einem Aufschlag von 25 % Wasserverlust bei der Aufbereitung ergeben sich insgesamt rund **1,98 Mio. m<sup>3</sup> Rohwasser pro Jahr** (Tabelle 3). In dieser Betrachtung wurde lediglich der Wasserbedarf für den reinen Elektrolyseprozess ermittelt. Weitere Wasserbedarfe für Nebenaggregate (z. B. Kühlung, Abwasseraufbereitung) sind nicht inbegriffen, da diese projektspezifisch stark variieren.

$$\text{Gl. 1.1} \quad Q_{el}/H_s = V_{out,H_2}$$

$$\text{Gl. 1.2} \quad V_{out,H_2} \cdot m_{in,H_2O} = V_{in,H_2O}$$

$$\text{Gl. 1.3} \quad V_{roh,H_2O} = 1,25 * V_{in,H_2O}$$

	Formelzeichen	Wert
Verbrauchtes Volumen Reinst-H <sub>2</sub> O	$V_{in,H_2O}$	1,59 Mio. m <sup>3</sup> <sub>H<sub>2</sub>O</sub> /a
Verbrauchtes Volumen Roh-H <sub>2</sub> O	$V_{roh,H_2O}$	1,98 Mio. m <sup>3</sup> <sub>H<sub>2</sub>O</sub> /a (+25%)

Tabelle 3: Ergebnis Wasserbrauch für die Elektrolyse in der Region Lausitz

	Verbraucher	Verbrauch pro Jahr	Vergleich zum Wasserbedarf Elektrolyse
Energie			
Kohlekraftwerk Jänschwalde/ Janšojce	Kühlprozesse und Dampferzeugung	44 Mio. m <sup>3</sup>	ca. 22-fache
Kommunale Wasserwirtschaft			
LWG Lausitzer Wasser	Grundwasserförderung Versorgung von 125.000 EW	7 Mio. m <sup>3</sup>	ca. 3,5-fache
WAL Wasserverband Lausitz	Grundwasserförderung Versorgung von 78.900 EW	3,87 Mio. m <sup>3</sup>	ca. 1,9-fache

*Tabelle 4:  
Wasserverbrauch  
in der Lausitz*

Um nun die ermittelten Wassermengen zu bewerten, wurden beispielhaft einige Wasserabnehmer der Lausitz sowie deren Wasserverbrauch ermittelt (Tabelle 4):

- Kraftwerk Jänschwalde/Janšojce**  
 Das Kraftwerk Jänschwalde/Janšojce ist ein Braunkohlekraftwerk zur Erzeugung von Strom und Wärme für den Standort sowie für Cottbus/Chóšebuz und Peitz/Picnjo<sup>6</sup>. Nach eigenen Angaben des Kraftwerksbetreibers wurden im Jahr 2022 im Durchschnitt 44 Mio. m<sup>3</sup> pro Jahr für Kühlprozesse und Dampferzeugung benötigt.
- LWG Lausitzer Wasser**  
 Zum Versorgungsgebiet der LWG gehören neben der Stadt Cottbus/Chóšebuz mit ihren Ortsteilen auch die Gemeinden Neuhausen/ Spree und Kolkwitz/Gołkojce, die Stadt Drebkau/Drjowk sowie Bereiche des Amtes Lieberose/Oberspreewald und des Amtes Schenkenländchen (beide im Landkreis Dahme-Spreewald) sowie des Amtes Altdöbern und der Gemein-

de Märkische Heide<sup>7</sup>. Die LWG versorgen rund 125.000 Einwohner (EW).

- WAL Wasserverband Lausitz**  
 Das Verbandsgebiet der WAL erstreckt sich über den südlichen Teil des Landkreises Oberspreewald-Lausitz sowie angrenzende Kommunen im Elbe-Elster-Kreis<sup>8</sup>. Der Wasserverband versorgt rund 78.900 Einwohner (EW).

Es zeigt sich, dass der zusätzliche potenzielle Wasserbedarf durch die Elektrolyse verhältnismäßig klein ist (Abbildung 5). Selbst die Versorgung des Gebietes der LWG (inkl. Cottbus/Chóšebuz) von knapp 125.000 Einwohnern verbraucht rund 3,5-Mal mehr Wasser als die Elektrolyse (mit 6.251 GWh).

Natürlich ist jeder **nicht-verbrauchte** Kubikmeter Wasser in der Lausitz von Bedeutung – jeder potenzielle Elektrolyse-Standort muss demnach bezüglich der Wassersituation bewertet werden. Die Lausitzer Wasser GmbH & Co. KG (LWG) bewertet beispielsweise in einem Bericht von 2022, dass insgesamt die Trinkwasserversorgung des versorgten Gebietes Cottbus/Chóšebuz, welches zu den größ-

<sup>6</sup> LEAG, Kraftwerk Jänschwalde.

<sup>7</sup> LWG Lausitzer Wasser, Ver- und Entsorgungsgebiet.

<sup>8</sup> WAL Wasserverband Lausitz, Der Wasserverband Lausitz.



genutzt werden könnten. Dazu wird angenommen, dass sämtliche Kapazitäten derzeit genutzt werden, um aus dem Rohbiogas Strom zu erzeugen.

Weiterhin wird angenommen, dass:

- der elektrische Wirkungsgrad eines BHKWs bei 38 % liegt
- und der durchschnittliche Brennwert von Biogas 6 kWh/Nm<sup>3</sup> beträgt,

um aus dem bestehenden biogenen Potenzial auf konkrete Wasserstoffmengen zu schließen.

Zur Abschätzung der aus den bestehenden biogenen Potenzialen erzeugbaren Wasserstoffmengen wurde die Dampfreformierung als Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff angenommen.

Eine prozesstechnische Optimierung durch CCU (Carbon Capture and Utilization, d. h. die Abscheidung und anschließende Verwendung von Kohlendioxid) stellt eine Möglichkeit dar, das Konzept ökonomischer zu machen. Eine Abscheidung des CO<sub>2</sub> vor oder nach der Druckwechselabsorption ist genauso möglich, wie eine Abscheidung aus dem Abgas der Prozesswärme.

Die Ausbeute bei der Gesamtreaktion hängt von verschiedenen Faktoren ab. Eine genaue Erläuterung der Einflussfaktoren bedarf einer weitergehenden Untersuchung. Prinzipiell spielen Faktoren wie:

- die Zusammensetzung des Biogases und damit der eingesetzten Rohstoffe,
- vorgeschaltete Prozesse wie eine partielle Oxidation und
- die geforderte Reinheit des Wasserstoffs

eine entscheidende Rolle. Bei **Rohbiogas kann mit einer volumetrischen Ausbeute von ca. 60 % und bei Biomethan mit einer Ausbeute von ca. 75 %** gerechnet werden.<sup>15</sup> Die Reinheit des erzeugten Wasserstoffs entspricht der Qualität 3.0 (d. h. einer Reinheit von 99,9 %).<sup>15</sup>

Somit ergibt sich insgesamt folgende potenzielle maximale Wasserstofferzeugungskapazität aus Biogas und Biomethan in den jeweiligen Landkreisen:

	Nm <sup>3</sup> /Jahr	GWh/Jahr
Cottbus/Chóšebuz	3.112.105	11
Landkreis Elbe-Elster	43.952.368	156
Landkreis Oberspreewald-Lausitz	23.177.368	82
Landkreis Spree-Neiße/Wokrejs Sprjewja-Nysa	20.093.684	71
Gesamt	90.335.526	320

Tabelle 5: H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenzial aus Biomethan und Biogas

Die in Tabelle 5 dargestellten 320 GWh/Jahr entsprechen weniger als 10 % der 2045 über Elektrolyse hergestellten Mengen. Die zukünftige Nutzung dieser Biogasanlagen ist ungewiss und hängt im Wesentlichen von wirtschaftlichen Faktoren ab. Die Entwicklung tragfähiger Nachnutzungskonzepte für ehemals betitelte „Post-EEG-Anlagen“ ist ein Problem vieler Betreiber von EE-Anlagen in den vergangenen Jahren. Mit der **EEG-Novelle 2021** wurde dies jedoch teilweise geändert. Die nun betitelten „ausgeförderten Anlagen“ (§ 3a EEG) können im Rahmen der Ausbaupfade an den Ausschreibungen zur Vergütung von Strom aus Biomasse teilnehmen und somit weiterlaufen. Zuvor konnten lediglich Neuanlagen bei den Ausschreibungen teilnehmen. Zur Erreichung des darin festgelegten Ausbauziels für Biomasseanlagen wurde zudem das jährliche Ausschreibungsvolumen auf 600 MW angehoben.

Ob, in welchem Umfang und ggf. mit welchem Nachnutzungskonzept die Biogas- und Biomethananlagen zukünftig betrieben werden, hängt insbesondere von der wirtschaftlichen Bewertung durch die jeweiligen Anlagenbetreiber sowie von möglichen zukünftigen gesetzlichen Änderungen ab.

Konkret ist für die einzelnen Biogasanlagen zu untersuchen, welche Nutzungskonzepte am jeweiligen Standort sinnvoll sind, zum einen bezüglich der infrastrukturellen Voraussetzungen (Stromanschluss, Erdgas-/Flüssiggas-/Wärmenetz vorhanden, etc.), als auch der jeweiligen Anlagenparameter (Produktionsmenge, Zusammensetzung des Gases, elektrische/thermische Leistung).

Nutzungskonzepte können sein:

- Verstromung des Biogases
- thermische Nutzung des Biogases
- Kombination von thermischer und elektrischer Nutzung
- Erzeugung von Methan
  - Nutzung vor Ort
  - Einspeisung ins Methannetz
  - Transport in Trailern zu Verbrauchern oder Einspeiseanlagen
- Einspeisung in ein vorhandenes Flüssiggasnetz
- Erzeugung von Wasserstoff
  - Nutzung vor Ort
  - Einspeisung ins Wasserstoffnetz
  - Transport in Trailern zu Verbrauchern oder Einspeiseanlagen

Um konkrete Szenarien für die einzelnen Anlagen zu erarbeiten, sind weiterführende Studien durchzuführen, beispielweise arbeitet der Landkreis Elbe-Elster derzeit mit dem DVGW an einer solchen Studie.

Aufgrund der vielfältigen Möglichkeiten zur Nachnutzung (weitere Teilnahme an Ausschreibungen, Nutzung als Biomethan, etc.) wird davon ausgegangen, dass die H<sub>2</sub>-Produktion aus Biomethan eher einen sehr geringen Anteil ausmachen wird. Aufgrund dessen wird in dieser Studie bei den Wasserstoffherzeugungspotenzialen (vgl. Kapitel 2.2) ausschließlich von einer Erzeugung mittels Elektrolyse ausgegangen. Davon ausgenommen sind explizite Projektmeldungen für Wasserstoffherzeugung aus Biogas.

# 03

# Energiewirt- schaftsrechtliche Prüfung



## 3 Energiewirtschaftsrechtliche Prüfung

### 3.1 Der energiewirtschaftsrechtliche Rahmen für den Betrieb eines Gastransportnetzes

Der Gesetzgeber hat erstmals mit der EnWG-Novelle aus dem Jahr 2021 **Wasserstoff** als neuen Energieträger eingeführt, der neben die Energieträger Elektrizität und (Erd-)gas tritt. Mit Blick auf die energiewirtschaftsrechtliche Regulierung finden also nicht etwa schlicht die Vorgaben für den leitungsgebundenen Transport von Erdgas auch für Wasserstoff Anwendung. Vielmehr sieht das Gesetz eine getrennte Regulierung für **reine Wasserstoffnetze** vor. Im Rahmen der Untersuchung der regulatorischen Rahmenbedingungen für ein reines Wasserstofftransportnetz soll im Folgenden dennoch zunächst dargestellt werden, welche energiewirtschaftsrechtlichen Rahmenbedingungen für ein Erdgastransportnetz in der Region gelten. Dies dient dazu, grundlegende regulatorische Zusammenhänge zu erläutern und eine Vergleichbarkeit der anzulegenden Rahmenbedingungen für beide Szenarios zu ermöglichen.

Aufgrund der auf europarechtlichen Vorgaben beruhenden Liberalisierung des Gasmarkts sind das **Gasnetz** und der weitere **Gasmarkt** weitgehend voneinander **getrennt**.<sup>16</sup> Die Akteure müssen zwar ein enges Zusammenspiel gewährleisten, dennoch dürfen Gasnetzbetreiber aufgrund ihrer Monopolstellung weitestgehend nicht auf Seiten des restlichen Gasmarkts agieren. Der Schwerpunkt der vorliegenden Studie liegt auf den Voraussetzungen für die **Errichtung und den Betrieb**

eines Transportnetzes. Aus diesem Grund fokussiert sich die Darstellung der rechtlichen Rahmenbedingungen auf die Rechte und Pflichten der Netzbetreiber. Für die Bearbeitung wird darüber hinaus in Abgrenzung von einem Verteilernetz von einem Transportnetz, d.h. für den Gasbereich von einem Fernleitungsnetz ausgegangen. Die Unterscheidung ist von erheblicher Relevanz, da die Betreiber von Fernleitungsnetzen andere regulatorische Vorgaben gelten als für Betreiber eines Verteilernetzes.

#### 3.1.1 Die Regulierung der Netze und Akteure

Da sich die Effekte eines funktionierenden Wettbewerbs wie Effizienz- und Kostensenkungsdruck im Bereich der Energieversorgung aufgrund der **Monopolstellung der Netzbetreiber** nicht einstellen, müssen sie **künstlich durch den Staat erzeugt werden**. Dies erfolgt durch **staatliche Regulierung**.<sup>17</sup> Die **Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze** zielt gemäß § 1 Abs. 2 EnWG darauf ab, einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb bei der Versorgung mit (Elektrizität und) Gas und die Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen sicherzustellen. Ein zentraler Gegenstand der Regulierung ist die Sicherstellung des **Netzanschlusses und des Netzzugangs zu diskriminierungsfreien Bedingungen**, d.h. letztlich die Möglichkeit für Lieferanten, die Netze für Versorgungsleistungen zu nutzen.<sup>18</sup> Um die Ziele der Regulierung zu Erreichen stehen dem Staat unterschiedliche Instrumente zur Verfügung.

<sup>16</sup> Held/Schäfer-Stradowsky, *Energierrecht und Energiewirklichkeit*, 2023, Rn. 235, 237.

<sup>17</sup> Held/Schäfer-Stradowsky, *Energierrecht und Energiewirklichkeit*, 2023, Rn. 205.

<sup>18</sup> Held/Schäfer-Stradowsky, *Energierrecht und Energiewirklichkeit*, 2023, Rn. 933.

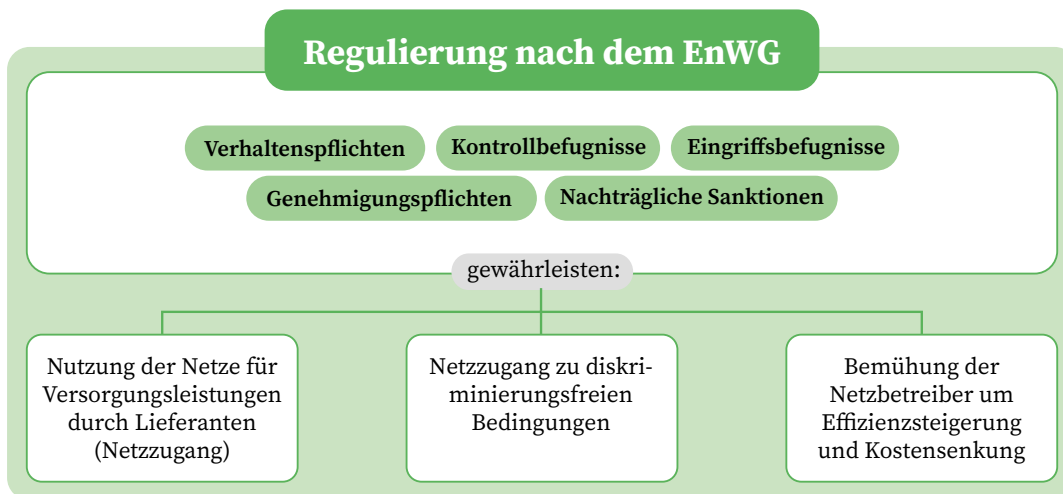


Abbildung 6:  
Instrumente der  
Regulierung

Zu den **Voraussetzungen des Marktzutritts** (auf Netzebene) gehört zunächst die **Genehmigung des Netzbetriebs** gemäß § 4 EnWG, die durch die Energieaufsichtsbehörde<sup>19</sup> erteilt wird. Die ex ante Genehmigung dient dazu, sicherzustellen, dass die in Frage stehende Netzinfrastruktur von **leistungsfähigen und zuverlässigen** (natürlichen oder juristischen) Personen betrieben wird. Dabei wird das Genehmigungserfordernis in erster Linie dann relevant, wenn ein Unternehmen erstmals als Betreiber eines Energieversorgungsnetzes tätig wird. Für den Fall, dass ein Netzbetreiber lediglich seinen Betrieb erweitert, bedarf es nicht immer einer erneuten Genehmigung, sondern nur dann, wenn sich die Frage der Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit im Einzelfall erneut stellt.<sup>20</sup> Unverzüglich nach der Bekanntgabe der Genehmigung, muss sich der Netzbetreiber gem. § 3 Abs. 1 Nr. 5 Marktstammdatenregisterverordnung<sup>21</sup> (MaStrV) im **Marktstammdatenregister** registrieren.

Darüber hinaus müssen **Transportnetzbetreiber** gemäß § 4a EnWG grundsätzlich als solche **zertifiziert sein**. Durch eine entsprechende Entschei-

dung der Bundesnetzagentur wird die **Einhaltung der erforderlichen Entflechtungsvorgaben** belegt und der Status eines Fernleitungsnetzbetreibers letztlich erst begründet.<sup>22</sup> Auch hier kommt es auf den Einzelfall an. Soll ein Netz durch einen bereits zertifizierten Betreiber betrieben werden, ist ein erneutes Verfahren entbehrlich. Die Regulierungsbehörde kann eine Zertifizierung gemäß § 4d EnWG **widerrufen** oder **erweitern** oder eine Zertifizierung **nachträglich mit Auflagen versehen**, sowie Auflagen ändern oder ergänzen, wenn auf Grund geänderter tatsächlicher Umstände eine Neubewertung der Zertifizierungsvoraussetzungen erforderlich wird.

**Entflechtung** meint dabei die staatliche Vorgabe an vertikal integrierte Unternehmen, den Energievertrieb vom Betrieb der Energienetze nach bestimmten wirtschaftlichen und organisatorischen Gesichtspunkten zu trennen und somit die Trennung von Netzbetrieb und restlichem Gasmarkt zu gewährleisten.<sup>23</sup> Während für Verteiler- und Transportnetze die gleichen Anforderungen mit Blick auf die Stufen der informationellen und buchhal-

19 In Brandenburg übernimmt die Energieaufsicht das Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie (MWAE) und das Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe (LBGR).

20 Theobald in: Theobald/Kühling, Energierecht, EnWG, 2022, § 4 Rn. 12 a.

21 Marktstammdatenregisterverordnung vom 10. April 2017 (BGBl. I S. 842), die zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist.

22 Hendrich in: Theobald/Kühling, Energierecht, EnWG 2022, § 4a Rn. 21

23 Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2023, Rn. 213.

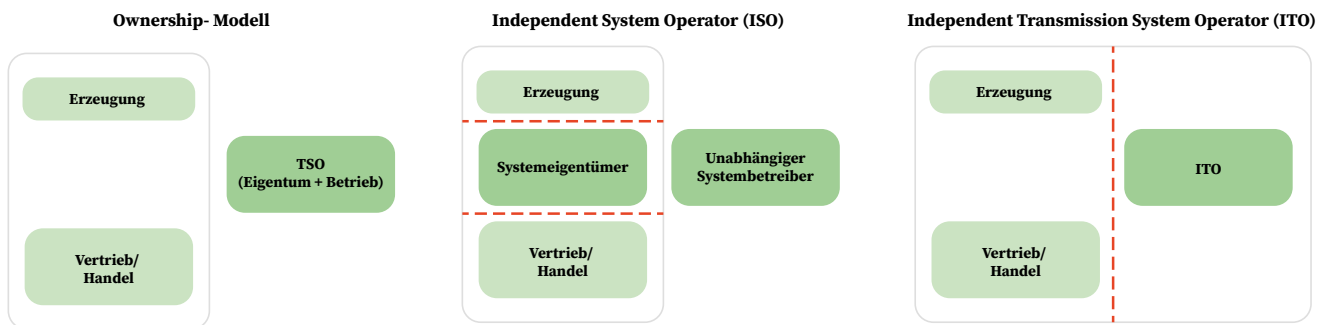


Abbildung 7: Entflechtungsmodelle auf Transportnetzebene

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Linnemann, *itemsblogging, Unbundling Wasserstoff; Die neuen EU-Vorschriften*, 2022.

terischen Entflechtung zu beachten sind, gelten für Transportnetze mit Blick auf die gesellschaftsrechtliche und operationelle Entflechtung besonders strenge Maßstäbe. Hier ist das Grundmodell für den Betrieb von Fernleitungen die eigentumsrechtliche Entflechtung. Alternativ kann den Anforderungen an die Entflechtung auch durch das Einsetzen eines unabhängigen Systembetreibers oder das Modell des unabhängigen Netzbetreibers genügt werden. Der Netzbetrieb muss also so erfolgen, dass die Voraussetzungen eines der im Folgenden skizzierten Modelle zur Entflechtung erfüllt werden.

Im Rahmen der **eigentumsrechtlichen Entflechtung** (Ownership Unbundling/ Ownership Modell) muss der Transportnetzbetreiber (Transmission System Operator, TSO) gemäß § 8 Abs. 2 S. 1 EnWG unmittelbarer oder mittelbarer Eigentümer des Transportnetzes sein. Darüber hinaus wird jede rechtliche Verbindung zwischen dem vertikal integrierten Unternehmen und dem Transportnetzbetreiber unzulässig, die nicht eine bloße Minderheitsbeteiligung darstellt.<sup>24</sup>

Der Netzbetrieb kann gemäß § 9 EnWG auch durch einen unabhängigen Systembetreiber erfolgen (In-

dependent System Operator-ISO). In diesem Fall **verbleibt das Eigentum am Transportnetz beim vertikal integrierten Unternehmen**, während der Betrieb selbst an ein rechtlich selbstständiges und in weiten Teilen unabhängiges Unternehmen übertragen wird.<sup>25</sup>

Beim in Deutschland weit verbreiteten Modells des sogenannten **unabhängigen Netzbetreibers** (Independent Transmission Operator - ITO-Modell) verbleiben **sowohl das Netzeigentum als auch der Netzbetrieb im Verbund des vertikal integrierten Unternehmens**, sodass diese Variante für das vertikal integrierte Unternehmen mit den **geringsten Eingriffen** verbunden ist.<sup>26</sup> Detaillierte Vorgaben in den §§ 10 ff EnWG gewährleisten dabei eine weitgehende rechtliche und organisatorische Unabhängigkeit des Transportnetzbetreibers

Der **Netzzugang**, d.h. das Recht Dritter, das Netz **vor Energieentnahme** und **nach Einspeisung** zu nutzen, ist zentraler Regelungsgegenstand des EnWG. Dem Netzzugang liegen privatrechtliche Verträge zugrunde, deren wesentliche Bedingungen aber von regulativen Vorgaben maßgeblich geprägt sind. Grundsätzlich trifft die Betreiber von Energieversorgungsnetzen gemäß § 20 Abs. 1 EnWG die

<sup>24</sup> Held/Schäfer-Stradowsky, *Energierrecht und Energiewirklichkeit*, 2023, Rn. 895. Nach diesem Modell entflochten ist z.B. die Gasunie Deutschland Transport GmbH.

<sup>25</sup> Jenn in: Assmann/Peiffer, *BeckOK EnWG*, 2023, § 9 Rn. 1.

<sup>26</sup> Jenn in: Assmann/Peiffer, *BeckOK EnWG*, 2023, § 10 Rn. 1. Zu den nach dem ITO-Modell zertifizierten Fernleitungsnetzbetreibern zählen u.a. die Ontras Gastransport GmbH, Bayernets und die Opem Grid Europe GmbH.

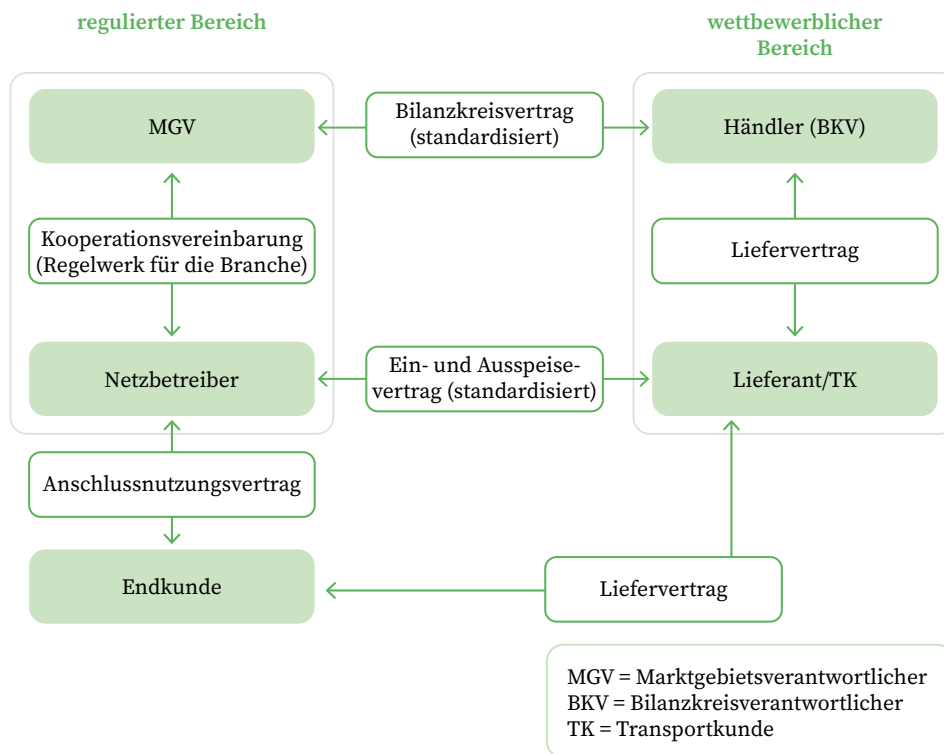


Abbildung 8:  
Vertragliche Strukturen  
in der Gaswirtschaft  
Quelle: Eigene  
Darstellung auf  
Grundlage von Trading  
Hub Europe, 2022.

Verpflichtung, den Zugang jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei zu gewähren. Korrespondierend dient der Anspruch auf **Netzanschluss** gemäß § 17 Abs. 1 EnWG dazu, die Erreichbarkeit für die Belieferung für den Adressaten bzw. die Verbindung des Einspeisers mit dem Netz sicherzustellen. Gegenstand des Anspruchs ist damit die physische Verknüpfung der in Frage stehenden Anlage mit einem Energieversorgungsnetz. Eine Verweigerung des Netzzugangs bzw. des Netzanschlusses kann nur in engen Grenzen erfolgen. Die **Netznutzungsentgelte** werden im Gasbereich kostenorientiert gebildet und durch das Korrektiv der Anreizregulierung modifiziert. Im Wege der Festlegung von Erlösobergrenzen durch die Regulierungsbehörde wird für einen bestimmten Zeitraum der maximal zulässige Erlös der Netzbetreiber bestimmt.<sup>27</sup>

Um die Realisierung dieser Vorgaben abzusichern, muss der Netzbetreiber verschiedene **vertragliche Bindungen** eingehen, deren Gestaltung durch den Gesetz- bzw. Verordnungsgeber konkretisiert

wird und zum Teil durch standardisierte Verträge geprägt ist.

Die Netzbetreiber sind zum einen gem. § 20 Abs. 1b S. 5 EnWG zur **Kooperation** untereinander verpflichtet. Die Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgabe erfolgt gemäß § 8 Abs. 6 GasNZV<sup>28</sup> durch das **multilaterale Vertragswerk der Kooperationsvereinbarung Gas**. Dieses regelt die Kooperation bei der physischen und bilanziellen Transportabwicklung. Darüber hinaus sind Netzbetreiber gemäß § 7 Abs.1 GasNZV dazu verpflichtet, mit den übrigen Netzbetreibern, mit deren Netzen sie über einen Netzkopplungspunkt verbunden sind, bilaterale **Netzkopplungsverträge** abzuschließen, um insbesondere die technische Bewirtschaftung von Netzkopplungspunkten zu regeln. Ferner sind Verträge **zwischen Transportkunden und Netzbetreiber** zu schließen. Hierzu zählt der Vertrag, mit dem die Herstellung eines Anschlusses geregelt wird, sowie der Vertrag über die Nutzung dieses Anschlusses (**Netzanschluss- und Anschlussnutzungsvertrag**).

27 Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2023, Rn. 947.

28 Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.

Mit Blick auf den **Netzzugang** selbst, werden die für seine Abwicklung notwendigen Verträge in § 3 GasNZV genannt. Hierzu zählen nach dem „Zweivertragsgrundsatz“ insbesondere ein **Einspeise- und ein Ausspeisevertrag** zwischen Transportkunde und Einspeise- bzw. Ausspeisenetzbetreiber. Der zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Transportkunde abzuschließende Vertrag wird durch die Anlagen der Kooperationsvereinbarung Gas standardisiert. Notwendig ist darüber hinaus auch der Abschluss des **Bilanzkreisvertrags**, der zwischen dem Marktgebietsverantwortlichen und dem Bilanzkreisverantwortlichen geschlossen wird und der der bilanziellen Abwicklung des Gastransports dient.<sup>29</sup> Auch zu diesem Vertragsgegenstand finden sich in der Kooperationsvereinbarung Gas entsprechende standardisierte Verträge.

Das normativ insbesondere durch Verordnungen vorstrukturierte Regulierungsregime in Deutschland ist derzeit im Wandel begriffen. Mit dem **Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften**<sup>30</sup> vom 26. Mai 2023 soll einem Urteil des EuGH<sup>31</sup> aus dem Jahre 2021 Rechnung getragen werden. Der EuGH sieht insbesondere im Bereich der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung die europarechtlich vorgesehene ausschließliche Zuständigkeit und Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden von normativen Vorgaben des Gesetzgebers in Deutschland als nicht gewährleistet an. Die in § 24 EnWG niedergelegte Verordnungsermächtigung, auf deren Grundlage u.a. die GasNEV<sup>32</sup> und GasNZV erlassen wurden, stellen nach der Auffassung des Gerichts eine unzulässige Verlagerung der durch Unionsrecht den Regulie-

rungsbehörden zugewiesene Befugnisse zur Festlegung von Bedingungen und Methoden auf den Verordnungsgeber dar.<sup>33</sup> Die entsprechenden Verordnungsermächtigungen sollen daher nach dem Gesetzesentwurf durch Festlegungsbefugnisse der BNetzA ersetzt werden. Auch wenn ein inhaltlicher Verstoß der betroffenen nationalen Regelungen gegen materielles Unionsrecht durch den EuGH nicht festgestellt wurde, der Entwurf Übergangsfristen vorsieht und das Gesetz selbst zum Bearbeitungszeitpunkt noch nicht in Kraft getreten ist, sind damit jedenfalls mittelfristig erhebliche Änderungen des dargestellten regulatorischen Rechtsrahmens zu erwarten.

### 3.1.2 Leitungsrechte und Wegenutzung

Im Rahmen der leitungsgebundenen Energieversorgung führen Leitungen regelmäßig über Grundstücke, die nicht im Eigentum des Netzbetreibers oder Netzeigentümers stehen. Die notwendigen Trassen können sowohl über Privatgrundstücke, Grundstücke in öffentlicher Hand als auch über öffentliche Verkehrswege führen. Neben der öffentlich-rechtlichen Genehmigung bedürfen Errichtung und Betrieb von Gasversorgungsleitungen daher auch der **zivilrechtlichen Gestattung**. Ein Transportnetz wird dabei in der Regel nicht über öffentliche Verkehrswege führen und, soweit es sich um ein reines Transportnetz handelt, auch keine primäre Versorgungsfunktion erfüllen<sup>34</sup>, weshalb die Sonderregelungen des Energiewirtschaftsrechts für die Wegenutzung keine Anwendung finden. Vielmehr sind schuldrechtliche Gestattungsverträge oder Nutzungsverträge mit den Berechtigten nach allgemeinen Vorschriften zu schließen. Denkbar ist auch die Eintragung ding-

29 Thole/Kirschnick in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, GasNZV, 2018, § 22 Rn. 2

30 Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, Br-Drs 230/30.

31 EuGH vom 2.9.2021 in der Rechtssache C-718/18, ECLI:EU:C:2021:662.

32 Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3229) geändert worden ist.

33 EuGH vom 2.9.2021 in der Rechtssache C-718/18, ECLI:EU:C:2021:662, Rn. 114, 115.

34 Huber in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2019, § 46 Rn. 19.

licher Leitungsrechte im Grundbuch zugunsten des Netzbetreibers. Als ultima ratio kann auch eine Enteignung im Sinne der Beschränkung der Grundstückseigentumsrechte bzw. deren Entziehung angestrebt werden. Der energierechtliche Planfeststellungsbeschluss entfaltet hierfür eine enteignungsrechtliche Vorwirkung.

### 3.1.3 Pflichten der Netzbetreiber beim Netzbetrieb

Den **Netzbetreibern** kommt aufgrund der volkswirtschaftlichen Relevanz funktionierender Energieversorgungsnetze eine rechtliche Sonderstellung zu, die durch die Vorgabe besonderer gesetzlicher **Rechte und Pflichten** ausgestaltet wird. Den Netzbetreibern wird die Verantwortung für die Energieversorgung selbst auferlegt. So treffen sie gem. § 11 EnWG die sogenannten **allgemeinen Betreiberpflichten**, d.h. letztlich die Rechtspflicht, den Betrieb, die Wartung und den Ausbau eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Netzes zu gewährleisten. Diese allgemeinen Pflichten werden durch spezifische Vorgaben für den Energieträger Gas und die entsprechende Netzebene konkretisiert. So muss durch den jeweiligen Gasnetzbetreiber auf Transportnetzebene die **technische Sicherheit** gewährleistet werden und auch die **vertragliche Abwicklung** des Gastransports ist durch die Netzbetreiber zu übernehmen, § 15 EnWG. Betreiber von Fernleitungsnetzen sind, sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems in dem jeweiligen Netz gefährdet oder gestört ist, darüber hinaus im Rahmen ihrer **Systemverantwortung** gemäß § 16 EnWG berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch netzbezogene Maßnahmen und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Netzbetreiber sind außerdem dazu verpflichtet, nach den gesetzlichen Vorgaben einen Plan des Bedarfs an Netzentwicklungsmaßnahmen zu entwickeln, § 15a EnWG.

## 3.2 Der energiewirtschaftsrechtliche Rahmen bei der Beimischung von Wasserstoff in ein bestehendes Erdgasnetz

Im Falle der anteiligen **Beimischung von Wasserstoff in ein bestehendes Erdgasnetz** finden im Wesentlichen die Regelungen des EnWG für Gasversorgungsnetze Anwendung.<sup>35</sup> Es sind jedoch einige Besonderheiten zu beachten: Wird im Wege der Wasserelektrolyse erzeugter Wasserstoff anteilig ins Erdgasnetz eingespeist, handelt es sich um Biogas, wenn die für die Elektrolyse eingesetzte Energie aus erneuerbaren Quellen stammt. Für die Einspeisung von Biogas sieht der Gesetzgeber einige Privilegierungen vor. So enthalten die §§ 33 ff GasNZV Regelungen zum vorrangigen Netzanschluss und Netzzugang von Biogasanlagen bzw. Biogaseinspeisern. Sie umfassen weitreichende Ausbauverpflichtungen für die Netzbetreiber, eine vorteilhafte Kostenteilung für die Anschlussnehmer mit Blick auf die Errichtung des Netzanschlusses und spezielle Vorgaben für die Entgeltenerhebung. In welcher Höhe die Beimischung von Wasserstoff im Einzelfall zulässig ist, wird im Wesentlichen durch die entsprechenden Arbeitsblätter des DVGW bestimmt.<sup>36</sup>

## 3.3 Der nationale energiewirtschaftsrechtliche Rahmen für reine Wasserstoffnetze

Wasserstoff wurde mit der EnWG-Novelle aus dem Jahr 2021 neben Gas und Elektrizität als Energieträger im EnWG eingeführt. Seither ist im EnWG ein Regulierungsregime für reine Wasserstoffnetze verankert, das jedoch in Anbetracht des sich noch in der Entwicklung befindenden Markthochlaufs als Übergangsregelung ausgestaltet ist.<sup>37</sup>

<sup>35</sup> BT-Drs. 19/27453, S. 118.

<sup>36</sup> Höcher, DVGW- AB 260 Gasbeschaffenheit Stand 2021: Was ist neu?.

<sup>37</sup> BT-Drs. 19/27453, S. 118; Assmann in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, 2023, § 28j Rn. 12.

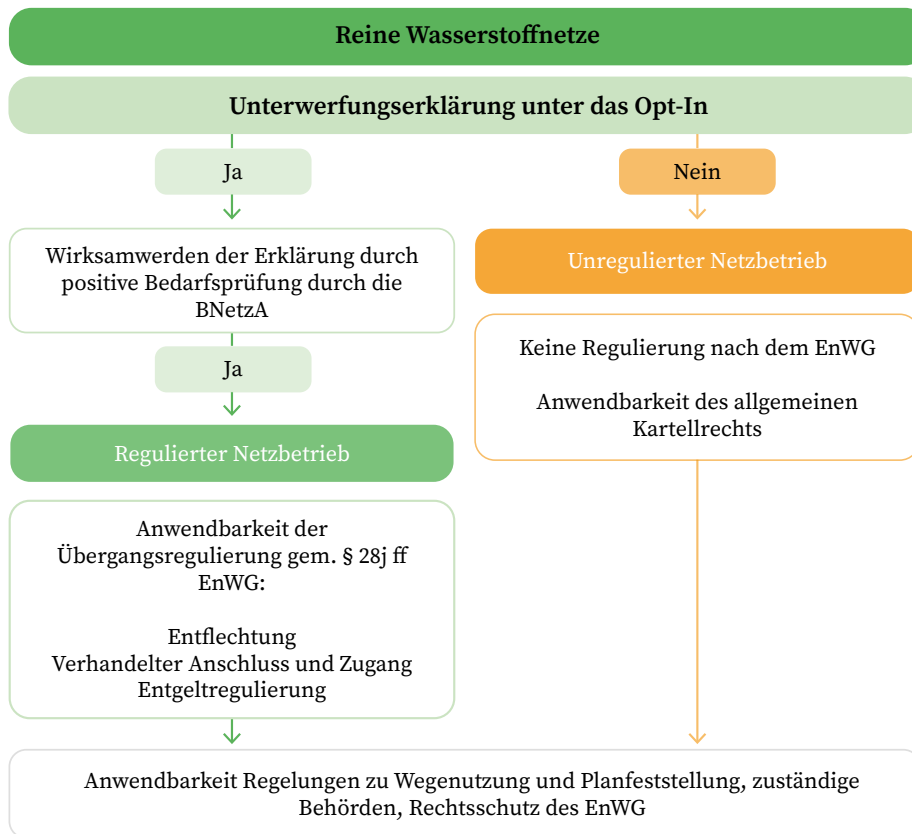


Abbildung 9:  
Regulierter und  
unregulierter Netzbetrieb

### 3.3.1 Die Regulierung der Netze und Akteure

Anders als im Bereich der Strom- und Gasregulierung unterscheidet das EnWG mit Blick auf Wasserstoff bisher **unter regulatorischen Gesichtspunkten nicht** zwischen Verteiler- und Transportnetzebene. Die im EnWG niedergelegten **Regulierungsvorgaben** sind bisher außerdem noch **fakultativ**, d.h. sie finden auf ein Wasserstofftransportnetz nur unter der Voraussetzung Anwendung, dass sich der Betreiber eines reinen Wasserstoffnetzes für die Regulierung entscheidet. Tut er dies nicht, sind im Wesentlichen die **allgemeinen Vorgaben des Kartellrechts** einschlägig.<sup>38</sup> Der Vorteil der Unterwerfung unter die Regulierung liegt in erster Linie in der erhöhten Rechtssicherheit für Netznutzende und Betreiber, die sich aus den Vorgaben zur Entflechtung, zu Anschluss und Zugang und insbesondere mit Blick auf die Finanzierung über Netzentgelte ergeben. Insbesondere für Wasserstoffnetze, die eine gewis-

se Dimensionierung erreichen, können sich damit durch die Regulierung relevante Vorteile ergeben.

Um von der sogenannten „**Opt-in**“-Möglichkeit für ein **Wasserstofftransportnetz** Gebrauch machen zu können, muss der Betreiber des in Frage stehenden Wasserstoffnetzes gegenüber der BNetzA gem. § 28j Abs. 3 EnWG die **Unterwerfung** unter die Regulierung **erklären**. Die Erklärung erstreckt sich dabei auf alle von diesem Betreiber betriebenen Wasserstoffnetze und ist unwiderruflich. Mit der Erklärung unterfällt der Betreiber des Wasserstoffnetzes also mit Wirkung für die Zukunft **komplett und ohne zeitliche Beschränkung der Regulierung**.

Voraussetzung des Wirksamwerdens dieser Erklärung ist eine **positive Bedarfsprüfung durch die BNetzA**. Anhand eines **Realisierungsfahrplans**, der gemäß § 28p Abs. 2 EnWG vom Netzbetreiber der BNetzA vorgelegt wird und u.a. den konkreten

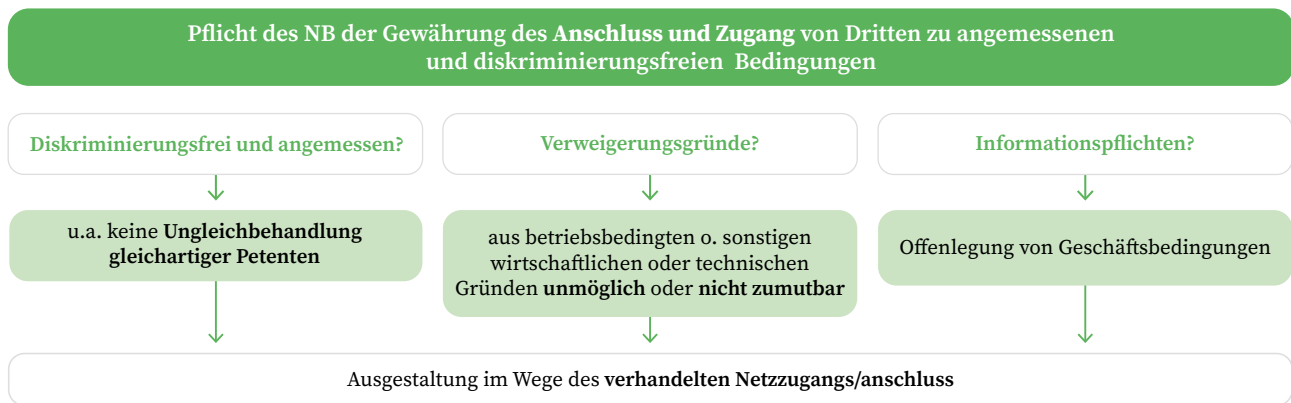


Abbildung 10: Netzanschluss und Netzzugang für Entnahme und Einspeisesituation nach § 28n EnWG

Bedarf mindestens eines Netznutzers belegt, wird der kundenseitige Bedarf für die Wasserstoffinfrastruktur nachgewiesen.<sup>39</sup> Die Bedarfsprüfung umfasst darüber hinaus gemäß § 28p Abs. 2 S.2 EnWG auch die Feststellung der **energiewirtschaftlichen Notwendigkeit**. Liegen die entsprechenden Voraussetzungen vor, wird die BNetzA eine positive Bedarfsprognose erstellen. Der Betreiber muss der Regulierungsbehörde alle für ihre Entscheidung notwendigen Unterlagen zur Verfügung stellen. Die BNetzA stellt auf ihrer Internetseite ein Antragsformular zur Verfügung, das Auskunft über die einzureichenden Unterlagen gibt, wobei diese nicht abschließend sind.<sup>40</sup>

Liegt die positive Bedarfsprognose vor, finden die Regulierungsvorgaben der §§ 28j ff EnWG für reine Wasserstoffnetze auf das Wasserstofftransportnetz Anwendung. Dies umfasst im Wesentlichen Vorgaben zur Entflechtung, zu Anschluss und Zugang und zur Entgeltregulierung. Mit Blick auf das geltende Regulierungsregime des EnWG ist zu beachten, dass im Falle einer finalen Entscheidung auf europäischer Ebene über die Gasbinnenmarkt-richtlinie und -verordnung **erhebliche Änderungen der regulatorischen Bedingungen** zu erwarten sind (3.2.4). Bei zukünftigen Änderungen des Regulierungsrahmens wird der Gesetzgeber den verfassungsrechtlich abgesicherten Vertrauens-

schutz des Netzbetreibers berücksichtigen müssen, sodass aus der jetzigen Unterwerfung später keine Nachteile erwachsen.

Erfolgt eine Unterwerfung unter die Übergangsregulierung, gelten insbesondere die im Folgenden dargestellten Regelungen:

Um einen transparenten und diskriminierungsfreien Netzbetrieb zu gewährleisten, ist der Netzbetrieb von der Wasserstofferzeugung, der Speicherung und dem Vertrieb zu entflechten. Während nach aktueller nationaler Rechtslage Vorgaben zur vertikalen, informatorischen und buchhalterischen Entflechtung zu beachten sind, sind diese weitaus weniger ausdifferenziert und umfassend als im Gasbereich. Die Betreiber von Wasserstoffnetzen sind zur Gewährleistung von Transparenz sowie zur diskriminierungsfreien Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs verpflichtet. Um dieses Ziel zu erreichen, muss im Rahmen der vertikalen Entflechtung gemäß § 28m EnWG die **Unabhängigkeit des Netzbetriebs** von der **Wasserstofferzeugung, der Wasserstoffspeicherung sowie vom Wasserstoffvertrieb** sichergestellt sein. § 28m Abs. 1 S. 3 Alt. 1 EnWG sieht vor, dass Betreiber von Wasserstoffnetzen **nicht gleichzeitig Eigentümer von Wasserstofferzeugungsanlagen, Wasserstoffspeichern oder**

<sup>39</sup> Assmann in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, 2023, § 28p Rn 6 f.

<sup>40</sup> BNetzA, FAQ: Ad hoc Bedarfsprüfung, 2023, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/FAQ/start.html>.



**Anlagen zum Wasserstoffvertrieb** sein dürfen. Gemäß § 28m Abs. 1 S. 3 Alt. 2 EnWG darf der Netzbetreiber diese Anlagen zudem **nicht errichten oder betreiben**.

Auch mit Blick auf **Zugang und Anschluss** an ein Wasserstofftransportnetz zeigt sich der Charakter der Übergangsregulierung, der den Marktakteuren im Rahmen des Markthochlaufs ein hohes Maß an Flexibilität zugesteht. Demnach ist der Zugang gemäß § 28n Abs.1 S.1 EnWG unter transparenten und diskriminierungsfreien Bedingungen im Wege des verhandelten Netzzugangs zu gewähren. Gleiches gilt für den Anschluss an ein Wasserstofftransportnetz.

Es ist damit weitgehend den Betreibern und Zugangs- bzw. Anschlussinteressenten überlassen, die jeweils **notwendigen Bedingungen vertraglich zu konkretisieren**.<sup>41</sup> Anders als im Gasbereich liegen im Wasserstoffbereich keine Kooperations- oder Verbändevereinbarungen oder Konkretisierungen durch den Ordnungsgeber vor. Es finden sich daher keine spezifischen Vorgaben etwa zur Gestaltung des Zugangsmodells, technischen Anschluss- und Zugangsbedingungen oder etwaigen Privilegierungen mit Blick auf die Einspeisung, wie sie z.B. aus der GasNZV oder der Kooperationsvereinbarung Gas bekannt sind.

Angesichts der geringen Regelungsdichte zum Bearbeitungszeitpunkt hängt die Frage, welche **Verträge** darüber hinaus mit welchem konkreten Inhalt zwischen welchen Akteuren zu schließen sind, daher in weiten Teilen von der spezifischen Marktconstellation und damit vom Einzelfall ab. Mit Blick auf die zentralen Leistungsbeziehungen liegt derweil eine Orientierung an den Prozessen, Verträgen und Verfahren der Gaswirtschaft nahe: Auch im Bereich Wasserstoff werden Energielieferverträge zwischen Wasserstofflieferanten und

Wasserstoffkunden bzw. Letztverbrauchern mit dem Inhalt zu schließen sein, Energie in Form von Wasserstoff an einem bestimmten Punkt über einen bestimmten Zeitraum gegen ein Entgelt zur Verfügung zu stellen. Die Abwicklung der technischen Fragen der Netzkopplung zwischen Netzbetreibern können ebenfalls vertragliche Vereinbarungen erfordern. Nicht zuletzt ist denkbar, dass sich mit dem stetigen Ausbau von Wasserstoffnetzen und der damit einhergehenden Komplexität des Betriebs und der Sicherstellung der Versorgung, die Einführung eines **Bilanzierungssystems** als sinnvoll erweist. Dies würde den Abschluss von Bilanzkreisverträgen erforderlich machen.<sup>42</sup>

Mit Blick auf die **Entgeltregulierung** ist der Ordnungsgeber bereits tätig geworden. Die im Dezember 2021 in Kraft getretene und auf Grundlage des § 28o Abs. 2 EnWG erlassene **WasserstoffNEV**<sup>43</sup> dient dazu, eine **Ermittlung der Netzkosten** zu ermöglichen, die als Grundlage der kostenorientierten Entgeltbildung anzusetzen sind.<sup>44</sup> Nach aktueller Rechtslage gilt die WasserstoffNEV nur für diejenigen Netzbetreiber, die sich dem Regulierungsregime des EnWG unterworfen haben, § 1 WasserstoffNEV.

Auch im Rahmen dieser Entgeltregulierung beschränken sich die Vorgaben auf die Grundzüge der Entgeltermittlung, während eine mit dem Gasbereich vergleichbare exakte Vorgabe, wie die regulierten Netzbetreiber ihre Entgelte zu bilden haben, sich der Verordnung nicht entnehmen lässt.

### 3.3.2 Leitungsrechte und Wegenutzung

Unabhängig davon, ob von einem Opt-in Gebrauch gemacht wurde, finden auf reine Wasserstoffnetze die in Teil 5 des EnWG geregelten Vorgaben zu **Wegerechten und Konzessionen** Anwendung. Die zivilrechtliche Gestattung der Nutzung von Grund-

41 Peiffer in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, 2023, § 28n Rn. 13.

42 Linnemann/Peltzer, Wasserstoffwirtschaft kompakt, S. 149.

43 Wasserstoffnetzentgeltverordnung vom 23. November 2021 (BGBl. I S. 4955).

44 Peiffer in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, 2023, § 28o, Rn. 2

stücken, auf denen ein zukünftiges Wasserstofftransportnetz verlegt werden soll, ist von hoher Relevanz für die Realisierung des Transportnetzes. Mit § 113a EnWG hat der Gesetzgeber wesentliche Erleichterungen für die Fälle erlassen, in denen bereits ein Wegennutzungsrecht oder eine Konzession für eine Gasleitung vorliegen.<sup>45</sup> Hier kann es zu einer **vereinfachten Überleitung bestehender Rechte auf Wasserstoffnetze** kommen. Liegt für ein Grundstück keine Gestattung vor, gelten die Regelungen für Wegerechte und Konzessionen nach § 46 EnWG für öffentliche Verkehrswege, während auf privaten Grundstücken allgemeine zivilrechtliche Grundsätze anzuwenden sind.

### 3.4 Die zukünftige Regulierung von Wasserstoffnetzen auf EU-Ebene

Die regulatorischen Rahmenbedingungen für den **Gas- und Wasserstoffmarkt** sind Gegenstand von Verhandlungen auf europäischer Ebene, die zum Zeitpunkt der Bearbeitung dieser Studie noch nicht abgeschlossen sind. Die Regulierung der Energiewirtschaft gründet maßgeblich auf europäischen Vorgaben. Daher sind noch zu erwartende europäischen Regelungen auch ein zentraler Grund für die aktuelle Ausgestaltung des Rechtsregimes in Form von Übergangsvorschriften auf nationaler Ebene.

#### 3.4.1 Der Entwurf der Kommission

Die Kommission hat am 15.12.2021 **Legislativvorschläge zur Überarbeitung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie** und der **Gasbinnenmarkt-Verordnung** vorgelegt. Das sogenannte „Gaspaket“ umfasst einen Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments für die Binnenmärkte für er-

neuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff<sup>46</sup> (im Folgenden: GasRL-E) sowie einen Vorschlag für eine Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff<sup>47</sup> (im Folgenden GasVO-E). Übergeordnetes Ziel der Vorschriften ist das Erreichen des EU-Ziels der Klimaneutralität bis 2050 durch eine effektive Gestaltung des Übergangs des Gassektors zu erneuerbaren und CO<sub>2</sub>-armen Gasen, insbesondere hin zu Biomethan und Wasserstoff. Hierzu zählt auch die Schaffung unterstützender Rahmenbedingungen durch Vorgaben zur Marktgestaltung. Der Vorschlag der Kommission enthält daher erstmals ein Regulierungsregime für reine Wasserstoffnetze.

Das von der Kommission vorgeschlagene Regulierungskonzept sieht in weiten Teilen eine **Angleichung der Regulierungsvorgaben von Erdgas und Wasserstoff** vor. Der europäische Gesetzgeber geht auch im Wasserstoffbereich von einem Monopol mit Blick auf zukünftige Netzstrukturen aus. Entsprechend sollen die bereits bekannten regulatorischen Instrumente mit Blick auf Zugang, Entgelte und Entflechtung in angepasster Form auch im Wasserstoffsektor Anwendung finden.<sup>48</sup> Eine freiwillige Unterwerfung unter ein Regulierungsregime, wie es momentan im nationalen Recht vorgesehen ist, wäre mit den zukünftigen europarechtlichen Regelungen also nicht vereinbar.<sup>49</sup> Die Kommission nimmt ebenso wie der nationale Gesetzgeber **keine Unterscheidung zwischen Verteilernetz- und Fernleitungsnetzebene** vor. Im Folgenden sollen die wesentlichen Regelungsvorschläge der Kommission zum Regulierungsregime mit Blick auf Entflechtung, Anschluss und Zugang sowie Entgelte skizziert werden.

<sup>45</sup> *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegennutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (157).

<sup>46</sup> Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff COM(2021) 803 final/2 (Neufassung).

<sup>47</sup> Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff, COM(2021) 804 final (Neufassung).

<sup>48</sup> *Sieberg/Cesarano*, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (167).

<sup>49</sup> *Sieberg/Cesarano*, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (167).

Auch im Bereich Wasserstoff sollen nach dem Entwurf die Tätigkeiten der Energieerzeugung und versorgung getrennt werden. Hierzu wird in der Richtlinie auf die Entflechtung für Erdgasfernleitungsnetzbetreiber nach den strengen Regeln des **Ownership Unbundling** verwiesen. Aufgrund der fehlenden Unterscheidung zwischen Fernleitungs- und Verteilerebene für reine Wasserstoffnetze in regulatorischer Hinsicht, sollen diese Vorgaben für alle reinen Wasserstoffnetze, unabhängig von der tatsächlichen Transportebene gelten.

Aus Art. 62 GasRL-E i.V.m. Art. 53 GasRL-E ergibt sich neben der vertikalen Entflechtung auch eine diagonale, somit **sektorenübergreifende Entflechtung** zwischen dem Gas- und Wasserstoffsektor. Alternativ zum Ownership Unbundling kann für den Betrieb von Wasserstoffnetzen das ISO-Modell, oder – allerdings befristet zum 31.12.2030 – das ITO-Modell angewendet werden. Der Vorschlag der europäischen Kommission fordert darüber hinaus mit Art. 63 GasRL-E erstmals auch die horizontale Entflechtung der Wasserstoffnetzbetreiber. Diese umfasst den Fall, dass keine vertikale Integration vorliegt, sondern nur der gemeinsame Betrieb von Wasserstoff und Gas oder Stromnetzen im Konzernverbund gegeben ist. Für das Wasserstoff- und Gasnetz einer Unternehmensgruppe sieht die horizontale Entflechtung dann eine gesellschaftsrechtliche Trennung vor. Für die buchhalterische Entflechtung wird im Wesentlichen auf die bestehenden Vorgaben zur Erdgasregulierung zurückgegriffen.<sup>50</sup> Unter engen Voraussetzungen sollen Ausnahmen vom Regulierungskonzept möglich sein, beispielsweise für Inselnetze.

Hinsichtlich der **Anschluss- und Zugangsregulierung** sollen die Mitgliedsstaaten nach dem

Entwurf der Kommission die Einführung eines Systems für den regulierten Zugang Dritter zu den Wasserstoffnetzen gewährleisten, das auf veröffentlichten Tarifen beruht und nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung zwischen den Nutzern des Wasserstoffnetzes angewandt wird, Art. 31 Abs. 1 GasRL-E. Der Zugang Dritter zu Wasserstoffnetzen soll damit nach dem Entwurf entsprechend der bereits bekannten regulatorischen Strukturen aus dem Strom- und Gassektor gestaltet werden. Die Mitgliedsstaaten stellen zudem sicher, dass **Tarife** oder die Methoden zu ihrer Berechnung von der Regulierungsbehörde vor deren Inkrafttreten **genehmigt** werden. Sie müssen vor ihrem Inkrafttreten **veröffentlicht** werden. Für eine befristete Übergangszeit, steht es nach dem Vorschlag der Kommission den Mitgliedstaaten frei, den Zugang im Wege eines verhandelten Netzzugangs zu gewährleisten. Art. 31 Abs. 2 GasRL-E. Nach Art. 6 Abs. 6 GasVO-E werden Wasserstoffnetze ab dem 1 Januar 2031 als Einspeise-/Ausspeisesysteme organisiert.

### 3.4.2 Aktuelle Entwicklungen auf europäischer Ebene

Sowohl das **europäische Parlament** als auch der **Rat der europäischen Union** haben mittlerweile zum Vorschlag der Kommission Stellung bezogen. Im Februar 2023 wurde die Position des zuständigen Ausschusses dem Parlament vorgelegt.<sup>51</sup> Der Rat der Europäischen Union hat mit der Verabschiedung einer „allgemeinen Ausrichtung“<sup>52</sup> im März 2023 eine politische Einigung erzielt, die noch vor Festlegung des Standpunkts des Parlaments in erster Lesung erfolgen kann. Die Verhandlungen zwischen den beiden Institutionen können nun beginnen. Eine Einigung muss formal

50 Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (171).

51 Proposal für a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen, Compromise Amendment 1 (CA1).

52 Council of the European Union, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen-General approach, 2021/0425 (COD), 7911/23, Council of the European Union, Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen-General approach, 2021/0424 (COD), 7909/23.

angenommen sowie im Amtsblatt der EU veröffentlicht werden, bevor sie in Kraft treten kann.

Anders als noch der Entwurf der Kommission, sieht die **Parlamentsposition** in ihrem Entwurf zur Richtlinie (im Folgenden GasRL-EP) eine **Trennung zwischen Verteiler- und Fernleitungsebene** vor.<sup>53</sup> Dies wirkt sich insbesondere im Rahmen der Entflechtung aus. Art. 62 i.V.m Art. 54 GasRL-EP regelt nun die Entflechtung auf Fernleitungsebene für reine Wasserstoffnetze. Eine Befristung für den Einsatz des ITO-Modells bis zum 31.12.2030 ist nicht mehr vorgesehen. Art. 63 GasRL-E wird durch die Parlamentsposition gestrichen. Es soll demnach entgegen dem Entwurf der Kommission keine horizontale Entflechtung zwischen Gas- und Wasserstoffnetzen geben. Für Wasserstoffverteiler-netze sollen gemäß Art. 42 GasRL-EP im Wesentlichen die gleichen Entflechtungsregelungen wie für die Gasverteiler-netze gelten, und damit weniger strenge Vorgaben als für die Fernleitungsebene. Nach Art. 42 Abs. 1 GasRL-EP würde gelten, dass der Betreiber eines Wasserstoffverteiler-netzes, der Teil eines vertikal integrierten Unternehmens ist, zumindest in Bezug auf Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig sein muss von anderen, nicht mit der Verteilung zusammenhängenden Tätigkeiten. Ausdrücklich würde dies keine Verpflichtung zur Trennung der Vermögenswerte des Wasserstoffverteiler-netzes von dem vertikal integrierten Unternehmen beinhalten. Die Vorgaben für die buchhalterische Entflechtung gemäß Art. 64 und Art. 69 der GasRL-E blieben auch nach dem Vorschlag des Parlaments anwendbar.

Mit Blick auf den **Drittzugang zu Wasserstoffnetzen**, sieht auch der Vorschlag des Parlaments die Einführung des regulierten Drittzugangs im Wege des Entry-Exit-Systems nach einer Übergangsphase vor und nimmt Klarstellungen mit Blick auf

die entsprechenden Definitionen vor. Außerdem schlägt das Parlament zukünftig Privilegierungen für bestimmte Nutzer vor. Mit Blick auf die **Entgeltregulierung** sieht der Vorschlag des Parlaments keine wesentlichen Änderungen vor. Hinsichtlich der **Finanzierung der Infrastruktur** nimmt der Entwurf des Parlaments in den Vorschlag auf, dass Betreiber von Wasserstoffnetzen die Möglichkeit haben sollen, die Kosten für den Netzausbau über die Zeit zu verteilen, indem die Mitgliedstaaten die Möglichkeit vorsehen, dass künftige Nutzer einen Teil der Anfangskosten übernehmen. Die Methodik eines solchen Mechanismus soll dabei von der jeweiligen Regulierungsbehörde genehmigt werden, sowie mit einer staatlichen Garantie versehen sein, die der Deckung des Risikos der Betreiber von Wasserstoffnetzen dient.

Am 28. März 2023 hat sich auch der **Rat der Europäischen Union** mit einer sog. „**allgemeinen Ausrichtung**“ auf seine Verhandlungsposition mit Blick auf das Gaspaket positioniert.<sup>54</sup> Dabei sind in einigen relevanten Punkten Abweichungen von der Parlamentsposition erkennbar.

So sieht die allgemeine Ausrichtung des Rates in seinem Entwurf zur Richtlinie (im Folgenden: GasRL-ER) ein Beibehalten der horizontalen Entflechtung vor, um Transparenz mit Blick auf Finanzierung und Entgelte sicherzustellen. Darüber hinaus ist zum jetzigen Zeitpunkt auch keine Trennung zwischen den Netzebenen vorgesehen. Hervorzuheben ist, dass trotz Beibehaltung der vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung als Grundmodell auch für Wasserstoffnetzbetreiber, der Entwurf des Rates eine Beibehaltung des ITO-Modells vorsieht, Art. 62 Nr. 4 GasRL-ER. Dies gilt für solche Fernleitungsnetzbetreiber, die beim Inkrafttreten der Richtlinie als solche zertifiziert sind. Der Rat sieht darüber hinaus vor, die Über-

53 Proposal für a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen, Compromise Amendment 1 (CA1), Erwägungsgrund 67a.

54 Council of the European Union, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen-General approach, 2021/0425 (COD), 7911/23; Council of the European Union, Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen-General approach, 2021/0424 (COD), 7909/23

gangsphase bis zur Umsetzung der detaillierten Vorgaben für Wasserstoff bis zum Jahre 2035 zu verlängern. So bleibt u.a. das Modell des verhandelten Netzzugangs bis zum Jahre 2035 zulässig, Art. 31 GasRL-ER.

Die zukünftigen Vorgaben auf europäischer Ebene werden nach Inkrafttreten und Ablauf der vorgesehenen Übergangsphase erhebliche Auswirkungen auf den **Betrieb eines Wasserstofftransportnetzes** haben. Die bisher noch vorgesehene Flexibilität der nationalen Übergangsregulierung wird in weiten Teilen durch klare regulatorische Regelungen ersetzt werden. Die Einführung eines eindeutigen und umfassenden Regulierungsregimes orientiert am Gas- und Stromsektor ist gerade unter dem Gesichtspunkt der Rechtssicherheit zu begrüßen. Problematisch ist jedoch, dass nach wie vor nicht klar ist, wie die Regelungen genau ausgestaltet sein werden, wann sie in Kraft treten und welche Übergangsphase vorgesehen sein wird. Im Einzelnen ergeben sich mit Blick auf die untersuchten Aspekte folgende Unsicherheiten, die **als Planungs- und Investitionshemmnis** angesehen werden können.

Mit Blick auf den **Betrieb eines überregionalen Transportnetzes** können die zukünftigen Regelungen von hoher Relevanz und ausschlaggebend für eine zukünftige Betriebsorganisation sein, wenn der Wasserstoffnetzbetrieb in **einem vertikal integrierten Unternehmen** stattfindet. Vorgaben zur Umstrukturierungen würden damit Unternehmen treffen, die neben Tätigkeiten des Netzbetriebs auch Tätigkeiten auf den vor- bzw. nachgelagerten Wertschöpfungsstufen der Energieversorgung, d.h. der Gewinnung bzw. Erzeugung tätig sind. Angesichts der noch unklaren Rechtslage besteht im Falle des Vorliegens eines vertikal integrierten Unternehmens erhebliche Rechtsunsicherheit, welche Vorgaben zur Entflechtung ab wann für den Wasserstoffnetzbetrieb verpflichtend sein werden. Je nach Ausgestaltung der Regelung und Gestaltung des Betriebs, kann eine nachträglich

erforderlich werdende Entflechtung **zeitaufwändig** und **kostspielig** sein.

Sollte der zukünftige Wasserstoffnetzbetrieb **nicht vertikal integriert erfolgen**, würden etwaige Vorgaben zur vertikalen und diagonalen Entflechtung hingegen keine Umstrukturierungsmaßnahmen nach sich ziehen. Würde es bei der Beibehaltung des Art. 63 GasRL-E bleiben, bliebe jedoch die **horizontale Entflechtung** zu beachten. Ein Gas- und Wasserstoffnetz könnte dann nicht innerhalb einer Gesellschaft betrieben werden. Auch hier würde jedenfalls der bürokratische Aufwand einer zweiten Gesellschaft ein Hindernis darstellen. Mit Blick auf den **Anschluss und Zugang** zu reinen Wasserstoffnetzen ist absehbar, dass der verhandelte Netzzugang für eine Übergangsphase anwendbar bleibt, was die nötige Flexibilität für den Aufbau der Wasserstoffnetze schafft. Insbesondere für eine künftige Umstellung von verhandeltem zu nicht verhandeltem Netzzugang fehlt es nach den vorliegenden Entwürfen an deutlichen Vorgaben und damit an Vorhersehbarkeit für die Betreiber und Nutzer des Wasserstoffnetzes. Welche Modelle in Zukunft die **Finanzierung der Wasserstoffnetze** ermöglichen werden, wird durch das Gaspaket nicht abschließend beantwortet und bedarf eigener Lösungsansätze auf Ebene der Mitgliedsstaaten. Hier ist positiv hervorzuheben, dass - zumindest nach der Position des Parlaments - der Entwurf der dena<sup>55</sup> einen auch nach europäischen Maßstäben gangbaren Weg darstellen kann. Nach wie vor ist die Frage der Finanzierung aber nicht abschließend geklärt.

### 3.4.3 Aktuelle Entwicklungen auf nationaler Ebene

Auf nationaler Ebene wird aktuell in vielfacher Hinsicht an den notwendigen politischen und rechtlichen Weichenstellungen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft gearbeitet. Zwei vorläufige Entwürfe der **Fortschreibung der nationalen**

55 *Dena, Vorfinanzierung durch die Netzbetreiber, Risikoabsicherung durch den Staat; Ein Vorschlag für mehr Tempo beim Ausbau der Wasserstoff-Netzinfrastuktur, 2022.*

**Wasserstoffstrategie**<sup>56</sup> lassen erkennen, dass als übergeordnetes, strategisches Ziel der Bundesregierung ein gesteigertes Ambitionsniveau entlang der gesamten Wertschöpfungskette angestrebt wird. Um dies zu ermöglichen soll nach den Entwürfen u.a. die Realisierung eines zügigen Aufbaus der Netzinfrastruktur vorangebracht werden. Die Veröffentlichung der finalisierten und abgestimmten Fortschreibung ist zum Bearbeitungszeitpunkt noch nicht erfolgt. Gerade für die leitungsgebundene Infrastruktur erlangt daneben ein Gesetzesentwurf der Bundesregierung<sup>57</sup> besondere Bedeutung, der am 26. Mai 2023 dem Bundestag zugeleitet wurde (im Folgenden: EnWG-E). Dieser enthält unter anderem die Voraussetzungen für die Genehmigung eines **Wasserstoffkernnetzes** durch die BNetzA enthält sowie erweiterte Regelungen zu den **Wasserstoffnetzentgelten**.

Das Ziel des zügigen Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft soll nach dem Entwurf durch die **Genehmigung eines Wasserstoffkernnetzes** durch die BNetzA gefördert werden. Die Genehmigung hat zur Folge, dass die **energiewirtschaftliche Notwendigkeit und Vordringlichkeit** der im Kernnetz enthaltenen Infrastrukturen aus planungsrechtlicher Sicht fingiert wird und sie als im überragenden öffentlichen Interesse liegend anzusehen ist, was eine rasche Realisierung ermöglicht. Der Fokus soll dabei auf dem überregionalen Transport von Wasserstoff liegen, § 28r Abs.1 S. 4 EnWG-E. **Die Fernleitungsnetzbetreiber** nehmen nach dem Entwurf bei der Erstellung des zukünftigen Kernnetzes eine Schlüsselrolle ein und sollen einen gemeinsamen Antrag auf die Genehmigung eines Wasserstoff-Kernnetzes der Regulierungsbehörde innerhalb von drei Wochen nach Inkrafttreten des Gesetzes vorlegen. Werden die Fernleitungsnetzbetreiber nicht tätig, erfolgt die Bestimmung des Kernnetzes durch die Bundesnetzagentur, § 28r Abs. 7 EnWG-E.

Dabei kann nicht jede Wasserstoffinfrastruktur Teil des zukünftigen Kernnetzes werden. Diesbezüglich legt § 28r Abs. 4 EnWG-E bestimmte **Voraussetzungen** fest. Die fragliche Infrastruktur muss innerhalb Deutschlands liegen, grundsätzlich dem Ziel des Aufbaus eines deutschlandweiten, effizienten, schnell realisierbaren und ausbaufähigen Wasserstoff-Kernnetzes nach § 28r Abs. 1 S. 2 EnWG-E dienen **und ihre planerische Inbetriebnahme** muss bis zum **Ablauf des 31. Dezember 2032** vorgesehen sein, § 28r Abs. 1 Nr. 1-3 EnWG-E. Darüber hinaus muss die jeweilige Infrastruktur nach dem Entwurf mindestens der im Entwurf genannten **Projekttypen** zuzuordnen sein, § 28r Abs.1 Nr.1-3 EnWG-E.

Neben die positive Bedarfsprüfung als Voraussetzung für die Kostenerhebung über Netzentgelte gem. § 28o EnWG tritt nach dem Gesetzesentwurf die Genehmigung bzw. Bestimmung des Wasserstoffkernnetzes, §28o Abs. 1 S. 4 EnWG-E. Zunächst unabhängig von einer Unterwerfung unter die Regulierung könnten damit auch Kosten von Teilen des zukünftigen Kernnetzes über Netzentgelte geltend gemacht werden. Darüber hinaus sieht der Gesetzesentwurf eine Ausweitung der in § 28o Abs. 2 EnWG verankerten Verordnungsermächtigung vor. Der Ordnungsgeber soll über die Aspekte der Ausgestaltung der Entgelte des Wasserstoffnetzes sowie den hierfür notwendigen Mechanismus zum Ausgleich zwischen den Wasserstoffnetzbetreibern entscheiden. § 28o Abs. 2 Nr. 3 EnWG-E sieht vor, dass der Ordnungsgeber die von den Netznutzern zu zahlenden Entgelte der Höhe nach begrenzen darf. Er kann ferner Regelungen treffen, wonach die Differenz zwischen Kosten und Entgelten auf spätere Netznutzer verlagert werden darf (sog. intertemporale Verursachungsgerechtigkeit).<sup>58</sup> So soll die Möglichkeit geschaffen werden das Entgelt gerade in Zeiten des Markthochlaufs auf einem wettbewerbsfähigen Niveau zu halten.

56 *BMWK, Überarbeiteter Entwurf für die Fortschreibung der NWS nach erfolgter BMWK-Haus- und Leitungsabstimmung, 2022, BMWK, Überarbeiteter Entwurf für die Weiterentwicklung der NWS nach erfolgter Ressortabstimmung, 2023.*

57 *Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiter energierechtlicher Vorschriften, BR-Drs. 230/23.*

58 *BR-Drs 230/23, S. 98.*

Es wird ermöglicht, dass spätere Netznutzer, die von einem bereits bestehenden Netz profitieren, einen Teil der Anfangsinvestitions- und Betriebskosten mittragen.<sup>59</sup> Bei der Anwendung dieses System kann auch von der Systematik des Plan-Ist-Kostenabgleich abgewichen werden.<sup>60</sup>

Nach § 28o Abs. 2 Nr. 4 EnWG-E ist es möglich, dass der Ordnungsgeber regelt, dass Netzentgelte der Höhe nach angeglichen werden können, deutschlandweit oder auch in regionalen Clustern. § 28 Abs. 2 Nr. 5 EnWG-E ermöglicht das Treffen von Regelungen über wirtschaftliche Ausgleichsmechanismen zwischen Betreibern von Wasserstoffnetzen. Ein solcher Mechanismus kann notwendige Folge einer einheitlichen Entgeltbildung sein, sofern nicht alle Betreiber von Wasserstoffnetzen ausreichende Erlöse zur Deckung ihrer individuellen Kosten erzielen können.<sup>61</sup>

Da das zukünftige genehmigte Wasserstoffkernnetz in planungsrechtlicher Hinsicht erhebliche Privilegierungen erfahren wird, könnte die **Aufnahme einer Infrastruktur in den Antrag** der Fernleitungsnetzbetreiber eine beschleunigte Realisierung und Inbetriebnahme ermöglichen. Die Aufnahme von Teilen des geplanten Wasserstofftransportnetzes in der Lausitz in das Kernnetz ist grundsätzlich denkbar. Auch könnte angesichts der geleisteten Vorarbeiten ein großer Teil der für die Antragstellung erforderlichen Informationen zeitnah zur Verfügung gestellt werden. Dies gilt jedoch nur für die Teile des Projektes, die den Anforderungen des Gesetzesentwurfs an das genehmigungsfähige Startnetz genügen.

Da die planerische Inbetriebnahme der fraglichen Infrastruktur bis zum Ablauf des 31. Dezember 2032 vorgesehen sein muss, kommt eine Aufnahme von vornherein nur für die ersten Abschnitte des geplanten Transportnetzes in Betracht. Die Infrastruktur muss außerdem unter

einen der genannten Projekttypen fallen. Beim geplanten H<sub>2</sub>-Transportnetz in der Lausitz handelt es sich nicht um ein genehmigtes IPCEI oder PCI Projekt. Es kommt damit lediglich der dritte im Gesetzesentwurf vorgesehene Projekttyp in Betracht, § 28r Abs. 4 Nr. 4 c EnWG-E. Umfasst sind hiernach Projekte mit **überregionalem Charakter zur Schaffung eines deutschlandweiten Wasserstoffnetzes und insbesondere solche Infrastrukturen die den Anschluss von großen industriellen Nachfragern und Erzeugern ermöglicht**. Eine Subsumtion des Transportnetzes in der Lausitz unter diesen Tatbestand ist in Anbetracht der grundsätzlich überregionalen Ausrichtung und Struktur der im Projekt untersuchten Quellen und Senken nicht ausgeschlossen. Wird die Genehmigung von einzelnen Abschnitten des geplanten Transportnetzes als Bestandteil des Kernnetzes angestrebt, ist mit den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB Gas e.V.) zeitnah in Kontakt zu treten.

Mit Blick auf die **Entgelte** ist in dem Entwurf eine Weichenstellung für die künftige Finanzierung der Wasserstoffnetze zu sehen. Dabei bleibt abzuwarten, welche konkreten Vorgaben der Ordnungsgeber mit Blick auf mögliche Finanzierungsmechanismen machen wird.

### 3.5 Rechtskonstruktionen für den Bau und Betrieb eines reinen Wasserstoffnetzes

Für den Bau und den Betrieb eines Wasserstofftransportnetzes sind vielfältige Ausgestaltungsmöglichkeiten denkbar. Zentral ist dabei die Frage, ob Bau und Betrieb in **kommunaler Verantwortung** liegen sollen, oder ob hier eine (teilweise) **Auslagerung auf die Privatwirtschaft** erfolgen soll. Im zweiten Fall bestehen dann **vielfältige Möglichkeiten der Zusammenarbeit zwischen Privaten und Kommunen**. Dabei sind vergaberechtliche, energierechtliche, gesellschaftsrechtliche und eigentums-

<sup>59</sup> BR-Drs 230/23, S. 98.

<sup>60</sup> BR-Drs 230/23, S. 99.

<sup>61</sup> BR-Drs 230/23, S. 99.

ÖPP	Eigentum an Grundstück / Dienstbarkeit	Eigentum an Leitung	Bau	Betrieb	Nutzungsrecht	Regellaufzeit	Regelmäßige Zahlungen	Eigentumsverboptionen	Betriebsrisiko	geeignet für Energiewersorgung	Förderung durch Vorabfinanzierung
Vertragliche ÖPP	Erwerbermodell (Raten-/Mietkaufmodell)	Privat			Öffentliche Hand	20-30 Jahre	Raten oder Mietzins	Nach Ablauf Vertragslaufzeit	Privat		
	Leasingmodell	Privat			Öffentliche Hand	vertraglich	Leasingrate	Nach Ablauf Leasingzeit	Öffentliche Hand		
	Mietmodell	Privat			Öffentliche Hand	vertraglich	Mietzins	vertraglich	Öffentliche Hand		
	Inhabermodell (Pachtmodell)	Öffentliche Hand		Privat	Privat	vertraglich (Zweckbindung)	vertraglich	vertraglich	Privat		
	Contractingmodell	Öffentliche Hand		Privat	Öffentliche Hand	5-15 Jahre (Zweckbindung)	Entgelte	-	-		
	Baukonzessionsmodell	Beide Optionen möglich/versorgungsunternehmen (§ 95 Abs. 1 S. 1 BGB)			Konzessionär	§ 3 Abs. 2 S. 2 KonzVG	-	-	Konzessionär		
Institutionalisierte ÖPP	Öffentlicher Auftrag	Öffentliche Hand	Privat	Öffentliche Hand	Öffentliche Hand	Bauphase	-	-	Öffentliche Hand		
	Gesellschaftsmodell	Gesellschaft 1	Gesellschaft	Gesellschaft	Gesellschaft 2	-	-	-	Gesellschaft		

Abbildung 11: Ausgestaltungsmöglichkeiten im Rahmen einer ÖPP



rechtliche Aspekte zu beachten, die zusammen die Gestaltungsmöglichkeiten vorgeben.

### 3.5.1 Kommunalen Bau und Betrieb

Gemeinden können sich im Rahmen ihrer Gemeindeordnung oder Landesverfassung unter bestimmten Voraussetzungen wirtschaftlich betätigen. Die Gemeinde darf sich gemäß § 91 Abs. 2 Brandenburgische Kommunalverfassung<sup>62</sup> (BbgKVerf) zur Erledigung von Aufgaben der örtlichen Gemeinschaft wirtschaftlich betätigen, wenn kumulativ der **öffentliche Zweck dies rechtfertigt** - dabei stellt reine Gewinnerzielung keinen öffentlichen Zweck dar - und die Betätigung nach **Art und Umfang in einem angemessenen Verhältnis zur Leistungsfähigkeit der Gemeinde und zum voraussichtlichen Bedarf** steht. Die Gemeinde kann auch zur wirtschaftlichen Betätigung auf der Grundlage eines Beschlusses der Gemeindevertretung ein **Unternehmen gründen** (§ 92 Abs. 1 BbgKVerf). Diese Regelungen gelten auch für Landkreise (§ 131 Abs. 1 i.V.m. § 122 Abs. 1 BbgKVerf).

Energieversorgung ist grundsätzlich ein typischer zur Daseinsvorsorge gehörender anerkannter öffentlicher Zweck im Aufgabenbereich der Gebietskörperschaften<sup>63</sup> und es spricht viel dafür hierunter auch Wasserstoffversorgung zu fassen. So hat die Wasserstoffversorgung nunmehr Eingang in die Zweckbestimmung des § 1 EnWG gefunden und ist damit der Gasversorgung in diesem Rahmen gleichgestellt. Landkreise sind nach § 122 Abs. 1 BbgKVerf Gebietskörperschaften, die nach § 122 Abs. 2 BbgKVerf in ihrem Gebiet in eigener Verantwortung alle die Leistungsfähigkeit der kreisangehörigen Gemeinden und Ämter übersteigenden öffentlichen Aufgaben wahrnehmen,

soweit gesetzlich nichts anderes bestimmt ist und die Aufgaben nicht durch kommunale Zusammenarbeit erfüllt werden. Damit dürfte grundsätzlich der Bau und Betrieb eines überregionalen und damit die Leistungsfähigkeit einzelner Gemeinden übersteigenden Wasserstofftransportnetzes durch Landkreise nach hiesiger Einschätzung vorbehaltlich einer Einzelfallprüfung möglich sein.

Grundsätzlich ist damit denkbar, dass Landkreise entweder direkt oder über ein kommunales Unternehmen den Bau und Betrieb eines Wasserstofftransportnetzes selbst übernehmen.

### 3.5.2 Strategische Partnerschaften

Gerade im Bereich der Energieversorgung bietet es sich an, die Expertise von Fernleitungsnetzbetreibern zu nutzen. Um gleichzeitig ausreichend Einfluss auf die Ausgestaltung und Steuerung zu haben, ist dann eine kommunale Beteiligung im Rahmen von **strategischen Partnerschaften**, sogenannten Öffentlich-privaten Partnerschaften denkbar. Hier bestehen viele Ausgestaltungsmöglichkeiten, auf die in aller Regel das **Vergaberecht** Anwendung findet. Die ÖPP ist der funktionalen Privatisierung zuzuordnen, sodass lediglich die Aufgabenerfüllung durch den Privaten erfolgt, die **Aufgabenverantwortung** bleibt im Sinne der Gewährleistungsverantwortung des Staates bei der öffentlichen Hand.<sup>64</sup> Die ÖPP ist eine **Beschaffungsvariante**, deren Auswahl insbesondere auch von Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen im Vergleich zu alternativen Beschaffungsvarianten abhängt.<sup>65</sup> Sie umfasst als ganzheitliches Modell Planung, Finanzierung, Bau und Betrieb öffentlicher Hochbau- und Infrastruktureinrichtungen durch Private.<sup>66</sup> Es kann im Rahmen der ÖPP zwischen einer informellen, einer aus-

62 Kommunalverfassung des Landes Brandenburg (BbgKVerf) vom 18. Dezember 2007 (GVBl.I/07, [Nr. 19], S.286), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 30. Juni 2022 (GVBl.I/22, [Nr. 18], S.6).

63 BVerfGE 38, 258 (270 f); BVerfG, NJW 1990, 1783.

64 Siegel in: Stelkens/Bonk/Sachs, VwVfG, 2023, § 54 Rn. 75.

65 Siehe hierzu die Anlage zu VV Nr. 2.6 zu § 7 LHO, Leitfaden „Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen bei PPP-Projekten“

66 Anlage zu VV Nr. 2.6 zu § 7 LHO, Leitfaden „Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen bei PPP-Projekten“, S. 6.

tauschvertraglichen und einer institutionalisierten ÖPP unterschieden werden.<sup>67</sup> Die folgende Tabelle gibt hierzu eine Übersicht.

In Betracht kommt insbesondere die **Vergabe eines öffentlichen Auftrags oder einer Baukonzession** oder auch die Gründung einer gemischten Gesellschaft unter kommunaler Beteiligung. Die zentralen Fragen sind dabei, wo das Betriebsrisiko und das Nutzungsrecht liegen soll und wie ein sinnvolles Ressourcenmanagement gelingen kann. Wird eine Förderung nach dem Investitionsgesetz Kohleregionen (wohl auch bei anderen Förderoptionen) in Anspruch genommen, und die Mittel im Rahmen der strategischen Partnerschaft and Dritte weitergeleitet, scheiden alle Modelle aus, die eine regelmäßige Zahlung der öffentlichen Hand an die private Vertragsseite vorsehen, da die Förderung dann nur im Rahmen einer Vorabfinanzierung möglich ist. Im Ergebnis dürften der **öffentliche Auftrag** und die **Baukonzession** für den Bau und Betrieb eines Wasserstofftransportnetzes im Rahmen einer Zusammenarbeit zwischen Kommunen und Privaten eine sinnvolle Lösung sein. Die Baukonzession ist dabei deckungsgleich zu der Aufteilung bei einem Inhabermodell und stellt damit lediglich eine konkrete Ausgestaltung des Inhabermodells dar. Bei der Entscheidung zwischen der Baukonzession und dem öffentlichen Auftrag ist entscheidend, dass bei ersterem sowohl **Nutzungsrecht als auch Betriebsrisiko bei der privaten Vertragsseite** liegen, während bei dem öffentlichen Auftrag die öffentliche Hand je nach Ausgestaltung Betrieb, Nutzung und damit

auch das Betriebsrisiko trägt. Das **Nutzungsrecht und seine natürlichen Folgen**, nämlich der Transfer der mit der Nutzung verbundenen Risiken, ist damit das Kriterium zur Unterscheidung öffentlicher Aufträge von Konzessionen.<sup>68</sup> Mit dem Nutzungsrecht wird auch die Verantwortung für die Nutzung übertragen, die sowohl die technischen und finanziellen Aspekte als auch die Verwaltung des Werks umfasst. Entsprechend muss der Konzessionär auch die Investitionen durchführen, die notwendig sind, damit das Werk den Benutzern ordnungsgemäß zur Verfügung gestellt werden kann. Er trägt auch das Risiko der Amortisation des Werks.<sup>69</sup> Dabei kann auch eine Zuzahlung durch den Konzessionsgeber (Intervention) in verschiedenen Formen erfolgen (etwa garantierter Pauschalbetrag oder Festbetrag, der entsprechend der Zahl der Benutzer überwiesen wird). Eine solche Intervention ändert dann nicht unbedingt die Natur des Vertrags, wenn der Betrag nur einen Teil der Kosten der Errichtung und Nutzung des Werks deckt<sup>70</sup> und dadurch das Nutzungsrisiko nicht beseitigt wird<sup>71</sup>.

In beiden Fällen ist zwingend das **Vergaberecht** zu beachten. Die Vergabe der Konzession unterliegt insbesondere der **Konzessionsvergabeverordnung**<sup>72</sup> (KonzVgV), die nähere Bestimmungen über das einzuhaltende Verfahren bei der Vergabe von Konzessionen im Anwendungsbereich des GWB enthält (§ 1 KonzVgV).

Die Baukonzession ist vor dem Hintergrund der gesetzlichen Bestimmungen aber nur unter be-

67 Siegel in: Stelkens/Bonk/Sachs, VwVfG, 2023, § 54 Rn. 76.

68 Europäische Kommission, Grünbuch zu öffentlich-privaten Partnerschaften und den gemeinschaftlichen Rechtsvorschriften für öffentliche Aufträge und Konzessionen, KOM (2004), 324, S. 13.

69 Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission zu Auslegungsfragen im Bereich der Konzessionen im Gemeinschaftsrecht (2000/C121/02), 2.1.2.

70 Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission zu Auslegungsfragen im Bereich der Konzessionen im Gemeinschaftsrecht (2000/C121/02), 2.1.2.

71 Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission zu Auslegungsfragen im Bereich der Konzessionen im Gemeinschaftsrecht (2000/C121/02), 2.1.2.

72 Konzessionsvergabeverordnung vom 12. April 1016 (BGBl. I S. 624, 683), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 10. Juli 2018 (BGBl. I S. 1117) geändert worden ist.



Abbildung 12: Modelle zum Bau und Betrieb eines Wasserstofftransportnetzes

stimmten Voraussetzungen für private Unternehmen wirtschaftlich attraktiv. Da das private Unternehmen im Rahmen einer Baukonzession an engere Vorgaben (insbesondere an eine Laufzeit) gebunden ist als bei einem reinen privaten Bau, müsste dieser Nachteil durch einen besonderen Vorteil – wie etwa die Förderung – ausgeglichen sein. So müsste grundsätzlich von einem (faktischen) Ausschließlichkeitsrecht an den Leitungen ausgegangen werden, da sonst die (hypothetische) Gefahr eines parallelen Leitungsbaus bestünde. Das muss dann im Rahmen der Projektausgestaltung konkret beleuchtet werden.

In Betracht kommt auch die **Gründung einer gemischten Gesellschaft**. Bei der sogenannten institutionalisierten ÖPP (im Folgenden IÖPP) erfolgt die Zusammenarbeit zwischen öffentlichem und privatem Sektor innerhalb eines eigenständigen Rechtssubjekts. Hierbei handelt es sich um ein Rechtskonstrukt, dass sich von der vertraglichen ÖPP erheblich unterscheidet.<sup>73</sup> Es kann dabei auch die Aufspaltung in eine Gesellschaft, die das Eigentum der Anlagen

hält und eine Gesellschaft, welche die Anlagen mietet oder pachtet und betreibt, erfolgen.

Bereits bei der Gründung der Gesellschaft sind vergaberechtliche Grundsätze einzuhalten. Ein möglicher Weg zur **Gründung einer IÖPP**, der nach Ansicht der Kommission mit den Grundsätzen des Gemeinschaftsrechts vereinbar ist und zugleich eine doppelte Ausschreibung verhindert, stellt sich folgendermaßen dar: Der private Partner der IÖPP wird durch **ein Verfahren ausgewählt, dessen Gegenstand sowohl der öffentliche Auftrag oder die Konzession ist, der bzw. die dem zu gründenden gemischtwirtschaftlichen Unternehmen übertragen werden soll**, wie auch der Beitrag des privaten Partners zur Abwicklung dieser Aufgaben und/oder zur Geschäftsführung des gemischtwirtschaftlichen Unternehmens. Die **Auswahl des privaten Partners geht einher mit der Gründung der IÖPP und der Übertragung** der jeweiligen wirtschaftlichen Aufgaben auf das gemischtwirtschaftliche Unternehmen.<sup>74</sup> IÖPP müssen innerhalb der Grenzen ihres ursprünglichen

<sup>73</sup> Vgl. Anlage zu VV Nr. 2.6 zu § 7 LHO, Leitfaden „Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen bei PPP-Projekten“, S. 9.

<sup>74</sup> Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission zu Auslegungsfragen in Bezug auf die Anwendung der gemeinschaftlichen Rechtsvorschriften für öffentliche Aufträge und Konzessionen auf institutionalisierte öffentlich-private Partnerschaften (IÖPP), (2008/C 91/02), 2.2.

## Große Netzgesellschaft



## Dienstleistungsmodell



## Pacht- und Dienstleistungsmodell

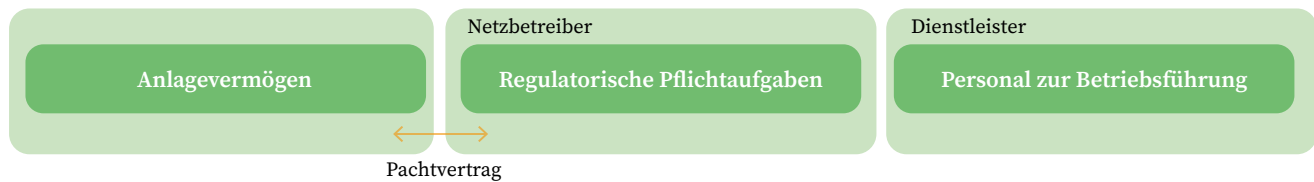


Abbildung 13: Betreibermodelle Wasserstofftransportnetz

Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von Linnemann/Peltzer, *Wasserstoffwirtschaft kompakt*, 2022, Abb. 6.2.

Unternehmensgegenstandes arbeiten und können grundsätzlich ohne ein Verfahren, das dem gemeinschaftlichen Vergabe- und Konzessionsrecht entspricht, keine weiteren öffentlichen Aufträge oder Konzessionen erhalten.<sup>75</sup> Durch die **Gründung einer Gesellschaft unter strategischer privater Beteiligung** ließen sich Ressourcen bündeln und kommunaler Einfluss sichern. Gleichzeitig könnte sich die Ausgestaltung der Gesellschaft bereits an den zu erwartenden Entflechtungsvorgängen auf europäischer Ebene orientieren.

Wenn das Projekt so weit wie möglich auf private Unternehmen ausgelagert werden soll, ist insoweit auch eine **reine private Ausgestaltung denkbar**, in der die Kommunen dann **beispielsweise nur die Fördermittelberatung** durchführen. Das hat für die Kommunen den Vorteil, dass keine vertragliche Bindung entsteht. In diesem Fall wäre es sinnvoll vorab eine Marktabfrage durchzuführen, um abzuklären, ob private Unternehmen bereit wären eine entsprechende Investition durchzuführen. Es muss entsprechend vorab geklärt werden, inwieweit eine Investitionsbereitschaft besteht. Die

Marktabfrage kann auf Basis der Ergebnisse dieser Studie stattfinden.

Welche Ausgestaltung schlussendlich die sinnvollste und wirtschaftlichste ist, die auch allen Interessen gerecht wird, kann nur in einer Einzelfallprüfung vor dem Hintergrund der konkreten Projektplanung bewertet werden. Die vorliegende Studie kann hierzu lediglich Modelle aufzeigen und die grundsätzliche Eignung prüfen. Zu beachten ist dabei insbesondere, dass im Rahmen der Zusammenarbeit mit Privaten 10 % der Förderquote aus dem Landshaushalt bereitgestellt werden müssen. Die folgende Grafik soll hierzu einen Überblick geben und die wesentlichen Punkte aufgreifen.

### 3.5.3 Energierechtliche Betreibermodelle

In Einklang mit den bestehenden nationalen energierechtlichen Vorgaben sind zum aktuellen Zeitpunkt hinsichtlich der **Rechtskonstruktionen für den Netzbetrieb** verschiedene Varianten möglich, deren Vor- und Nachteile sich insbesondere in der Zusammenschau mit dem möglichen Förderregime ergeben. Allgemein kann der Netzbetrieb

<sup>75</sup> EuGH, C-496/99, *Kommission gegen CAS Succhi di Frutta SpA*, Slg. 2004, I-3801, Rn. 118.

Eigentum an Versorgungsleitung		Grundstück	
		Wegegrundstück der Gemeinde	Privates Grundstück
Verlegnung	Gemeinde direkt	Wesentlicher Bestandteil des Grundstücks, §§ 94, 946 BGB	Sondereigentum (Scheinbestandteil § 95 Abs. 1 S. 1 BGB)
	Juristische Person der Gemeinde	Wesentlicher Bestandteil des Grundstücks, §§ 94, 946 BGB	Sondereigentum (Scheinbestandteil § 95 Abs. 1 S. 1 BGB)
	Versorgungsunternehmen	Sondereigentum (Scheinbestandteil § 95 Abs. 1 S. 1 BGB)	Sondereigentum (Scheinbestandteil § 95 Abs. 1 S. 1 BGB)

Abbildung 14:  
Eigentum an Versorgungsleitungen

zum einen in einer **großen Netzgesellschaft** erfolgen, der Anlagevermögen, regulatorische Pflichtaufgaben und das Personal zur Betriebsführung vereint. Es handelt sich dann um eine (große) Wasserstoffversorgungsgesellschaft, die insbesondere im Rahmen der oben dargestellten IÖPP möglich wäre. Im Rahmen dieses Modells würde dann zunächst durch einen strategischen Partner einer Kommune eine Netzeigentumsgesellschaft gegründet. Die Kommune erwirbt entweder später einen strategischen Anteil oder beteiligt sich bereits an der Mitgründung. Um ihre Einflussnahme sicherzustellen, bietet es sich hier an, Mehrheitsanteile zu erwerben. Der strategische Partner kann dann die Betriebsführung übernehmen.<sup>76</sup>

Darüber hinaus denkbar ist die Strukturierung im Rahmen eines Pacht - oder Dienstleistungsmodells. Beim Pachtmodell verpachtet der Eigentümer das Netz an eine Betreibergesellschaft. Ein **Pacht- und Dienstleistungsmodell** liegt vor, wenn der Eigentümer das Netz an den Netzbetreiber verpachtet und dieser lediglich die regulatorischen Pflichtaufgaben wahrnimmt, sich aber bezüglich der operativen Betriebsführung eines Dienstleisters bedient. Ein reines Betriebsführungsmodell liegt vor, wenn der Wasserstoffnetzbetreiber als Netzeigentümer die Be-

triebsführung abgibt, aber die regulatorischen Pflichtaufgaben selbst übernimmt.

Das Anlagevermögen, mithin das Eigentum am Netz und Zubehör kann in der Regel als Sondereigentum getrennt vom Grundstückseigentum gehalten und veräußert werden.<sup>77</sup> Das hängt davon ab, wer die Leitung auf welchem Grundstück verlegt. Wird sie von Gemeinden auf Gemeindegrundstücken verlegt, so kann hier die Trennung mitunter schwierig sein und muss vorab in ein Scheinbestandteil nach § 95 Abs. 1 S. 1 BGB umgewandelt werden.<sup>78</sup>

Bei der derzeitigen Regulierungslage ergeben sich im Ergebnis kaum Besonderheiten im Hinblick auf den Bau und Betrieb eines Wasserstofftransportnetzes. Die Ausgestaltungsmöglichkeiten decken sich mit den allgemeinen Möglichkeiten einer ÖPP. Im Ergebnis kommt es darauf an, **wo das Betriebs- und Kostenrisiko liegen soll und wo die Ressourcen liegen**.

Die Ausgestaltung ist stark einzelfallabhängig und sollte sorgfältig geprüft werden. Förderrechtliche Besonderheiten, die im Anschluss erörtert werden, ergeben sich insbesondere im Hinblick darauf, dass **bei privater Beteiligung grundsätz-**

<sup>76</sup> Linnemann/Peltzer, Wasserstoffwirtschaft kompakt, S. 177.

<sup>77</sup> Siehe hierzu eingehend Stieper, Das Eigentum an Versorgungsleitungen in öffentlichen Wegen, EnWZ 2020, 339.

<sup>78</sup> Siehe zu den Grundsätzen BGH, Urteil vom 02.12.2005 – V ZR 35/05, NJW 2006, 990.

**lich 10 % der Gesamtfördermittel aus dem Landeshaushalt bereitgestellt werden müssen.** Diese Quote gilt bei rein kommunaler Durchführung als erfüllt. Zudem ist nur eine Vorabfinanzierung

möglich, die Modelle ausschließt, die regelmäßige Zahlungen der öffentlichen Hand an ein privates Unternehmen vorsehen.

# 04

# Genehmigungs- rechtliche Prüfung

## 4 Genehmigungsrechtliche Prüfung

### 4.1 Neubau Wasserstoffleitungen

Die zu errichtenden Wasserstofftransportleitungen sind Gasversorgungsleitungen gemäß Teil 5 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) (§ 43l Abs. 1 S. 1). Teil 5 des EnWG umfasst die Planfeststellung und Wegenutzung (§§ 43 – 48 EnWG).

Nachfolgend werden die für die Genehmigung von Wasserstoffleitungen einschlägigen Verfahren und Prüfungen kurz vorgestellt.

#### 4.1.1 Raumordnungsverfahren

Das Raumordnungsverfahren ist ein Prüf- und Abstimmungsverfahren, das dem Zulassungsverfahren vorgelagert ist. Gemäß § 15 Raumordnungsgesetz (ROG) prüft die zuständige Landesbehörde in einem Raumordnungsverfahren die Raumverträglichkeit raumbedeutsamer Planungen und Maßnahmen. Insbesondere werden in diesem Verfahren die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung sowie die Vereinbarkeit mit den Schutzgütern der Umwelt geprüft.

In Brandenburg ist die gemeinsame Landesplanung Berlin-Brandenburg zuständig.

Nach § 1 Nr. 14 Raumordnungsverordnung (RoV) ist für Gasleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 mm ein Raumordnungsverfahren durchzuführen, wenn diese im Einzelfall raumbedeutsam sind und überörtliche Bedeutung haben. Dies umfasst nach § 43l Abs. 7 EnWG auch Wasserstoffnetze. Raumbedeutsam nach § 3 Abs. 1 Nr. 6 ROG sind Planungen und Maßnahmen, durch die Raum in Anspruch genommen wird oder die räumliche Entwicklung oder Funktion eines Gebiets beeinflussen.

Gemäß § 15 Abs. 4 S. 1 ROG ist das Raumordnungsverfahren nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen innerhalb einer Frist von sechs Monaten abzuschließen. Für beschleunigte Verfahren gemäß § 16 ROG gilt hingegen eine Frist von 3 Monaten.

Für die ersten Scoping-Termine und die anschließende Erstellung der notwendigen Unterlagen wird im Vorfeld eine Bearbeitungszeit von mindestens 6 Monaten geschätzt (stark abhängig von notwendigen Unterlagen). Somit ergibt sich eine Gesamtlaufzeit des Verfahrens von mindestens 12 Monaten.

#### 4.1.2 Planfeststellungsverfahren

Gemäß § 43l Abs. 2 EnWG bedürfen die Errichtung und der Betrieb von Wasserstoffleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 Millimetern der Planfeststellung durch die nach Landesrecht für Verfahren nach § 43 Abs. 2 S. 1 Nummer 5 zuständige Behörde. In Brandenburg ist das Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe (LBGR), „Dezernat 41 - Planfeststellung Energie“ für die Genehmigung von Vorhaben des Energieleitungsbaus im Sinne des § 43 EnWG zuständig.

In einem ersten Schritt werden im Austausch (Scoping-Termine) mit der Planungsfeststellungsbehörde relevante Fragestellungen geklärt, unter anderem welche Genehmigungen (z. B. wasserrechtliche Genehmigung) erforderlich sind. Das PFV findet unter Beteiligung der Öffentlichkeit, insbesondere der Beteiligung der Träger öffentlicher Belange und anerkannter Naturschutzverbände statt. Im Anschluss daran werden (u. a. in Zusammenarbeit mit Fachgutachtern und involvierten Fachbehörden) die Antragsunterlagen erstellt. Die Berichte der durchgeführten Untersuchungen (welche im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) festgelegt wurden) und der UVP-Bericht, sind Bestandteil der Antragsunterlagen für das PFV. Zu den benötigten Unterlagen gehören u. a. ein technischer Erläuterungsbericht, ein landschaftspflegerischer Begleitplan sowie eine Fauna-Flora-Habitat-(FFH-) Verträglichkeitsprüfung.

Das PFV beginnt mit der Einreichung der Antragsunterlagen bei der Planfeststellungsbehörde. Nach der Vollständigkeitsprüfung werden die Unterlagen öffentlich ausgelegt (spätestens einen Monat nach Einreichung der Unterlagen für 6 Wochen



nach § 43b Abs. 1 Nr. 1 lit. b)). Einwendungen können durch betroffene Personen oder durch beteiligte Behörden und Verbände vorgebracht werden. Mit einem anschließenden Erörterungstermin sollen bestehende Interessenskonflikte möglichst aufgelöst werden. Wird keine Lösung gefunden, so hat die Zulassungsbehörde bei der Beschlussfindung eine Abwägung vorzunehmen. Die Abwägung stellt einen zentralen Vorgang in der Planfeststellung dar. Das Planfeststellungsverfahren endet mit dem Planfeststellungsbeschluss, welcher öffentlich ausgelegt wird. Insgesamt beträgt die Dauer von der Antragsstellung und Prüfphase bis zum Planfeststellungsbeschluss ca. 7 Monate<sup>79</sup>. Eine gesetzliche Frist für die Bearbeitungsdauer gibt es für Gasversorgungsleitungen nicht. Insgesamt kann für das gesamte Verfahren eine Dauer von 1 bis 3 Jahren<sup>80</sup> eingeschätzt werden (je nach Umfang der zu erarbeitenden Unterlagen). In der Lausitz ist aufgrund der hohen Anzahl an Naturschutzgebieten und (ehemaligen) Bergbaugebieten von einer erhöhten Genehmigungsdauer von mindestens 18 Monaten auszugehen.

Gemäß § 43l Abs. 1 S. 2 EnWG liegt die Errichtung von Wasserstoffleitungen bis zum 31. Dezember 2025 im überragenden öffentlichen Interesse. Es ist zu erwarten, dass sich dies bei der Abwägung positiv auf die Gewichtung auswirkt und sich hierdurch auch eine priorisierte Bearbeitung und somit kürzere Bearbeitungsdauer der Planfeststellung ergibt. Da die Priorisierung zeitlich begrenzt ist, ist die tatsächliche Auswirkung auf die Praxis jedoch fraglich.

#### 4.1.3 Umweltverträglichkeitsprüfung

Das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) regelt die Notwendigkeit und Durchführung von Umweltverträglichkeitsprüfungen in Abhängigkeit von Kriterien wie Art, Größe und Standort des Vorhabens. Die UVP ist als unselbständiger Teil des Planfeststellungsverfahrens in dieses integriert.

Wenn bereits im Rahmen der Raumordnungsverfahren eine Umweltverträglichkeitsuntersuchung durchgeführt wurde, kann diese als Basis für die konkrete UVP im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens genutzt werden.

Im ersten Schritt der Umweltverträglichkeitsprüfung, dem **Screening**, wird vor dem offiziellen Beginn des Planfeststellungsverfahrens ermittelt, ob eine UVP durchzuführen ist.

In Anlage 1 Punkt 19.2 des UVPG werden die UVP-Pflichten für die Errichtung und den Betrieb von Gasversorgungsleitungen im Sinne des EnWG aufgezeigt. Demnach ist für die Errichtung und den Betrieb einer Gasversorgungsleitung mit einem Durchmesser ab 300 mm und Leitungslängen ab 5 km in Abhängigkeit von der Leitungslänge eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls durchzuführen, in welchem über die UVP-Pflicht entschieden wird. (§ 7 Abs. 1 UVPG) Dies ist der Fall, wenn nach Einschätzung der zuständigen Behörde erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen zu erwarten sind. Die überschlägige Prüfung wird unter Berücksichtigung der in Anlage 3 aufgeführten Kriterien durchgeführt.

Ab einer Leitungslänge von mehr als 40 km und einem Durchmesser von mehr als 800 mm ist zwingend eine UVP durchzuführen.

Nach Feststellung der UVP-Pflicht ist im sog. **Scoping** der Untersuchungsrahmen für den UVP-Bericht festzulegen (§ 15 UVPG). Dabei unterrichtet die zuständige Behörde den Vorhabenträger über Inhalt, Umfang und Detailtiefe der Angaben, die voraussichtlich in den UVP-Bericht aufgenommen werden müssen. Hierbei kann es sich zum Beispiel um Betrachtungen zum Grundwasser oder zu bestimmten Schutzgütern handeln. Die zuständige Behörde oder die zu beteiligenden Behörden stellen dem Vorhabenträger Informationen, die für die Erarbeitung des UVP-Berichts zweckdienlich

79 Boerema/Bernhardt/Zaun, Von der Projektidee zur Genehmigung, 2020.

80 Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt (DGWS), Planfeststellungsverfahren / Verfahren nach MgvG.

sind, zur Verfügung (§ 15 Abs. 1 S. 3 UVPG). Um größere Planungssicherheit zu erhalten, wird in der Regel ein Scoping-Termin empfohlen. Als Basis des Scoping-Termins dient die Scoping-Unterlage, welche durch den Vorhabenträger erstellt wird und unter anderem Angaben zum Vorhaben, zum Planungsraum, zu möglichen Auswirkungen und zu den vorgesehenen Untersuchungsmethoden enthält. Es empfiehlt sich hierzu weiteres Fachwissen Dritter wie z. B. von Sachverständigen einzuholen. Im Rahmen der UVP sind zudem andere Behörden zu beteiligen (§ 17 UVPG). Hierzu zählen unter anderem die zuständige Wasserbehörde und die Naturschutzbehörde. Wird aufgrund des Trassenverlaufs ein oberirdisches Gewässer gequert oder wird im Rahmen der Baumaßnahmen Wasserhaltung erforderlich, so ist eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich.

Der zu erstellende **UVP-Bericht** ist der zuständigen Behörde vorzulegen und hat u.a. eine Vorhabenbeschreibung, eine Beschreibung der zu erwartenden erheblichen Umweltauswirkungen des Vorhabens sowie eine Beschreibung vernünftiger, geprüfter Alternativen zu enthalten.

Die Öffentlichkeit ist spätestens durch öffentliche Auslegung des UVP-Berichts inkl. Unterlagen zu beteiligen. Die Behörde entscheidet auf Grundlage des UVP-Berichts, der Stellungnahmen von Behörden und der Öffentlichkeit sowie der Ergebnisse eigener Ermittlungen über Zulassung oder Ablehnung des Vorhabens. Hierbei hat die zu genehmigende Behörde die Frist des Planfeststellungsverfahrens einzuhalten.

#### 4.1.4 Gashochdruckleitungsverordnung

Die Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtG) gilt für die Errichtung und den Betrieb von Gashochdruckleitungen, die im Sinne des EnWG der Versorgung mit Gas dienen und die für einen maximal zulässigen Betriebsdruck von mehr als 16 bar ausgelegt sind. Gem. § 113c EnWG ist die GasHDrLtG auf Wasserstoffleitungen mit einem maximal zulässigen Betriebsdruck von mehr als 16 bar entsprechend anzuwenden.

Gemäß § 5 GasHDrLtG ist die Errichtung der Leitung mindestens 8 Wochen vor Baubeginn der zuständigen Behörde anzuzeigen. In Brandenburg ist das Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe (LBGR), „Dezernat 41 - Planfeststellung Energie“ für § 5-Anzeigen zuständig. Der Anzeige ist die gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen beizufügen, aus der hervorgeht, dass Bauart und Betriebsart der Gashochdruckleitung den Anforderungen der §§ 2 und 3 (Stand der Technik) entsprechen.

Weiterhin müssen Prüfungen entsprechend § 6 GasHDrLtG durchgeführt werden und durch Übersendung der Vorab- und der Schlussbescheinigung an die Behörde dokumentiert werden.

#### 4.1.5 Erforderliche Einzelzulassungen

Für Querungen von Gleisanlagen der Deutschen Bahn (DB) bedarf es einer gesonderten **Genehmigung durch die Deutsche Bahn AG**. Die DB stellt an Gasleitungen, welche ihre Gleisanlagen queren, zusätzliche Anforderungen, welche in den Gas- und Wasserleitungskreuzungsrichtlinien (GWKR) aufgezeigt werden. Die GWKR gelten für Leitungen, für die grundsätzlich Zwangsrecht nach § 45 Abs. 1 EnWG besteht. Folglich sind diese Richtlinien auch auf Wasserstoffleitungen anzuwenden. Zentrale Bedingung der Richtlinie ist, dass es infolge der Baumaßnahmen zu keiner Minderung der Streckenverfügbarkeit kommen darf. Über jede Kreuzung wird zwischen der DB (vertreten durch die örtlich zuständige Stelle<sup>81</sup>) und dem Eigentümer des Leitungsnetzes ein Kreuzungsvertrag geschlossen. Es ist davon auszugehen, dass die Bahntrassen in geschlossener Bauweise mittels Pressbohrverfahren oder dem kostenintensiveren Microtunneling in einem rechten Winkel zu queren sind.

Querungen von Bundesautobahnen bedürfen einer **Zustimmung durch die Autobahn GmbH**. Es ist auch hier davon auszugehen, dass Bundesautobahnen in geschlossener Bauweise mittels Pressbohrverfahren oder dem kostenintensiveren Microtunneling in einem rechten Winkel zu queren sind.

Wasserrechtliche Erlaubnisse werden in der Regel im Rahmen des PFV bzw. der UVP eingeholt. Die Notwendigkeit ist bei der Querung oder temporären Umleitung von Gewässern je individuellem Einzelfall zu klären.

## 4.2 Umstellung bestehender Erdgasleitungen auf Wasserstoff

In diesem Kapitel wird dargelegt, welche Verfahren und Prüfungen für die Genehmigung von Umstellungen bestehender Erdgasleitungen auf Wasserstoff erforderlich sind.

Gemäß § 16 Abs. 2 ROG ist nicht davon auszugehen, dass ein ROV notwendig ist, da die Raumverträglichkeit bereits in einem vorherigen Verfahren geprüft wurde.

Gemäß § 43f Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EnWG ist damit für die Änderung oder Erweiterung von Gasversorgungsleitungen zur Ermöglichung des Transports von Wasserstoff **keine UVP** durchzuführen.

Für die Umstellung von Erdgasleitungen auf den Transport von Wasserstoff sind jedoch Anzeigeverfahren erforderlich. Beim Anzeigeverfahren zeigt der Vorhabenträger gegenüber der nach Landesrecht zuständigen Behörde die von ihm geplante Maßnahme an. Es wird unterschieden zwischen sicherheitstechnischem und energierechtlichem Anzeigeverfahren.

#### 4.2.1.1 Sicherheitstechnisches Anzeigeverfahren

Ein sicherheitstechnisches Anzeigeverfahren ist grundsätzlich für die Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff erforderlich. Gemäß § 113c Abs. 3 S. 1 EnWG ist die Umstellung einer Leitung auf Wasserstoff mindestens acht Wochen vor dem geplanten Beginn der Umstellung anzuzeigen. Die zuständige Behörde ist in der Regel die Energieaufsichtsbehörde. Zweck der Vorschrift ist die Beurteilung der Anlagensicherheit durch die zuständige Energieaufsichtsbehörde. Der Anzeige muss die gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen nach §§ 11-14 GasHDrLtGV beigelegt werden, dass die Leitung den Anforderungen des § 49 Abs. 1 EnWG entspricht und somit die **technische Sicherheit gewährleistet** ist. Es ist der Stand der Technik einzuhalten. Dies ist gemäß § 49 Abs. 2 Nr. 2 EnWG der Fall, wenn die technischen Regeln des DVGW eingehalten werden. Bei der Umstellung einer Leitung sind Bewertungen der entsprechenden Leitungen und eine Prüfung der Stahlqualität unter Berücksichtigung der erwarteten Betriebsbedingungen durchzuführen, in deren Folge Prüfverfahren (Molchungen o. Ä.) notwendig werden können, um eventuelle Fehl- bzw. Schwachstellen zu identifizieren (DVGW G409). Sofern zutreffend, sind diese Schwachstellen zu sanieren und in einen Zustand gemäß Regelwerk wieder herzustellen.

#### 4.2.1.2 Energierechtliches Anzeigeverfahren

Sind über die Umstellung hinaus **bauliche oder technische Änderungen oder Erweiterungen** an der Leitung erforderlich, ist nach § 43l Abs. 4 S. 4 EnWG auch § 43f EnWG anzuwenden. Nach § 43f Abs. 1 EnWG können unwesentliche Änderungen oder Erweiterungen durch ein Anzeigeverfahren (anstelle des PFV) zugelassen werden. Ist nach § 43f Abs. 2 EnWG keine UVP durchzuführen, so zählt dies als unwesentliche Änderung bzw. Erweiterung.

Folglich ist für die Umstellung von Erdgasleitungen auf den Transport von Wasserstoff kein Planfeststellungsverfahren erforderlich. Änderungen sind **unwesentlich**, wenn

- kumulativ das Vorhaben nicht UVP-pflichtig ist (Nr. 1),
- andere öffentliche Belange nicht berührt sind oder die erforderlichen behördlichen Entscheidungen vorliegen (beispielsweise nach dem Bundesnaturschutzgesetz), die dem Plan nicht entgegenstehen (Nr. 2) und
- Rechte anderer nicht beeinträchtigt werden oder mit Betroffenen entsprechende Vereinbarungen getroffen wurden (Nr. 3).

Da die Umstellung von Erdgas-Leitungen auf Wasserstoff von der UVP-Pflicht befreit ist, beschränkt sich die Prüfung darauf, ob **öffentliche Belange** durch das Vorhaben berührt sind.<sup>82</sup> Der Anzeige sind in ausreichender Weise Erläuterungen beizufügen, aus denen sich ergibt, dass die geplante Änderung oder Erweiterung den Voraussetzungen des § 43f Absätze 1 bis 3 genügt. Insbesondere bedarf es einer Darstellung bezüglich der zu erwartenden Umweltauswirkungen.

Nach § 43l Abs. 4 EnWG gelten behördliche Zulassungen für die Errichtung, die Änderung und den Betrieb einer Gasversorgungsleitung für Erdgas auch als Zulassung für den Transport von Wasserstoff, sofern die Zulassungen in ein Planfeststellungsverfahren integriert wurden.

Die Behörde muss dementsprechend einschätzen, welche Genehmigungen für das Umstellungsvorhaben notwendig sind, ob diese vorliegen und dem Vorhaben nicht entgegenstehen.<sup>83</sup> Gemäß § 43f Abs. 4 S. 5 Hs. 2 EnWG i. V. m. Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EnWG bedarf es für die Änderungen und Erweiterungen von Gasversorgungsleitungen keiner Prüfung der dinglichen Rechte anderer, wodurch das

Prüfprogramm erheblich verschlankt und vereinfacht wird.

Die zuständige Behörde für das energierechtliche Anzeigeverfahren ist die Planfeststellungsbehörde. Sie entscheidet innerhalb eines Monats, ob anstelle des Anzeigeverfahrens ein Plangenehmigungs- oder Planfeststellungsverfahren durchzuführen ist oder die Maßnahme von einem förmlichen Verfahren freigestellt ist. Zwar sieht § 43f Abs. 4 S. 4 EnWG hierzu eine behördliche Entscheidungsfrist von einem Monat vor, doch kann diese Frist in der Praxis wegen mangelnder Kapazitäten oft nicht eingehalten werden.<sup>84</sup>

---

83 *Riege/Schacht* in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43l Rn. 69.

84 *Riege/Schacht* in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43l Rn. 71.

# 05 Grobtrassie- rung und Dimensionie- rung

## 5 Grobtrassierung und Dimensionierung

### 5.1 Trassierungsgrundsätze

Die Ermittlung von Trassenkorridoren bzw. Leitungsverläufen hat anhand bestimmter Trassierungsgrundsätze zu erfolgen.

Nachfolgend werden die methodischen Grundsätze zur Entwicklung von Leitungsverläufen, die Trassierungsgrundsätze, kurz aufgezeigt.

Wesentliche Planungsprämissen ergeben sich aus § 1 (1) EnWG, wonach „[...] eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff [...]“ sicherzustellen ist. Es sind daher sowohl wirtschaftliche als auch bautechnische Gesichtspunkte zu bedenken. Der Schutz von Natur und Landschaft sowie der Schutz des Menschen sind beim Trassierungsprozess ebenfalls zu beachten. Die Entwicklung einer Trassenführung erfolgt in mehreren Stufen mit zunehmender Verfeinerung verschiedener Kriterien und unter Berücksichtigung wirtschaftlicher, raumordnerischer und ökologischer Aspekte.

- **Raumordnerischer Grundsatz:** neu geplante Leitungen sind parallel in möglichst geringer Entfernung zu bereits vorhandenen Leitungsstrassen zu führen, was zur Verringerung der dinglichen Belastung von Grundstücken und des Eingriffs in Natur und Landschaft führt.
- **Berücksichtigung ökologisch wertvoller Bereiche:** Berücksichtigung u.a. von NATURA 2000-Gebieten, Naturschutzgebieten als auch von Bereichen mit besonderer Lebensraumfunktion.
- **Berücksichtigung von Siedlungsgebieten und Regionalplanung.**<sup>85</sup>
- **Bautechnische Aspekte:** Berücksichtigung u. a. der Verläufe von Straßen, Bahnschienen und Fließgewässern.

- **Berücksichtigung weiterer Raumwiderstände:** z. B. (ehemalige) Bergbaugebiete, Baudenkmale, Deponien, Militärische Anlagen/Truppenübungsplätze.
- **Geradliniger Verlauf:** Minimierung der Flächeninanspruchnahme und Kostenminimierung durch Verkürzung der Rohrleitungslänge; unter Einbeziehung der jeweiligen morphologischen, geologischen, ökologischen und anthropogenen Verhältnisse.
- **Umstellung bestehender Leitungen:** Verringerung der Leitungsbaukosten, Verkürzung der Planungs- und Bauphase, sofern keine technischen oder kapazitativen Gründe dagegen sprechen.

### 5.2 Methodik der Trassenermittlung

Das im Rahmen dieser Studie entworfene **übergeordnete Wasserstofftransportnetz** wurde unter Berücksichtigung der zuvor beschriebenen Trassierungsgrundsätze entwickelt. Zudem wurden die Trassen auf Grundlage der Projektprämissen entworfen. Nicht berücksichtigt wurden wegerechtliche Aspekte. Ebenfalls nicht Bestandteil der Studie sind die Abfrage von Trägern öffentlicher Belange (TöBs) und von Fremdleitungsauskünften, wobei im Rahmen der Studie ein enger Austausch mit den vier Gebietskörperschaften und weiteren besonders relevanten Akteure der Region gepflegt wurde. Im Rahmen dieser Studie wurde eine **allgemeine Grobtrassierung** erarbeitet.

Im ersten Schritt der Trassenfindung wurden die „Zwangspunkte“ zusammengetragen. Hierbei handelt es sich (neben den in der BB-Studie ermittelten Zwangspunkten) um Meldungen bezüglich Wasserstoffbedarf und Wasserstoffproduktion, welche dem AG ausführlich vorliegen. Es handelt sich dabei um bestehende Unternehmensstandorte sowie potenzielle Neuansiedlungen, (zukünftige) Standorte von Heizkraftwerken und Rück-

<sup>85</sup> Die weitere Detailplanung sollte prinzipiell unter Berücksichtigung der von den Städten und Gemeinden aufgestellten Flächennutzungs- und Bebauungsplänen erfolgen.

verstromungsanlagen sowie (mögliche) Standorte für Wasserstofftankstellen. Ebenso werden (mögliche) Projekte zur Wasserstofferzeugung sowie Gewerbeflächen und Gewerbe-Potenzialflächen berücksichtigt. Dabei wurde der Verlauf der Transportleitung so geführt, dass der **Abstand zu den Wasserstoff-Abnehmern bzw. -Einspeisern maximal 5 km** beträgt.

Weitere potenzielle Abnehmer oder Verbraucher, welche als Flächenwerte vorliegen, wurden bei der Netzdimensionierung berücksichtigt.

Die Trassenfindung basiert auf öffentlich zugänglichen Karten. Es wurden digitale topografische Karten, Orthofotos sowie Satellitenbilddaten des Bundesamts für Kartographie und Geodäsie<sup>86</sup> sowie des Landesamts für Umwelt Brandenburg<sup>87,88</sup> zugrunde gelegt und ausgewertet. Neben Wohngebieten, Gewässern, Bundesautobahnen, Bundesstraßen sowie Bahnschienen konnten mithilfe dieser Karten auch Naturschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete, Flora-Fauna-Habitat-Gebiete, Wasserschutzgebiete sowie Biosphärenreservate sowie (ehemalige) Bergbaugelände berücksichtigt werden. Anhand dieser Daten konnte unter Berücksichtigung der Trassierungsgrundsätze ein optimaler Trassenverlauf zwischen den oben genannten Zwangspunkten ermittelt werden. Der raumordnerische Grundsatz der Leitungsbündelung wurde bei der Trassierung befolgt.

Die Ausgangslage für die Trassierung bildete das grobe Wasserstoffstartnetz der BB-Studie, welches bereits den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032<sup>89</sup> (nachfolgend „NEP Gas 2032“) als auch den Wasserstoffbericht des FNB Gas<sup>90</sup> und die Dokumente des European Hydrogen Backbone<sup>91</sup> berücksichtigt.

Die Trassierung wurde entsprechend der neuen Erkenntnisse bezüglich Anschlusspunkten und Umstellungs- sowie Bündelungsoptionen erweitert, angepasst und optimiert. Hierzu wurden sowohl die Fernleitungsnetzbetreiber als auch die Verteilnetzbetreiber kontaktiert und bei Bedarf bilaterale Gespräche geführt.

Das Ziel war, einen möglichst großen Anteil des Wasserstoffnetzes durch Umstellung der bestehenden Erdgasinfrastruktur zu ermöglichen. Dies erfolgte unter der Berücksichtigung der Meldungen durch die Netzbetreiber, der Kapazität der einzelnen Leitungen sowie der Gesamtlänge des Leitungsnetzes.

Eine grobe Betrachtung einzelner notwendiger Stichleitungen ist ebenfalls Bestandteil der Studie, sofern diese zukünftig besonders großen Abnehmer bzw. große Städte anschließen. Die Dimensionierung und Auslegung der jeweiligen Stichleitungen ist mit fortschreitender Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur zu detaillieren.

Die Trassierung von Anschlussleitungen und kleinen Stichleitungen zu einzelnen Erzeugern und Abnehmern sowie die nachgelagerten Verteilnetze sind nicht Bestandteil dieser Studie.

Da in der vorliegenden Studie eine **Grobtrassierung** entwickelt wurde, werden Aspekte des Wegerechts, der Regionalplanung, Kampfmittel sowie die (umfassenden) Belange der Träger öffentlicher Belange (TöB) nicht berücksichtigt. Diese Aspekte sind im Rahmen der Detailplanung der jeweiligen Trassenabschnitte zu erfassen und zu lösen.

86 Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG), Digitale Geodaten, 2023.

87 Landesamt für Umwelt Brandenburg (LfU), Schutzgebiete in Brandenburg, 2023.

88 Landesamt für Umwelt Brandenburg (LfU), Bergbau in Brandenburg, 2023.

89 FNB Gas, NEP Gas 2022- 2032.

90 FNB Gas, Wasserstoffbericht 2022.

91 European Hydrogen Backbone Initiative (EHBI), European Hydrogen Backbone, 2022.



In dieser Machbarkeitsstudie beschränkt sich die Trassierung des Wasserstoffnetzes auf das Gebiet der Landkreise Spree-Neiße/Sprjewja-Nysa, Oberspreewald-Lausitz und Elbe-Elster sowie der kreisfreien Stadt Cottbus/Chóšebuz. Trassierungen, welche die angrenzenden Bundesländer bzw. Landkreise betreffen, werden in der Studie nicht untersucht, sondern lediglich bei Bedarf kurz umrissen.

## 5.3 Realisierungsdauer

### 5.3.1 Realisierungsdauer Neubau

Für die Planung der einzelnen Neubautrassen des Wasserstofftransportnetzes in der brandenburgischen Lausitz ist angesichts der erforderlichen Netzdimensionierung anzunehmen, dass für große Teile der Neubauleitungen ein Planfeststellungsverfahren, eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) sowie ein Raumordnungsverfahren notwendig sein werden. Dafür ist inklusive Scoping, UVP-Vorprüfung, Erstellung umwelttechnischer Erläuterungsberichte, Abstimmung mit den Behörden, öffentlicher Verfahrensbeteiligung und Planfeststellungsbeschluss inklusive Klagefrist eine Dauer von mindestens 18 - 36 Monaten (sehr hohe Anforderungen in Brandenburg) vorzusehen. (Vgl. Kapitel 4)

Darüber hinaus könnte im Einzelfall eine europaweite Ausschreibungspflicht gemäß SektVO greifen, welche die Planungsdauer des betreffenden Neubauprojektes zusätzlich um mindestens sechs Monate verlängern würde.

Für jeden Trassenabschnitt sollte aus oben genannten Gründen eine Planungsdauer von mindestens vier Jahren angenommen werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass ausreichende Planungsressourcen zur Verfügung stehen. Da es sich hierbei im gegenwärtigen Marktumfeld um „Engpass-Kompetenzen“ handelt, wird empfohlen, die entsprechenden Leistungen zeitnah zu kontrahieren. Durch gleichzeitige Planung zusammenhängender Leitungsabschnitte sind zudem Synergieeffekte möglich. Die angenommene Mindestplanungsdauer von vier Jahren könnte sich verkürzen, soweit zur Verfahrensbeschleunigung politische Maßnahmen zur Vereinfachung der Genehmigung umgesetzt werden. Dies ist jedoch zum aktuellen Zeitpunkt nicht absehbar.

Für die Realisierungsphase kann anhand von Erfahrungen aus bisherigen Projekten davon ausgegangen werden, dass bei einer Rohrverlegung außerhalb bebauter Gebiete eine Tagesleistung von ca. 250 m je Tag und je Baukolonne realistisch ist. Ggf. erforderliche archäologische Baumaßnahmen sind hier nicht berücksichtigt. Im Anschluss an die erfolgreiche Rohrverlegung sind Druck- und Inbetriebnahmeprüfungen zu erbringen. Diese sollten je Bauabschnitt innerhalb eines Monats umgesetzt und realisiert sein.

Anschließende Ausgleichsmaßnahmen, wie die Rekultivierung des Arbeitsstreifens und die Ausführung von Ersatzmaßnahmen, können nachgelagert erbracht werden und sind daher im Zeitplan bis zur Inbetriebnahme nicht berücksichtigt.

**Insgesamt kann daher unter Annahme dieser optimalen Planungs- und Baubedingungen von einer Realisierungsdauer je nach Trassenlänge von mindestens 5 bis 7 Jahren je Trassenabschnitt ausgegangen werden.**

### 5.3.2 Realisierungsdauer Umstellung

Bei der Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen auf den Transport von Wasserstoff besteht der Vorteil, dass Genehmigungsverfahren nicht notwendig sind (Vergleich Kapitel 4), was zu erheblichen Zeitersparnissen in der Planungsphase führt.

Auch in der Bauphase ist mit erheblichen Zeitersparnissen zu rechnen, da nur einzelne Teilstücke zu sanieren und keine kompletten Leitungsabschnitte neu zu erstellen sind.

Bei der Umstellung einer Leitung sind Bewertungen der entsprechenden Leitungen unter Berücksichtigung der erwarteten Betriebsbedingungen durchzuführen, in deren Folge Prüfverfahren (Molchungen o. Ä.) notwendig werden können, um eventuelle Fehl- bzw. Schwachstellen zu identifizieren. Sofern zutreffend, sind diese Schwachstellen zu sanieren und in einen Zustand gemäß Regelwerk wieder herzustellen. Weiterhin sind eventuelle Abnehmer, die weiterhin Erdgas beziehen, an entsprechende alternative Versorgungsmöglichkeiten anzuschließen. In einem finalen Schritt ist die Begasung mit Wasserstoff nach entsprechenden Druck- und Inbetriebnahme-Prüfungen durchzuführen.

Insgesamt kann man bei **umzustellenden Leitungen von einer Realisierungsdauer (inklusive Planungsphase, Zustandsprüfung, Sanierung und Inbetriebnahme) von drei bis vier Jahren** in Abhängigkeit von Länge und Zustand der Leitung ausgehen. Vereinzelt kann bei besonders gutem Zustand der Leitungen, wenigen Netzkopplungspunkten, Vorhandensein von paralleler Erdgasinfrastruktur und guter Dokumentation (was insbesondere bei neuen Leitungen der Fall ist) die Realisierungszeit von Umstellungen auch zwei Jahre betragen.

### 5.4 Trassenführung und Ausbauplan

Nachfolgend werden die Ausbaupläne des Wasserstoff-Transportnetzes in der brandenburgischen Lausitz dargestellt. Die Grundlage dafür bilden die durch die Netzbetreiber im Anhang 3 des NEP Gas 2032 veröffentlichten (geplanten) Realisierungszeiträume zur Umstellung von Gas- auf reine Wasserstoffleitungen sowie zum Neubau von Wasserstoffleitungen<sup>92</sup>. Der skizzierte Ausbauplan dient als eine Orientierung, welche Ausbauschnitte in der nachfolgend dargestellten Reihenfolge realisiert werden sollten. Basis des Ausbauplanes ist der aktuelle Kenntnisstand, der sich durch die Abfrage und den Austausch mit verschiedenen Akteuren im Betrachtungsgebiet im Rahmen dieser Studie ergeben hat. Dieser Ausbauplan ist als erste Orientierung zu verstehen und ist variant, insbesondere insofern sich gewünschte Kapazitäten/Anschlussmengen der Abnehmer oder sich mögliche Umstelloptionen der Netzbetreiber ändern.



Abbildung 15: Ausbauplan 2030

#### 5.4.1 Ausbauplan 2030

Das Wasserstoffnetz im Jahr 2030 umfasst zunächst die im NEP Gas 2032 für die Jahre 2030 und 2032 veröffentlichten Trassenpläne der ONTRAS im Osten des Landkreises Spree-Neiße/Wokrejs SprjewjaNysa. Darin ist bis 2030 der Trassenabschnitt vom Norden kommend bis auf Höhe von Forst (Lausitz)/Baršć (Łużyca) vorgesehen. Der Abschnitt ab Forst (Lausitz)/Baršć (Łużyca) bis Sachsen ist im NEP Gas 2032 für die Jahresscheibe 2032 angedacht. Aufgrund der Rückmeldungen im Rahmen dieser Studie wurde für diesen Trassenabschnitt jedoch bereits ein Realisierungsbedarf ab 2030 gesehen. Zudem beinhaltet das Netz aufgrund der Abfrageergebnisse bereits Leitungen Richtung Spremberg/Grodtk bzw. Schwarze Pumpe sowie Richtung Jänschwalde/Janšojce.

Dieser Ausbauplan ist aufgrund der dafür erforderlichen Realisierungsdauer (vgl. Kapitel 5.3) sehr ambitioniert, weshalb zeitnah mit der Planung gestartet werden muss.

Insgesamt ist das Wasserstofftransportnetz 2030 rund **92 km** lang und besteht zu **100 % aus Neubau-Leitungen**. Dabei ist bei ca. **67 % der Neubau-Leitungen Trassenbündelung** möglich.

Abbildung 15 zeigt den Ausbauplan bis 2030.

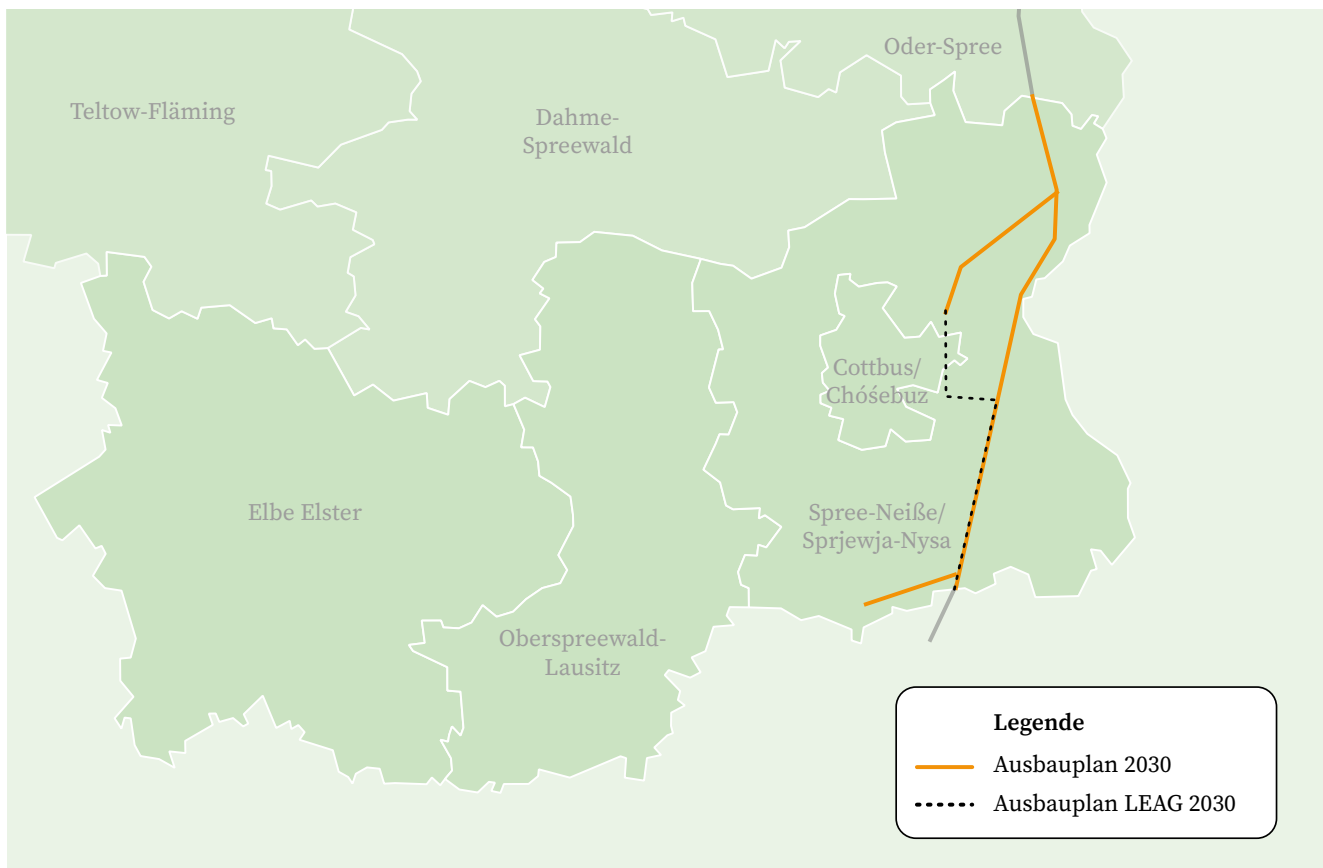


Abbildung 16: Ausbauplan 2030 inkl. Erdgasleitung LEAG

Im Rahmen der Abfrage des zukünftigen Wasserstoffbedarfs hat sich gezeigt, dass für eine Versorgung u. a. des Standortes Jänschwalde/Janšojce ab dem Zeitraum 2028 zunächst eine zusätzliche Leitung zur Bereitstellung der für das geplante „Innovationsspeicher-Kraftwerk“ erforderlichen Erdgasmengen benötigt wird. Ebenso ist für die sukzessive Umstellung des „Innovationsspeicher-Kraftwerks“ auf reinen Wasserstoff infolge der technischen Voraussetzungen für eine Turbine dieser Größenordnung die parallele Belieferung mit Erdgas und Wasserstoff für die Versorgung des Standortes im Rahmen der politisch gewollten Transformationsphase zwingend notwendig. Die geplante temporäre zum Transport von Erdgas erforderliche Versorgungsleitung verläuft aus Rich-

tung Süden von Spreetal Richtung Jänschwalde/Janšojce, siehe Abbildung 16.

Eine Umstellung dieser Versorgungsleitung auf den Transport von reinem Wasserstoff ist dann vorgesehen, wenn die Verfügbarkeit des Wasserstoffs in den notwendigen Mengen und die technologische Nutzung, insbesondere im „Innovationsspeicher-Kraftwerk“ Jänschwalde/Janšojce, sichergestellt werden kann. Ab diesem Zeitpunkt könnte die Erdgasleitung die zusätzlichen erforderlichen Wasserstoffmengen, u. a. zum Standort Industriepark Schwarze Pumpe, transportieren und damit die Versorgungssicherheit erhöhen. (Vgl. Kapitel 5.4.3)



Abbildung 17: Ausbauplan 2035

#### 5.4.2 Ausbauplan 2035

Das Wasserstoffnetz 2035 umfasst eine Umstellung im OPAL/EUGAL Leitungskorridor, welche im Rahmen des Projekts „Flow – making hydrogen happen“<sup>93</sup> vorgesehen ist. Diese verläuft aus Radeland (Landkreis Teltow-Fläming) kommend über Finsterwalde und Lauchhammer nach Sachsen. Die Umstellung dieses Abschnittes ist im **Zeithorizont bis 2032** geplant.

Bis 2035 wird das Netz zudem durch eine Neubaustrasse vom OPAL/EUGAL Leitungskorridor abzweigend Richtung Schwarzheide ergänzt. Außerdem werden Leitungen von Jänschwalde/Janšojce Rich-

tung Cottbus/Chóšebuz sowie Trassen im Norden von Cottbus/Chóšebuz in das Wasserstoffnetz aufgenommen. Das Netz beinhaltet 2035 zudem Stichleitungen nach Guben und Forst (Lausitz)/Baršć (Łužyca).

Bis 2035 wird das Wasserstofftransportnetz um **96 km** Leitungen ergänzt. Bei **47 %** dieser Leitungen handelt es sich um **umgestellte Leitungen**, zudem ist bei **41 %** der Neubau-Leitungen **Trassenbündelung** möglich. Insgesamt ist das Netz 2035 rund **188 km** lang.

Abbildung 17 zeigt den Ausbauplan bis 2035.

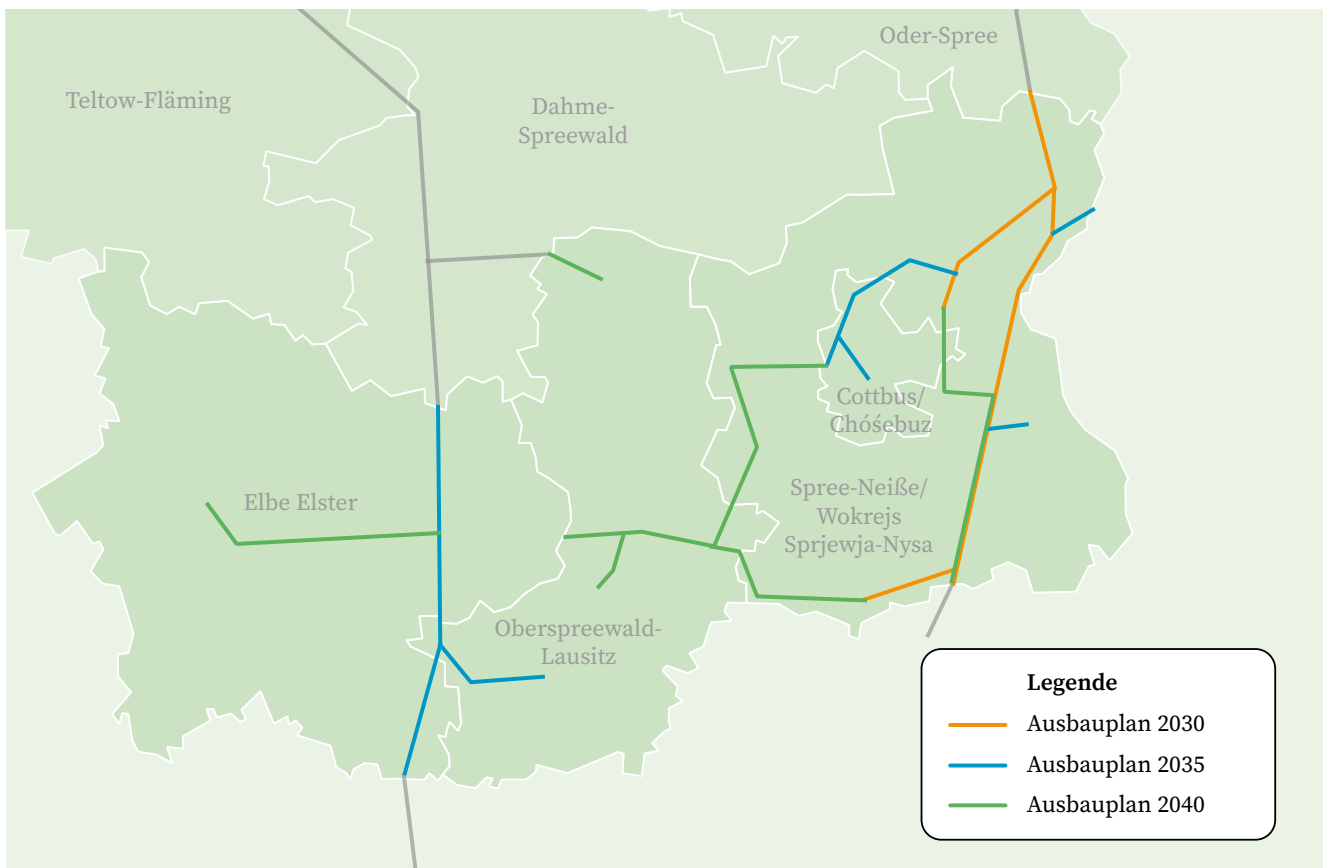


Abbildung 18: Ausbauplan 2040

### 5.4.3 Ausbauplan 2040

Bis 2040 wird das Wasserstoffnetz durch eine Transportleitung von Finsterwalde über Doberlug-Kirchhain Richtung Uebigau-Wahrenbrück ergänzt. Zudem wird es durch eine Leitung von Cottbus/Chóšebuz über Vetschau/Spreewald und über Drebkau/Drjowk und Welzow/Wjelcej Richtung Großräschen sowie durch eine Trasse Richtung Klettwitz erweitert. Außerdem wird eine Verbindung zwischen Schwarze Pumpe und Welzow/Wjelcej ergänzt. Ein Anschluss von Lübbenau/Spreewald ist über den Landkreis Dahme-Spreewald an den OPAL/EUGAL Leitungskorridor (Projekt FLOW) und somit an das Wasserstofftransportnetz ebenfalls bis 2040 vorgesehen.

Ebenso wird das Wasserstoffnetz 2040 ergänzt durch eine Umstelloption der (noch zu bauenden) Erdgasleitung zwischen den LEAG-Standorten Schwarze Pumpe und Jänschwalde/Janšojce (vgl. Kapitel 5.4.1). Bis 2040 wird das Wasserstofftransportnetz um **158 km** Leitungen ergänzt. Bei **24 %** dieser Leitungen handelt es sich um **umgestellte Leitungen**. Insgesamt ist das Netz 2040 rund **346 km** lang.

Abbildung 18 zeigt den Ausbauplan bis 2040.

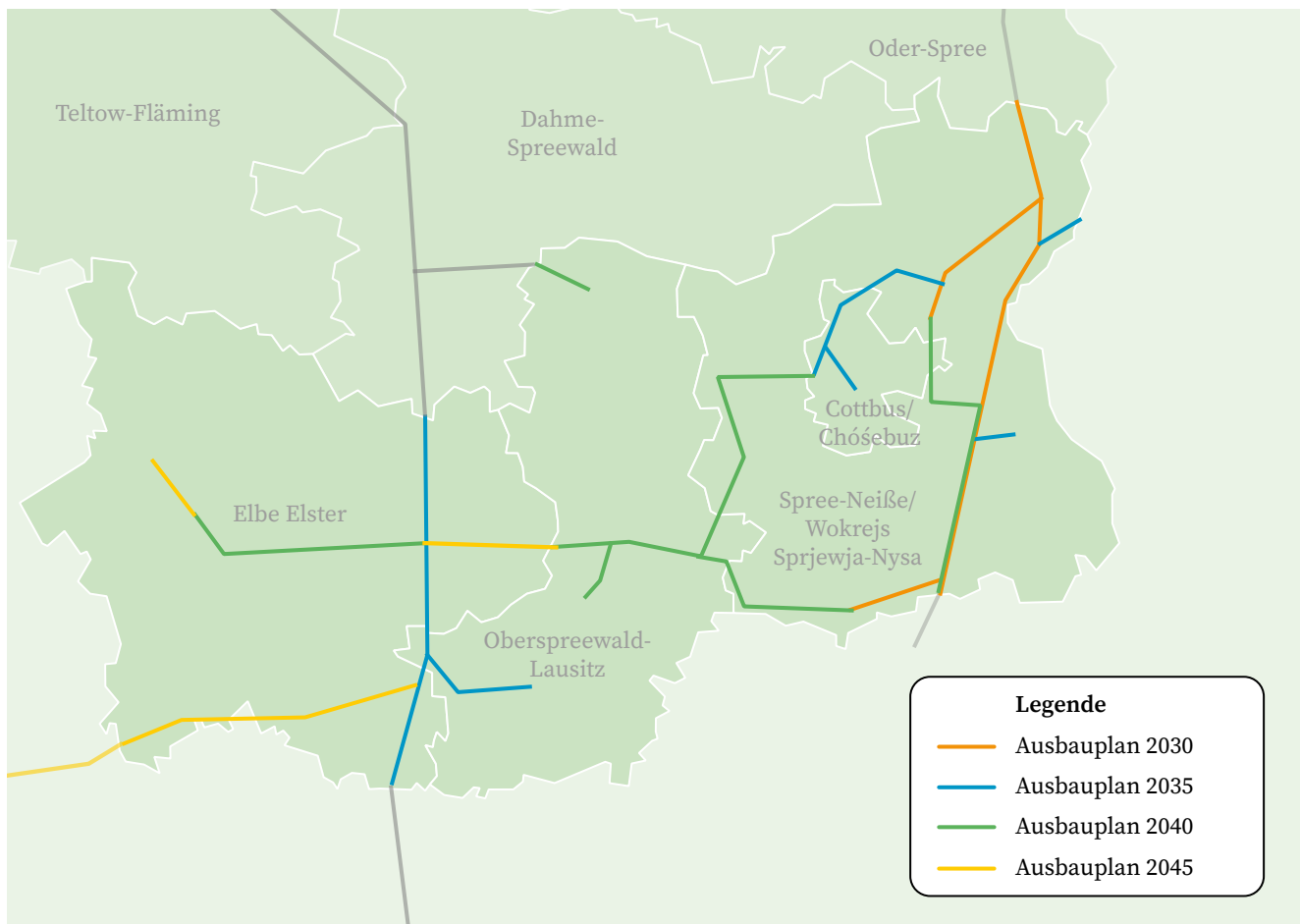


Abbildung 19: Ausbauplan 2045

#### 5.4.4 Ausbauplan 2045

Bis 2045 wird das Wasserstoffnetz um eine Neubaustrasse Richtung Herzberg sowie eine Verbindungsleitung bei Finsterwalde erweitert. Zudem wird das Netz um eine Umstelloption im Süden des Landkreises Elbe-Elster zwischen Lauchhammer und Mühlberg ergänzt.

Bis 2045 wird das Wasserstofftransportnetz um **58 km** Leitungen ergänzt. Bei **63 %** dieser Leitungen handelt es sich um **umgestellte Leitungen**.

Insgesamt hat das Wasserstofftransportnetz im finalen Ausbau 2045 eine Länge von rund **404 km** und besteht zu rund **30 % aus umgestellten Leitungen (120 km)** und zu **70 % aus Neubau-Leitungen (284 km)**. Dabei ist bei mindestens **29 % der Neubau-Leitungen Trassenbündelung** möglich. Abbildung 19 zeigt den Ausbauplan bis 2045.

#### 5.4.5 Leitungen außerhalb des Betrachtungsraums

##### 5.4.5.1 Notwendige Leitungen

Um das hier entwickelte Wasserstofftransportnetz der brandenburgischen Lausitz an ein überregionales Wasserstoffnetz anzubinden, sind Anschlussleitungen außerhalb des Betrachtungsraums notwendig.

Voraussetzung für den Netzausbau 2030 (Vgl. Kapitel 5.4.1) ist die **Verbindungsleitung zwischen dem IPCEI-Projekt „Doing Hydrogen“ und dem Landkreis Spree-Neiße/Wokrejs Sprjewja-Nysa**. Die hierfür notwendige Trasse zwischen Eisenhüttenstadt und dem Landkreis Spree-Neiße/Wokrejs Sprjewja-Nysa beträgt etwa **14 km**. Im NEP Gas 2032 ist diese Leitung bereits für das Jahr 2028 zur Realisierung durch die ONTRAS Gastransport GmbH vorgesehen.

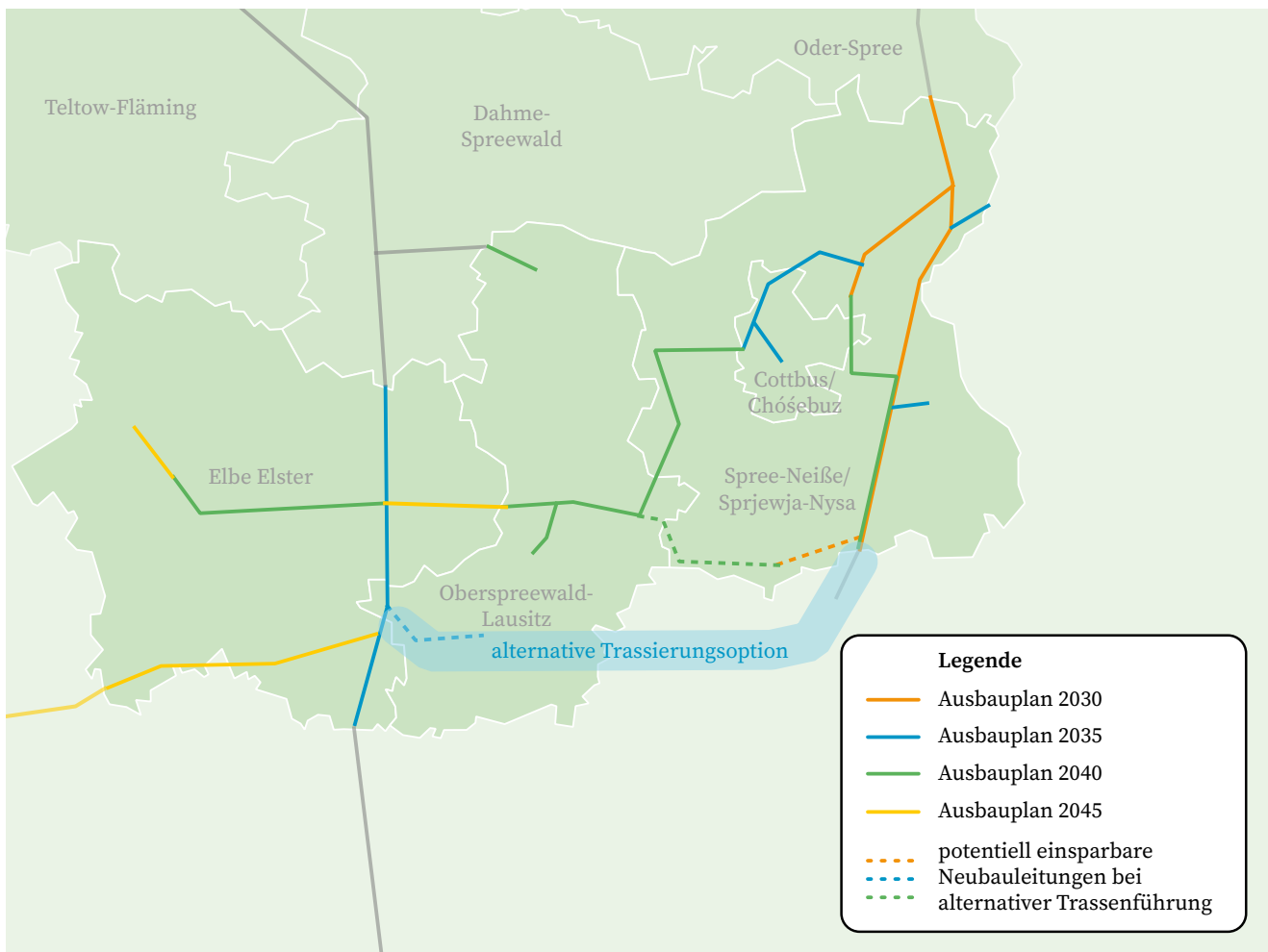


Abbildung 20: Alternative Trassierungsoption

Die Anschlussleitung nach Lübbenau/Spreewald an die Umstell-Leitung im OPAL/EUGAL-Leitungskorridor erfolgt über den **Landkreis Dahme-Spreewald**. Die dafür notwendige vorgelagerte Leitung im Landkreis Dahme-Spreewald beträgt etwa **13 km**.

#### 5.4.5.2 Alternative Trassierungsmöglichkeit

Im untersuchten Betrachtungsgebiet der brandenburgischen Lausitz sind aufgrund der örtlichen Gegebenheiten rund 70 % Neubauleitungen vorgesehen.

Aus diesem Grund ist es prinzipiell sehr sinnvoll, zu prüfen, ob in den angrenzenden Regionen, insbesondere dem nördlichen Sachsen, alternative Trassierungsmöglichkeiten durch Umstellung bestehender Erdgasleitungen auf den Transport von reinem Wasserstoff existieren.

Denkbar wäre eine Verbindung zwischen Lauchhammer im Landkreis Oberspreewald-Lausitz und Schwarze Pumpe mittels einer in Sachsen liegenden Umstellleitung. Dadurch könnten Neubauleitungen im Landkreis Spree-Neiße/Wokrejs Sprjewja-Nysa und im Landkreis Oberspreewald-Lausitz eingespart werden (ca. 46 km, siehe gestrichelte Linien Abbildung 20). Sofern hier Umstellmöglichkeiten bestehen, ist eine Inbetriebnahme ab 2032 sinnvoll, da die vorgelagerte Transportleitung im OPAL/EUGAL-Trassenkorridor bis 2032 umgestellt wird. (Vgl. Kapitel 5.4.2)

Aufgrund des vorgegebenen Betrachtungsraums dieser Studie wurden keine Trassenoptionen im angrenzenden Bundesland Sachsen untersucht, zudem sind zum aktuellen Zeitpunkt in diesem Bereich keine Umstelloptionen bekannt.



Abbildung 20 zeigt ein mögliches alternatives Wasserstoffnetz mit Trassenverlauf in Sachsen. Da im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie keine Umstelloptionen in diesem Bereich genannt wurden, wird der Verlauf lediglich als grober Korridor dargestellt.

## 5.5 Dimensionierung

### 5.5.1 Berechnungen

Das trassierte Netz wurde mit Hilfe des Programmes STANET<sup>94</sup> dynamisch und hydraulisch überprüft und entsprechend dimensioniert. Druckstufen und Durchmesser von umzustellenden Leitungen wurden gemäß den veröffentlichten Vorgaben des NEP Gas 2032<sup>95</sup> bzw. der Meldung/Bereitstellung durch den jeweiligen Netzbetreiber berücksichtigt. Die übrigen Neubau-Leitungen wurden im Rahmen der Netzberechnungen im Sinne der Kostenoptimierung bei gleichzeitiger Versorgungssicherheit ausreichend dimensioniert.

Ausgehend von den Anforderungen im Jahr 2045 wurden Berechnungen für die Jahre 2030, 2035, 2040 und 2045 durchgeführt. Grundlage für die Berechnungen sind die im Kapitel 2.2 ermittelten Wasserstoffpotenziale und Wasserstoffsenken sowie Transitflüsse.

Die Wasserstoff-Abnahmemengen, die als Punktwerte vorliegen, wurden entsprechend entlang der Trasse berücksichtigt. Für Werte, die lediglich als NUTS-3 Flächenwerte vorliegen, wurden abhängig des Trassenverlaufs innerhalb der NUTS-3-Fläche entsprechende Abnahme- bzw. Einspeisepunkte angenommen, sodass die zurückzulegende Distanz der abgenommenen Mengen maximal ist.

Die ermittelten Transitmengen wurden entsprechend der Jahre auf die jeweils vorhandenen Exportknoten an der Grenze Brandenburgs zu Sachsen gleich verteilt.

Für verschiedene Szenarien wurden die berechneten Strömungsgeschwindigkeiten in den einzelnen Leitungssträngen mit den maximal zulässigen Strömungsgeschwindigkeiten nach Mischner<sup>96</sup> abgeglichen. Als Auslegungsdruck wurden 40 bar angesetzt, da die Meldungen der Netzbetreiber einen Betrieb der vorgelagerten Netze auf dieser Druckstufe erwarten lassen.

Begonnen wurde in den jeweiligen Jahren mit der Berechnung des sogenannten „Worst-Case“-Szenarios. In diesem Szenario wird angenommen, dass in den betrachteten Landkreisen selbst kein Wasserstoff produziert wird, gleichzeitig jedoch die Abnehmer maximalen Wasserstoffbedarf aufweisen (Spitzenlast) und maximale Mengen an Wasserstoff exportiert werden müssen. In diesem Szenario müssen somit die maximale Abnahmemenge und die Export-Menge durch Importmengen gedeckt werden.

Als „Export“ werden im Folgenden Wasserstoffmengen bezeichnet, welche nach Sachsen weitergeleitet werden. Als „Import“ werden Wasserstoffmengen bezeichnet, die in den Betrachtungsraum eingeleitet werden (beispielsweise über das Flow-Projekt oder die Trasse Eisenhüttenstadt – Forst).

Je nach Ergebnissen der einzelnen Szenario-Berechnungen wurde zudem bezüglich der Import-Leitungen und Export-Mengen variiert und entsprechende Berechnungen angestellt, um die Kapazitätsgrenzen des Netzes zu ermitteln. Mögliche Export-Knoten sind der Übergang des Flow-Projektes nach Sachsen und der Übergang einer Neubau-Trasse in der Lausitz nach Sachsen in Richtung Boxberg.

Außerdem wurden Szenarien mit Berücksichtigung der Wasserstoff-Erzeugungskapazitäten (als Wasserstoff-Einspeisung) in der betrachteten Region der brandenburgischen Lausitz berechnet,

94 Fischer-Uhrig Engineering, STANET.

95 FNB Gas, Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032, 2022, Anlage 3.

96 Mischner, Zur Frage der Strömungsgeschwindigkeiten in Gasleitungen, 2021.

im Folgenden als „Best-Case“-Szenario bezeichnet. Dabei wurden für die Wasserstoff-Erzeugung mittels PV-Anlagen und durch Windanlagen auf maximaler Last angenommen. Gleichzeitig wird kein Wasserstoff zur Erzeugung von Fernwärme oder zur Rückverstromung benötigt; die Industrie benötigt die Minimallast. Die Abnahme im Verkehr wird als konstante Last angesehen.

Vor Berechnung der verschiedenen Szenarien wurde anhand des „Worst-Case“-Szenarios für das Jahr 2045 die Dimensionierung der noch nicht vorgegebenen Neubau-Leitungen festgelegt, welche ausreichend für den Transport dieser „Worst-Case“-Mengen sind, jedoch gleichzeitig einen möglichst geringen Durchmesser haben, um somit die Pipeline-Kosten zu minimieren. Die Durchmesser wurden in mehreren Iterationsschritten ermittelt.

Bei den Berechnungen der Jahre 2030 bis 2040 wurden die Leitungen, welche in diesem Ausbaustadium noch nicht vorhanden sind, deaktiviert bzw. nicht berücksichtigt. Entsprechend wurden auch die Abnahme- und Einspeiseknoten, welche entlang dieser Trassen liegen, deaktiviert und bei der Berechnung nicht berücksichtigt. Es wurden verschiedene Szenarien bzgl. der dazugehörigen Abnahme- und Einspeisemengen berechnet. Ein Szenario sieht vor, dass diese Mengen erst berücksichtigt werden, wenn das Netz entsprechend ausgebaut ist. Das zweite Szenario berücksichtigt die Abnahme- und Einspeisemengen unter der Annahme, dass diese vom nächstgelegenen Punkt entlang der Trasse per Trailer versorgt werden und folglich die Mengen an diesen Punkten ein- und ausgespeist werden. Im Folgenden wird dieses Szenario als „Trailer-Szenario“ bezeichnet.

Das Trailer-Szenario ließe sich in der Realität mit mobilen Gasdruckregel- und messanlagen inklusive mobilen Speichern realisieren (ähnlich der heutigen Ersatzversorgung mit Erdgas). Diese mobilen Anlagen könnten mit Fortschreiten des Netzausbaus

an entsprechend andere Netzkoppelungspunkte geführt werden. Vorschläge für Standorte liegen dem AG vor. Die mobilen Speicher könnten zu den Wasserstoffherzeugern transportiert werden und nach Füllung wieder zur mobilen Einspeiseanlage.

Für das Jahr 2035 werden zusätzlich zu 2030 Berechnungen durchgeführt, da bis 2035 das Netz um einige Leitungen ergänzt wird. Insbesondere die Erweiterung durch die Umstellung im Rahmen des FLOW-Projekts hat große Transportkapazitäten. Die Berechnungen für das Jahr 2035 wurden mit den ermittelten Erzeugungs- und Abnahmemengen des Jahres 2030 durchgeführt.

### 5.5.2 Berechnungsergebnisse

In diesem Abschnitt werden die wesentlichen Ergebnisse der Berechnungen vorgestellt und die entsprechenden Folgerungen daraus geschlossen.

Neuste Erkenntnisse zeigen, dass die Netzbetreiber zu Beginn des Betriebs der Wasserstoffpipelines voraussichtlich die Leitungen mit geringeren Drücken betreiben als im NEP Gas 2022 angegeben. Daher wurden die Worst-Case-Szenarien ebenfalls für ein Druckniveau von durchgehend 40 bar berechnet.

Die Optimierung der Leitungsdurchmesser hat für die Neubau-Leitungen Dimensionierungen zwischen DN 200 und DN 800 ergeben. Im Jahr 2045 werden weder im „Worst-Case“- noch im „Best-Case“-Szenario kritische Strömungsgeschwindigkeiten erreicht. Das Netz ist für beide Fälle ausreichend dimensioniert.

Gleiches gilt überdies bei Verdopplung der Abnahmemenge. Das Netz ist auch für diesen Fall ausreichend dimensioniert und weist ausreichende Kapazitäten auf. Bei zusätzlicher Verdopplung der Exportmengen werden die maximalen Strömungsgeschwindigkeiten in einzelnen Leitungsabschnitten allerdings überschritten.

Die Berechnungsergebnisse der Best-Case-, Worst-Case- und Trailer-Szenarien mit den Ausbaustufen der Jahre 2040, 2035 und 2030 sind unkritisch. Die Strömungsgeschwindigkeiten liegen überwiegend deutlich unter den Maximalwerten. Es ist ausreichend Kapazität im Netz vorhanden.

Insgesamt zeigen die Berechnungsergebnisse, dass das entwickelte Wasserstoffnetz in der brandenburgischen Lausitz über große Reserven für zusätzliche Kapazitäten für den Wasserstofftransport verfügt. Diese Mengen können beispielsweise für zusätzliche Transit-Mengen, zur Versorgung des dezentralen Wärmemarktes oder zur Erweiterung bzw. Verlängerung des Netzes genutzt werden.

# 06

# Förderrecht- liche Prüfung

## 6 Förderrechtliche Prüfung

### 6.1.1 Investitionsförderung für Wasserstoffinfrastrukturvorhaben

Investitionsförderung für Wasserstoffinfrastrukturvorhaben in Kohleausstiegsgebieten lässt sich bei derzeitigem Stand der Förderlandschaft am sinnvollsten über das Investitionsgesetz Kohleregionen (InvKG) realisieren. Zwar sind für Wasserstoffinfrastruktur sowohl auf europäischer als auch nationaler Ebene weitere Gelder bereitgestellt, die entsprechenden Förderrichtlinien stehen aber noch aus. Wenngleich sowohl auf europäischer wie auf nationaler Ebene im Rahmen diverser Programme und der nationalen Wasserstoffstrategie umfangreiche Förderung auch für Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur in Aussicht gestellt wird, fehlt damit bislang die konkrete verwaltungsrechtliche Umsetzung im Rahmen von Förderrichtlinien. Dabei ist auch zu beobachten, dass ein primärer Fokus auf die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse gelegt wird, sodass hier zunächst die ersten Schritte zu erwarten sind.

Zum Ausgleich unterschiedlicher Wirtschaftskraft und zur Förderung des wirtschaftlichen Wachstums unterstützt der Bund mit dem Investitionsgesetz Kohleregionen auch das Land Brandenburg (§ 1 Abs. 1 S. 1 InvKG). Bis 2038 stellt der Bund dafür Finanzhilfen für besonders bedeutsame Investitionen der Länder und ihrer Gemeinden und Gemeindeverbände in Höhe von bis zu **14 Milliarden Euro** zur Verfügung (§ 1 Abs. 1 S. 2 InvKG), insbesondere zur **Bewältigung des Strukturwandels und der Sicherung der Beschäftigung im Zuge des Ausstiegs aus dem Braunkohleabbau** (§ 1 Abs. 2 InvKG). Der **Kohleausstieg ist demnach Grund und Rechtfertigung für das Investitionsprogramm** (§ 1 der Bund-Länder-Vereinbarung zur Durchführung des Investitionsgesetzes Kohleregionen<sup>97</sup> (BLV InvKG)).

Die Gesamtfördersumme wird nach einem festgelegten Verteilschlüssel auf die Kohleregionen verteilt. Danach gehen 43 Prozent der Gesamtsumme (etwa 6 Milliarden) an das Lausitzer Revier, wovon wiederum 60 Prozent (etwa **3,6 Milliarden**) auf das Land Brandenburg entfallen, § 3 Abs. 1 Nr. 1 lit. a InvKG. Die Summe wird auf drei Förderperioden aufgeteilt.

Auf die **Förderperiode 1** nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 InvKG (**2020-2026**) entfallen Finanzhilfen in Höhe von bis zu 5,5 Milliarden EUR (etwa **1,4 Milliarden EUR** für das Land Brandenburg), § 6 Abs. 2 InvKG. Für **Förderperiode 2 (2027 – 2032 und 1,2 Milliarden EUR)** und Förderperiode 3 (2032 -2038 und etwa 1 Milliarde EUR) besteht für die Gewährung der Finanzhilfen die zusätzliche Voraussetzung, dass eine Überprüfung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) ergeben muss, dass in der jeweils vorausgehenden Förderperiode in den Revieren die nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz<sup>98</sup> (KVBG) erforderlichen Stilllegungen erfolgt oder rechtsverbindlich vereinbart worden sind (§ 6 Abs. 5 InvKG). Mittel werden so lange zurückgestellt, bis die vorgesehenen Stilllegungen erfolgt sind.<sup>99</sup> Insofern ist eine **Beantragung im Rahmen der Förderperiode 1 vor 2026 sinnvoll**, um Verzögerungen durch die Überprüfung des BMWK oder etwaige Zurückstellungen in Förderperiode 2 zu vermeiden.

Das InvKG gibt die Rahmenbedingungen für die Förderung vor. Einzelheiten werden dann durch Bundesgesetz oder auf Grund des Bundeshaushaltsgesetzes durch **Verwaltungsvereinbarungen** geregelt. Auf Grundlage des § 10 S. 1 InvKG regelt die BLV InvKG als entsprechende Verwaltungsvereinbarung die Einzelheiten des Verfahrens zur Gewährung der Finanzhilfen. Weitere Details regelt

<sup>97</sup> Vom 27. August 2020.

<sup>98</sup> Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 19. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2479) geändert worden ist.

<sup>99</sup> BT Drs. 19/13398, S. 42.

daneben die **Förderrichtlinie Strukturentwicklung zum Lausitzer Braunkohlerevier Land Brandenburg**<sup>100</sup> (Förderrichtlinie) als Grundlage für die Zuschussgewährung. Zudem ist auch das Lausitzprogramm 2038 in der jeweils geltenden Fassung maßgeblich (I.2 Förderrichtlinie). Weiterhin gelten die haushaltsrechtlichen Grundsätze, insbesondere nach der **Haushaltsordnung des Bundes**<sup>101</sup> und **des Landes Brandenburg**<sup>102</sup> sowie die entsprechenden Verwaltungsvorschriften und Nebenbestimmungen. Gemäß § 9 Abs. 2 S. 4 BLV richtet sich die Bewirtschaftung der Bundesmittel nach dem Haushaltsrecht der Länder und die Mittel werden zu den Förderungsbedingungen der Landesmittel bewilligt (§ 9 Abs. 2 S. 5 BLV). In Bezug auf die Anwendung der **Vergaberechtsvorschriften** gelten die einschlägigen Festlegungen gemäß den Allgemeinen Nebenbestimmungen für Zuwendungen zur Projektförderung an Gemeinden (ANBest-G) bzw. die Allgemeinen Nebenbestimmungen für Zuwendungen zur Projektförderung (ANBest-P) in Verbindung mit den Merkblättern zu den Vergabebestimmungen.

Für die im Rahmen des InvKG gewährten Finanzhilfen sind nach diesem geltenden Rechtsrahmen **insbesondere Gemeinden und Gemeindeverbände Zuwendungsempfänger**.<sup>103</sup> In Brandenburg sind die Landkreise verfassungsrechtlich im Wesentlichen den Gemeinden gleichgestellt. **Private Unternehmen sind ebenfalls antragsberechtigt**. Die Zuwendungsempfangenden können sich dabei grundsätzlich bei der Umsetzung des Projektes im Rahmen einer geeigneten Rechtsbeziehung eines Privaten bedienen. Bei der Weiterleitung der Mit-

tel müssen dann **dieselben Bestimmungen wie für den Erstzuwendungsbescheid** gelten. Hierfür trägt der Erstzuwendungsempfänger die Verantwortung.

**Fördergebiet** in Brandenburg ist nach § 2 Nr. 1 lit. a InvKG i.V.m. III.1 Förderrichtlinie das Lausitzer Revier mit den Gemeinden Landkreis Elbe-Elster, Landkreis Oberspreewald-Lausitz, Landkreis Dahme-Spreewald, Landkreis Spree-Neiße und die kreisfreie Stadt Cottbus.

Für juristische Personen des öffentlichen und privaten Rechts **mit wirtschaftlicher Tätigkeit** kommt eine **Förderquote von 35 - 80 %** der zuwendungsfähigen Ausgaben in Betracht, abhängig vom zu ermittelnden Betriebsgewinn. Für den **Grundwerb** sind Ausgaben bis zur Höhe von **50 % der gesamten zuwendungsfähigen Ausgaben des Vorhabens förderfähig, soweit ein unmittelbarer Bezug zu der geförderten Maßnahme besteht** (V.3 Abs. 2 Förderrichtlinie). Von der Förderquote müssen **mindestens 10 % aus dem Landeshaushalt** kommen (§ 7 Abs. 1 InvKG). Der Anteil gilt als erfüllt, wenn das Projekt ausschließlich über kommunale Trägerschaft durchgeführt wird.

Im **Förderbereich** liegt nach § 4 Abs. 1 Nr. 1 InvKG i.V.m. II.1 Förderrichtlinie **wirtschaftsnahe Infrastruktur** und nach § 4 Abs. 1 Nr. 8 i.V.m. II.8 Förderrichtlinie der **Klima- und Umweltschutz, einschließlich Investitionen zur energetischen Sanierung von Infrastrukturen**. Eine Auslegung des Begriffs des Umweltschutzes im Lichte des Unionsrechts lässt hierunter auch den Begriff der Energieinfrastruktur fassen.<sup>104</sup> Dabei obliegt

100 Richtlinie der Staatskanzlei des Landes Brandenburg zur Umsetzung der Finanzhilfen des Strukturstärkungsgesetzes für den Teil Investitionsgesetz Kohleregionen - Strukturentwicklung Lausitz (Förderrichtlinie Strukturentwicklung zum Lausitzer Braunkohlerevier Land Brandenburg) vom 24. November 2020, Abl. Brandenburg Nr. 50, 1239.

101 Bundeshaushaltsordnung vom 19. August 1969 (BGBl. I S. 1284), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 1. Juli 2022 (BGBl. I S. 1030) geändert worden ist.

102 Landeshaushaltsordnung (LHO) in der Fassung der Bekanntmachung vom 21. April 1999 (GVBl.I/99 [Nr. 7], S. 106, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Juni 2019 (GVBl.I/19 [Nr. 20]).

103 Staatskanzlei Brandenburg, Das Lausitzprogramm 2038, S. 25.

104 Abschnitt 7 der AGVO enthält beispielsweise Bestimmungen zu Umweltschutzbeihilfen. Hierunter fallen nach Art. 48 AGVO auch Investitionsbeihilfen für den Bau oder Ausbau von Energieinfrastrukturen.

grundsätzlich den Ländern die Auswahl der Investitionsvorhaben nach den landesspezifischen Gegebenheiten (§ 7 Abs. 3 S. 1 InvKG). Die Maßnahmen müssen geeignet sein, die Förderziele nach Art. 104b Abs. 1 Nr. 2 und 3 GG zu verwirklichen.<sup>105</sup> Nach Art. 104b Abs. 1 GG kann der Bund, soweit das Grundgesetz ihm Gesetzgebungsbefugnisse verleiht (insbesondere nach Art. 73 Abs. 1 Nr. 11 GG für das Recht der Wirtschaft und nach Art. 73 Abs. 1 Nr. 24 GG für das Recht der Luftreinhaltung), den Ländern Finanzhilfen für besonders bedeutsame Investitionen gewähren, die **zum Ausgleich unterschiedlicher Wirtschaftskraft im Bundesgebiet** (Nr. 2) oder zur **Förderung des wirtschaftlichen Wachstums** (Nr. 3) erforderlich sind. Hierfür ist ein **enger Wirtschaftsbezug** der geförderten Investition erforderlich.<sup>106</sup> Gemäß § 4 Abs. 2 InvKG sollen die Investitionen insbesondere nach dem Kriterium der Schaffung und dem Erhalt von Arbeits- und Ausbildungsplätzen im Fördergebiet (Nr. 1) und dem **Kriterium der Diversifizierung der Wirtschaftsstruktur** und Verbesserung der Attraktivität des Wirtschaftsstandorts im Fördergebiet (Nr. 2) ausgewählt werden. Für Förderregion und Förderbereich gilt darüber hinaus ein **konkretisierendes Leitbild** vom 14. März 2019 für das Lausitzer Revier, das nach § 1 Abs. 3 S. 1 i.V.m. Anlage 1 InvKG bindend zur Umsetzung der Förderziele ist (§ 1 Abs. 3 S. 2 InvKG). Die Leitbilder der Reviere sind Bestandteil des InvKG und prägen den Förderrahmen.<sup>107</sup> Nach diesem Leitbild soll die Lausitz auch nach dem Ausstieg aus der Kohleverstromung eine **Energieresion** bleiben. Entsprechend ist insbesondere der **Energiesektor als regionaler Wirtschaftsschwerpunkt** vorgesehen. Hierfür ist ein zentraler Baustein die Produktion von grünem Wasserstoff, was auch entsprechende Transportmöglichkeiten umfassen dürfte. Vor diesem Hintergrund sieht das Leitbild eine **deutliche Priorisierung** für das Projektfeld **Energie- und**

**Wasserstoffinfrastruktur** vor (Anlage 1 InvKG). Weder das Leitbild zum Mitteldeutschen Revier noch das Leitbild zum Rheinischen Revier weisen eine entsprechend konkrete Nennung von Wasserstoff auf, sodass im Umkehrschluss der ausdrücklichen Nennung besondere Bedeutung beizumessen ist. Vor diesem Hintergrund der Priorisierung für das Projektfeld Energie- und Wasserstoffinfrastruktur nach dem Leitbild des Landes Brandenburg scheint eine **Wasserstofftransportleitung** in der brandenburgischen Lausitz sowohl unter dem Aspekt der wirtschaftsnahen Infrastruktur als auch unter dem Aspekt des Klima- und Umweltschutzes **förderfähig**.

Zuwendungsfähig sind dann alle dem Projekt zuzuordnenden **investiven Ausgaben**, welche zur Erreichung des Zweckzwecks notwendig sind (V.3 Abs. 1 Förderrichtlinie). **Investive Begleit- und Folgemaßnahmen** werden gefördert, wenn sie im Zusammenhang mit der Hauptmaßnahme stehen (V.3 Abs. 3 Förderrichtlinie). Es gilt eine **Zweckbindungsfrist von 10 Jahren**. Die Frist beginnt mit dem im Zuwendungsbescheid festgelegten Ende des Durchführungs-/Investitionszeitraumes. Erforderlich ist, dass das Projekt nur auf Basis der Finanzierungszusage im Rahmen des Strukturstärkungsprogramms durchgeführt und ein entsprechender Durchführungsbeschluss erst danach gefasst wird. Das Projekt darf ohne die Mittel nicht in dem geplanten Umfang durchführbar sein.<sup>108</sup>

Aus § 7 Abs. 2 S. 3 LHO Bbg ergibt sich bei kommunaler Projektplanung die **Pflicht zu einem Interessenbekundungsverfahren**, als Möglichkeit für private Anbieter, darzulegen, ob und inwieweit sie staatliche Aufgaben oder öffentlichen Zwecken dienende wirtschaftliche Tätigkeit ebenso gut oder besser erbringen können.

105 BT Drs. 19/13398, S. 40.

106 BT Drs. 19/13398, S. 40.

107 BT Drs. 19/13398, S. 40.

108 siehe hierzu: <https://www.ilb.de/de/infrastruktur/alle-infrastruktur-foerderprogramme/strukturentwicklung-lausitz/faq-strukturentwicklung-lausitz/>.

Zu beachten ist, dass Zuschüsse zu den Netzkosten aus Fördermitteln gemäß der §§ 3 Abs. 1, 10 Abs. 2 Nr. 5 und 12 Abs. 1 Nr. 5 WasserstoffNEV von den Netzkosten in Abzug zu bringen und im Rahmen der Eigenkapitalverzinsung als Abzugskapital anzusetzen sind.

### 6.1.2 Beihilferechtlicher Rahmen

Die Förderung für den Bau eines Wasserstofftransportnetzes dürfte den Beihilfegriff nach Art. 107 Abs. 1 AEUV erfüllen und damit grundsätzlich der **Notifizierungspflicht** unterliegen. Zuwendungen im Bereich **Energieinfrastruktur** unterliegen grundsätzlich den unionsrechtlichen Beihilfavorschriften.<sup>109</sup> Vom Begriff Energieinfrastruktur sind nach dem unionsrechtlichen Begriffsverständnis in Bezug auf Wasserstoff **Hochdruckfernleitungen, Verteilerleitungen** als auch Anlagen für die Einspeisung, Übernahme, Rückvergasung oder Dekomprimierung umfasst.<sup>110</sup> Anders läge es nur, wenn es sich um eine gewidmete Infrastruktur für eine Gruppe vorab festgelegter Nutzer handeln und der Wettbewerb ausschließlich auf lokaler Ebene stattfinden würde.<sup>111</sup>

Mit der **Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung**<sup>112</sup> (AGVO) werden bestimmte Gruppen von staatlichen Beihilfen ipso iure für mit dem AEUV vereinbar erklärt, sofern sie die entsprechenden Voraussetzungen der AGVO erfüllen.<sup>113</sup> Die Kom-

mission ist im Anwendungsbereich der AGVO lediglich über die Maßnahme zu informieren (Art. 11 AGVO), die formelle Notifizierungspflicht entfällt hingegen: Beihilferegelungen, Einzelbeihilfen auf der Grundlage von Beihilferegelungen und Ad-hoc-Beihilfen sind entsprechend nach Art. 3 AGVO im Sinne des Artikels Art. 107 Abs. 2 oder 3 AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar und von der Anmeldepflicht nach Art. 108 Abs. 3 AEUV **freigestellt**, sofern diese Beihilfen alle Voraussetzungen des Kapitels I der AGVO mit den allgemeinen Bestimmungen sowie die Voraussetzungen der besonderen Bestimmungen für die einzelnen Gruppen der Beihilfen nach Kapitel III erfüllen.

Die Freistellungsmöglichkeit einer Investitionsförderung für ein Wasserstofftransportnetz nach der AGVO lässt sich nicht eindeutig und rechtsicher feststellen. Grundsätzlich ist für ein Wasserstofftransportnetz der Freistellungstatbestand nach Art. 48 AGVO für Energieinfrastruktur eröffnet. Voraussetzung ist jedoch, dass die Energieinfrastruktur nicht von einer Zugangs- oder Tarifregelung für Dritte ausgenommen sein darf. Das wäre nur bei der Opt-in-Regulierung der Fall. Die Freistellungsmöglichkeit einer Investitionsförderung für ein Wasserstofftransportnetz nach Art. 48 Abs. 1 AGVO wurde von der ILB positiv bewertet. Gleichwohl sollte diese Möglichkeit aufgrund der dargestellten verbleibenden Unsicherheit vorsichtig betrachtet werden. Es besteht die

109 *Europäische Kommission*, Bekanntmachung der Kommission zum Begriff der staatlichen Beihilfe im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (2016/C 262/01), Rn. 217.

110 *Europäische Kommission*, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, Rn. 19 Ziff. 36 lit. c) i).

111 *Europäische Kommission*, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, Rn. 19 Ziff. 36 Fn. 27.

112 Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17. Juni 2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in der Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union; Die Studie berücksichtigt die letzte Änderung vom 09. März 2023: Approval of the content of a draft for a Commission Regulation amending Regulation (EU) No 651/2014 declaring certain categories of aid compatible with the internal market in application of Articles 107 and 108 of the Treaty and Regulation (EU) 2022/2473 declaring certain categories of aid to undertakings active in the production, processing and marketing of fishery and aquaculture products compatible with the internal market in application of Articles 107 and 108 of the Treaty, C(2023) 1712 final.

113 *Europäische Kommission*, Staatliche Beihilfen: Kommission weitet Anwendungsbereich der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung aus – häufig gestellte Fragen, 2021, QUANDA/21/3805.



Gefahr eines Notifizierungsbeschlusses der Kommission nach Art. 10 AGVO. Ein bereits ergangener Zuwendungsbescheid wäre bis zur Genehmigung ipso iure rechtswidrig. Bei derzeitiger Rechtslage erscheint es für die Förderung des Baus eines Wasserstofftransportnetzes daher sinnvoll, die Beihilfe zunächst bei der Kommission anzuzeigen und einen Beschluss nach Art. 4 Abs. 3 der BeihilfenverfahrensVO<sup>114</sup> zu erwirken. Darin stellt die Kommission nach einer vorläufigen Prüfung fest, dass die angemeldete Maßnahme, insoweit sie in den Anwendungsbereich des Art. 107 Abs. 1 AEUV fällt, keinen Anlass zu Bedenken hinsichtlich ihrer Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt gibt und beschließt, dass die Maßnahme dementsprechend mit dem Binnenmarkt vereinbar ist. Ansonsten beschließt die Kommission, das Verfahren nach Art. 108 Abs. 2 EUV zu eröffnen, wenn sie nach der vorläufigen Prüfung feststellt, dass die angemeldete Maßnahme Anlass zu Bedenken hinsichtlich ihrer Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt gibt (Art. 4 Abs. 4 BeihilfenverfahrensVO). Ein solcher Beschluss muss nach Art. 4 Abs. 5 S. 1 BeihilfenverfahrensVO innerhalb von zwei Monaten erlassen werden. Die Frist beginnt am Tag nach dem Eingang der vollständigen Anmeldung (Art. 4 Abs. 5 S. 2 BeihilfenverfahrensVO). Hervorzuheben ist dann die **Genehmigungsfiktion**: Hat die Kommission innerhalb der genannten Frist keinen entsprechenden Beschluss erlassen, gilt die Beihilfe als von der Kommission genehmigt und der Mitgliedstaat kann die betreffenden Maßnahmen durchführen, nachdem er die Kommission hiervon in Kenntnis gesetzt hat, es sei denn, dass diese innerhalb einer Frist von 15 Arbeitstagen nach Erhalt der Benachrichtigung einen entsprechenden Beschluss erlässt (Art. 4 Abs. 6 BeihilfenverfahrensVO).

Die Anmeldeschwelle für Investitionsbeihilfen für **Energieinfrastrukturen** nach der AGVO liegt bei **70 Mio. Euro** pro Unternehmen und Investition. Innerhalb dieser Schwelle sind Investitionsbeihil-

fen in Energieinfrastruktur unter den Voraussetzungen des Art. 48 AGVO von der Notifizierungspflicht freigestellt.

Der Tatbestand der Regionalbeihilfen ist für Energieinfrastruktur ausgeschlossen. Der Tatbestand der Freistellung für lokale Infrastruktur nach Art. 56 AGVO dürfte vor dem Hintergrund, dass es sich wohl um einen Teil eines Fernleitungsnetzes handeln dürfte, begrifflich ausscheiden und ginge zudem mit einigen zusätzlichen Voraussetzungen, wie etwa der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs (ohnehin energierechtlich erforderlich) einher. Weitere einschlägige Freistellungstatbestände sind nicht ersichtlich.

Beihilfen im Rahmen der AGVO müssen einen **Anreizeffekt** haben, was grundsätzlich nach Art. 6 Abs. 2 AGVO der Fall ist, wenn der Beihilfeempfänger **vor Beginn der Arbeiten** für das Vorhaben oder die Tätigkeit einen **schriftlichen Beihilfeantrag** in dem betreffenden Mitgliedstaat gestellt hat. Als Beginn der Arbeiten gelten entweder der Beginn der Bauarbeiten für die Investition oder die erste rechtsverbindliche Verpflichtung, die die Investition unumkehrbar macht, wobei der früheste dieser Zeitpunkte maßgebend ist. Der Kauf von Grundstücken und Vorarbeiten wie die Einholung von Genehmigungen und die Erstellung vorläufiger Durchführbarkeitsstudien gelten nicht als Beginn der Arbeiten.

Ist die Beihilfe nicht unter der AGVO freistellungsfähig, gelten die von der Kommission als Mitteilung herausgegebenen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen<sup>115</sup> (KUEBLL). Diese dienen der Konkretisierung des beihilferechtlichen Prüfermessens der Kommission im Bereich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Sie enthalten die Vereinbarkeitskriterien für Umweltschutz- (einschließlich Klimaschutz-) und Energiebeihilfen, die unter Art. 107 Abs. 3 lit. c

114 Verordnung (EU) 2015/1589 des Rates vom 13. Juli 2015 über besondere Vorschriften für die Anwendung von Artikel 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union.

115 Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, 2022/C 80/01 (KUEBLL).

AEUV fallen (Abschnitt 3 Rn. 20 KUEBLL). Die Investitionsförderung für den Bau eines Wasserstofftransportnetzes dürfte unter Abschnitt 4.9 KUEBLL fallen und entsprechend als Energieinfrastruktur **beihilferechtlich genehmigungsfähig sein**. Der Abschnitt gilt für Beihilfen für den Bau oder die Modernisierung von Energieinfrastruktur im Sinne der Begriffsbestimmung nach Rn. 19 Nr. 36 KUEBLL. Hierunter fallen auch Wasserstoffhochdruckfernleitungen sowie Verteilerleitungen. Die Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts und die Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen ist dabei ausdrücklich im Sinne der Energiepolitik der Union auch mit Blick auf die Notwendigkeit der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt (Art. 194 Abs. 1 lit. a und lit. c AEUV). Es scheidet nach hiesiger Auffassung nach

derzeitiger Rechtslage die Ausnahme von der Beihilfekontrolle nach Rn. 373 KUEBLL im Rahmen eines rechtlichen oder natürlichen Monopols aus. Das Notifizierungsverfahren dauert in der Regel mindestens sechs Monate bis zu mehreren Jahren, abhängig von der Komplexität des Sachverhalts.<sup>116</sup> Die folgende Grafik stellt die allgemeinen Prüfvoraussetzungen nach KUEBLL dar.

Zu den allgemeinen Prüfvoraussetzungen enthält Abschnitt 4.9 KUEBLL besondere Voraussetzungen für Energieinfrastruktur, die die allgemeinen Voraussetzungen verdrängen. Bezüglich der Erforderlichkeit berücksichtigt die Kommission, inwieweit ein Marktversagen zu einer suboptimalen Versorgung mit der erforderlichen Infrastruktur führt, inwieweit Dritte Zugang zu der Infrastruktur ha-

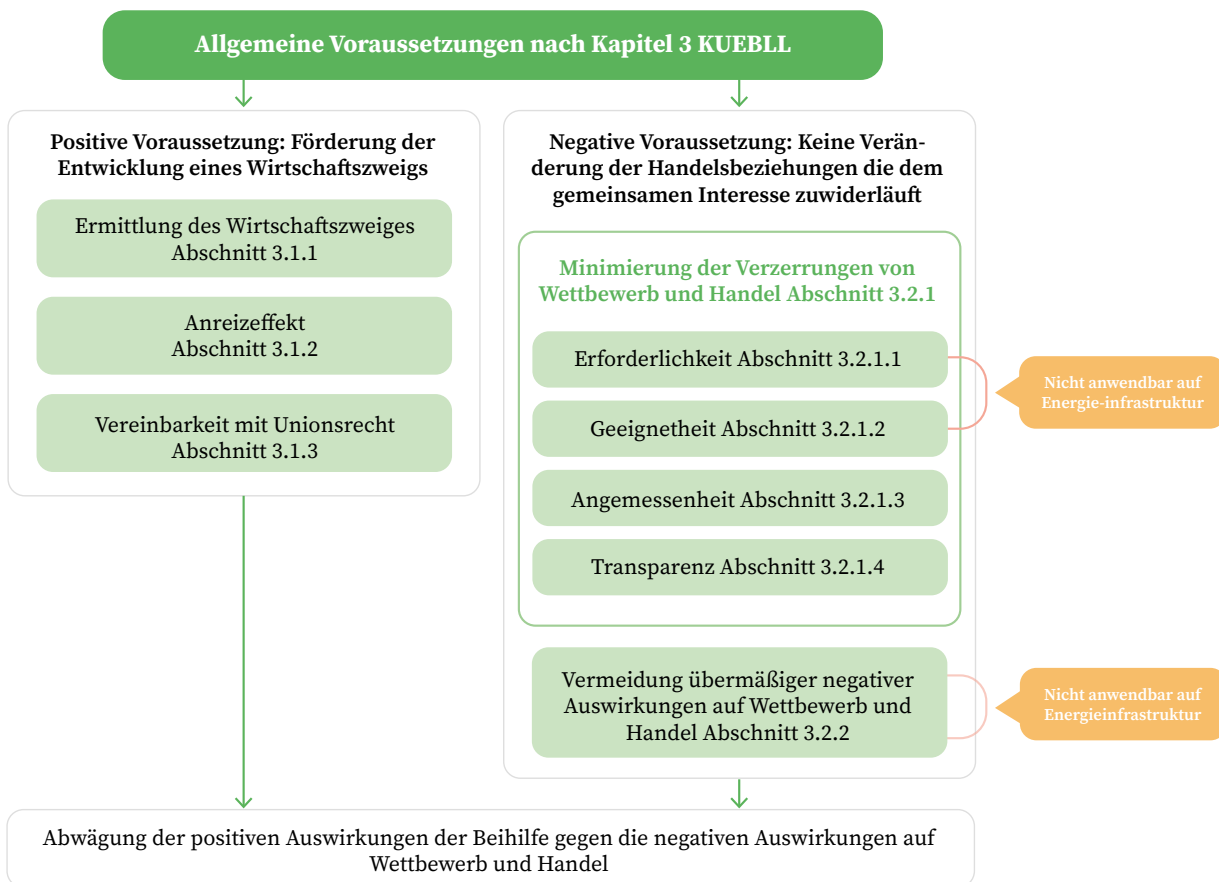


Abbildung 21: Allgemeine Prüfvoraussetzungen nach KUEBLL

<sup>116</sup> Bonhage/Dieterich, (Neue) beihilfenrechtliche Maßstäbe für lokale Infrastrukturförderung, EuZW 2018, 716 (717).

ben, inwieweit die Infrastruktur einer Tarifregulierung unterliegt und inwieweit das Vorhaben einen Beitrag zur Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit der Union oder zur Erreichung des Ziels der Klimaneutralität der Union leistet (Rn. 380 lit. b) KUEBLI). Für die Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel achtet die Kommission insbesondere auf die Zugangsmöglichkeiten Dritter zu der geförderten Infrastruktur, den Zugang zu alternativer Infrastruktur, die Verdrängung privater Investitionen und die Wettbewerbsposition des Beihilfempfängers (Rn. 382 lit. b) KUEBLI).

### 6.1.3 Fazit

Ein Wasserstofftransportnetz in Brandenburg ist damit nach hiesiger Einschätzung nach dem **Investitionsgesetz Kohleregionen** mit einer maximalen Förderquote von 80 % förderfähig. Die Förderperiode läuft insgesamt von 2020 bis 2038. Bei einer Antragsstellung nach 2026 muss die zusätzliche Voraussetzung vorliegen, dass der Kohleausstieg in der Lausitz programmäßig erfolgt.

Erfolgt die Antragsstellung im Rahmen einer ÖPP kann diese auch noch bis zum 31. Dezember 2038 erfolgen, wenn die Abrechnung bis 2042 erfolgt. Die Weiterleitung von Fördermitteln an Dritte ist grundsätzlich in verschiedenen Konstellationen möglich. Der Zuwendungsempfänger bleibt dabei aber gegenüber der ILB als Bewilligungsbehörde nach dem Zuwendungsrecht verpflichtet. Bei einem Zusammenschluss mit Privaten ist die Eigenförderquote des Landes von 10 % zu beachten. Diese muss dann aus dem Landeshaushalt kommen, wenn der Zuwendungsempfänger nicht ausschließlich in kommunaler Trägerschaft ist. Die Freistellung der Investitionsförderung von der Notifizierungspflicht bei der Kommission dürfte nach Art. 48 Abs. 1 AGVO möglich sein, lässt sich aber nicht rechtssicher feststellen. Die Anmelde-schwelle liegt dann bei 70 Mio. EUR pro Unternehmen und Investition. Bei derzeitiger Rechtslage erscheint es für die Förderung des Baus eines Wasserstofftransportnetzes sinnvoll, die Beihilfe zunächst bei der Kommission anzuzeigen und einen Beschluss nach Art. 4 Abs. 3 Beihilfenverfahrens-VO zu erwirken.

**07**

# **Wirtschaft- lichkeitsbe- trachtung**

## 7 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

### 7.1 Kostenschätzung CAPEX und OPEX

Die Investitionskosten (CAPEX) für die Errichtung eines Wasserstoffnetzes unterscheiden sich je nach Anteil der umgestellten und der neu gebauten Leitungen. Die Umstellungskosten einer Erdgasleitung auf eine reine Wasserstoffleitung liegen deutlich unter den Kosten für den Neubau einer Wasserstoffleitung. Beim Leitungsneubau können überdies durch Trassenbündelung Kosten eingespart werden. Die Gründe hierfür sind geringere Wegerecht-Kosten sowie ein geringerer Genehmigungsaufwand. Zudem werden die Investitionskosten sowohl beim Neubau als auch bei der Umstellung durch den Durchmesser und den Auslegungsdruck der Rohre beeinflusst. Um die Investitionskosten für das in dieser Studie entwickelte Wasserstoffnetz möglichst gering zu halten, wurden bei der Trassierung, soweit möglich, die Umstellung von Leitungen sowie beim Neubau der Verlauf entlang bestehender Trassen bevorzugt (siehe Kapitel 5.4).

Damit die benötigten Kapazitäten transportiert werden können, sind für die Neubau-Abschnitte Rohre mit einem Durchmesser von DN 200 bis DN 800 mm erforderlich. Die Leitungen, welche innerhalb des Wasserstoffnetzes Brandenburg zur Umstellung zur Verfügung stehen, besitzen Durchmesser zwischen DN 500 und DN 1400.

Zur Berechnung wurden die in Tabelle 6 aufgeführten Kosten für den Neubau und die Umstellung der Leitungen je km Trasse sowie Kosten für Querungen und Sonderbauwerke verwendet. Als Grundlage für diese Kosten dienen Angaben aus dem European Hydrogen Backbone 2022<sup>117</sup>, dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030<sup>118</sup> sowie Erfahrungswerte aus dem Projektgeschäft von INFRACON. Mittels dieser Daten wurden die Kosten für die entsprechenden

Durchmesser interpoliert. Für die Trassenbündelung wurde anhand von Erfahrungswerten aus anderen durchgeführten Projekten ein Kostenersparnis von rund 12,5 % gegenüber den Neubaukosten ohne Trassenbündelung ermittelt.

Dimensio- nierung	CAPEX (Mio. € je km)		
	Umstellung	Neubau mit Trassenbün- delung	Neubau ohne Trassenbün- delung
DN 1400	0,6	3,56	4,05
DN 800	0,5	2,02	2,18
DN 600	0,4	1,68	1,77
DN 500*	0,3	1,54	1,57
DN 400*	0,3	1,38	1,41
DN 300*	0,2	1,32	1,35
DN 200*	0,2	1,25	1,28

\* Werte für DN 500 und kleiner basieren auf Erfahrungswerten aus dem Projektgeschäft von INFRACON

Tabelle 6: CAPEX je km Trasse<sup>119</sup>

Durch Multiplikation mit den entsprechenden Kilometerzahlen der Umstellungstrassen und der Neubautrassen sowohl mit als auch ohne Trassenbündelung ergeben sich **Gesamtkosten in Höhe von rund 536 Mio. € für das 404 km lange Wasserstoff-Transportnetz in der brandenburgischen Lausitz**. Im Vergleich zur BB-Studie sind neue Trassenverläufe, teilweise größere Dimensionen und die explizite Betrachtung von Sonderbauwerken ergänzt worden.

Die Kosten inklusive Berücksichtigung der Kosteneinsparungen durch Umstellung und Trassenbündelung für die jeweiligen Realisierungsabschnitte sind in Tabelle 7 aufgezeigt.

117 *European Hydrogen Backbone Initiative (EHBI)*, European Hydrogen Backbone, 2022.

118 *FNB Gas*, NEP Gas 2022-2032.

119 (EHB, 2022) (FNB Gas, 2022)

Realisierungsabschnitt	CAPEX (Mio. €)
2030	190
2035	99
2040	199
2045	48
<b>Summe</b>	<b>536</b>

Tabelle 7: CAPEX je Realisierungsabschnitt

In der nachfolgenden Tabelle 8 werden die Kosten für die Umsetzung eines Greenfield-Ansatzes (kompletter Neubau ohne Umstellungen) aufgezeigt. Sie würden sich auf ca. 814 Mio. € belaufen. Durch die **Nutzung von Umstellungsmöglichkeiten bestehender Erdgasleitungen auf reinen Wasserstoff und durch Trassenbündelungen können daher rund 34 % dieser Leitungskosten eingespart werden.**

Kosten	CAPEX (Mio. €)	Prozent
Kompletter Neubau	814	100%
Einsparungen Umstellung	-256	-31,4%
Einsparungen Trassenbündelung	-22	-2,7%
<b>Summe</b>	<b>536</b>	<b>65,9%</b>

Tabelle 8: Einsparpotenzial Trassenbündelung und Umstellung

Im Rahmen dieser Studie wurden zudem die Betriebskosten des Wasserstoffnetzes ermittelt. Zur Ermittlung dieser Betriebskosten dienten ebenfalls Werte des European Hydrogen Backbone 2022 als Basis<sup>120</sup>. Durch Mittelung der dort angegebenen Werte wurden Betriebskosten in Höhe von 1,25 % der Neubau-CAPEX angenommen. **Somit betragen die Betriebskosten (Wartung, Instandhaltung, Stromkosten exkl. Verdichter, Überwachung) des gesamten Wasserstoffnetzes pro Jahr 10.170.458 Mio. € beziehungsweise im Durchschnitt 25.151 €/(km\*a).**

Bei allen Angaben handelt es sich um Schätzungen (+/- 50 %) mit Stand Mai 2023. Da die Realisierung

in mindestens sieben Jahren in der Zukunft liegt, gibt es große Unsicherheiten, wie sich Weltmarktpreise für Engineering, Materialien sowie Tief- und Rohrbaukapazitäten entwickeln.

Bei einer Leitungsumstellung zwischen Lauchhammer und Schwarze Pumpe über Sachsen (Vergleich Kapitel 5.4.5.2) können durch zusätzliche Umstellungstrassen weitere Kosten eingespart werden. Um diese zu quantifizieren, sollte sich im Nachgang der Studie mit Netzbetreibern dieser Region zu möglichen Umstellungen ausgetauscht werden.

## 7.2 Netzentgeltberechnung

Neben der Berechnung der Investitions- und Betriebskosten des Wasserstofftransportnetzes in der brandenburgischen Lausitz erfolgte im Rahmen dieser Studie auch eine erste überschlägige Berechnung möglicher Netzentgelte. Diese erfolgt zum einen in einem unreguliertem Szenario, da es bisher keine Verpflichtung zum Ziehen der „Opt-In“-Option gibt (vgl. Kapitel 3.3.1). Eine weitere Berechnung erfolgt unter Berücksichtigung der Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen. Hier erfolgt eine Regulierung der Netznutzungsentgelte in Anlehnung an das bisherige Modell im Erdgastransportgeschäft.

### 7.2.1 Methodik und Prämissen

Grundlage für die Berechnung waren die CAPEX und OPEX, die im Kapitel 7.1 ermittelt wurden. Die OPEX wurden dabei jeweils ab dem Jahr der Inbetriebnahme in die Wirtschaftlichkeitsberechnungen aufgenommen.

Die CAPEX wurden über die Realisierungsdauer, d.h. bei Neubau über 6 Jahre und bei Umstellungen über 3 Jahre, angesetzt. (vgl. Kapitel 5.3)

Weiterhin wurde die Nutzung des Netzes bis 2070 unterstellt, wobei ab 2046 keine (Re-)Investi-

120 European Hydrogen Backbone Initiative (EHBI), European Hydrogen Backbone, 2022.

tionen erfolgen. Die Abschreibungsdauer für die Pipelines wurde entsprechend Handelsgesetzbuch (HGB) auf 25 Jahre festgelegt.

Für Steuern wurden folgende Annahmen getroffen:

- Körperschaftsteuer gemäß § 23 KStG in Höhe von 15 %
- Solidaritätszuschlag gemäß § 4 SolZG 1995 in Höhe von 5,5 %
- Gemäß § 11 Abs. 2 GewStG beträgt die Steuermesszahl 3,5 %
- Für den Gemeindesteuerhebesatz wurde der Durchschnitt der 4 Gebietskörperschaften angesetzt (Cottbus/Chósebus: 400 %; Landkreis Elbe-Elster: 320,2 %; Landkreis Oberspreewald-Lausitz: 352,9 %; Landkreis Spree-Neiße/Wokrejs Sprjewja-Nysa: 341,2 %) und liegt somit bei 353,575 %<sup>121</sup>

Für die Vermarktungsmenge wurden die im Kapitel 2.2 dargestellten Mengen für Einspeisung und Ausspeisung angenommen. Zwischen den Werten für die Jahre 2030, 2040 und 2045 erfolgte ein linearer Anstieg der Kapazitäten. Für die Berechnung wurden gleiche Netznutzungsentgelte für Entry- und Exit-Kapazitäten angenommen. Für alle Jahre wurde eine Inflation von 2 % angenommen.

Für alle Szenarien wurde eine Wirtschaftlichkeitsrechnung durchgeführt und daraus die jeweiligen Netznutzungsentgelte ermittelt. Für das unregulierte Szenario ergibt sich via Zielwertsuche das Netznutzungsentgelt, welches der jeweilige Netzbetreiber für die Erreichung seines WACC (Weighted Average Cost of Capital bzw. gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten) erreichen muss. Weiteres dazu im Kapitel 7.2.2

Im regulatorischen Szenario wird das Netznutzungsentgelt anhand der möglichen regulierten Erlöse, die über die Entry- bzw. Exit-Kapazitäten verteilt werden, berechnet. Hier gibt es (zukünftig)

im zweiten Schritt die Möglichkeit über die Regulierungsbehörde die Entgelte zu deckeln (vgl. Kapitel 3.4.3) und dann in den Folgejahren das Guthaben auf dem Regulierungskonto zu erlösen. Näheres dazu im Kapitel 7.2.3.

An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass die nachfolgend ermittelten Netznutzungsentgelte nur für das im Rahmen dieser Studie betrachtete Netz gelten. **Vor- und/oder nachgelagerte Netze und deren Netznutzungsentgelte sind nicht Bestandteil der Betrachtungen.**

### 7.2.2 Unregulierte Netznutzungsentgeltberechnung

Für die Berechnungen der Netznutzungsentgelte im unregulierten Szenario wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, bei der der Einfluss diverser Parameter auf ein erstes Basisszenario ermittelt und dargestellt wurde. Die Parameter sind in Tabelle 9 dargestellt.

Wie in Tabelle 9 zu erkennen ist, wurde im Basisszenario mit den Werten für OPEX und CAPEX aus dem Kapitel 7.1 sowie ohne eine mögliche Förderung der CAPEX gerechnet. Weiterhin war die Transportkapazität in der exakten Größenordnung wie in Kapitel 2.2 benannt. Der WACC wurde mit einem marktüblichen Prozentsatz von 5 Prozent angenommen. Auf die Netznutzungsentgelte wurde keine Inflation einberechnet. In diesem Szenario wurde ein Netznutzungsentgelt von 8,41 €/kWh/h/a ermittelt.<sup>122</sup>

Dieses Basisszenario wurde dann einer Sensitivitätsanalyse unterzogen, indem diverse Parameter variiert wurden. In einem Szenario wurde eine Förderung des CAPEX in Höhe von 80 % für alle Investitionskosten bis 2040 berechnet, was dem aktuell maximalen Förderrahmen entspricht (vgl. Kapitel 6.1.1). In einem weiteren Szenario wurde der Einfluss einer möglichen Förderung bis

<sup>121</sup> Gewerbesteuer Infoportal.

<sup>122</sup> Zur Einordnung: Die Netznutzungsnetgelte bei ONTRAS liegen derzeit bei 6,03 €/kWh/h/a Preisblatt\_ab\_01.01.2023\_DE\_V16.1.pdf ([ontras.com](https://ontras.com))

Parameter	Worst Case	Basis	Best Case
OPEX	1,7 %	1,25 %	0,8 %
Investitionskosten	+ 50%	± 0 %	- 50%
Förderung		0 %	80 % Invest (bis 2040; bis 2045)
Transportkapazitäten	- 50%	± 0 %	+ 100 %
WACC	0 %	5 %	10 %
alle Einflüsse außer WACC	Alle Werte (außer WACC) auf Maxi- bzw. Minimum		

*Tabelle 9:  
variable Parameter Sensitivitätsanalyse*

2045 betrachtet. Die Netznutzungsentgelte können in diesen Szenarien auf 3,76 €/kWh/h/a bzw. 3,43 €/kWh/h/a gesenkt werden.

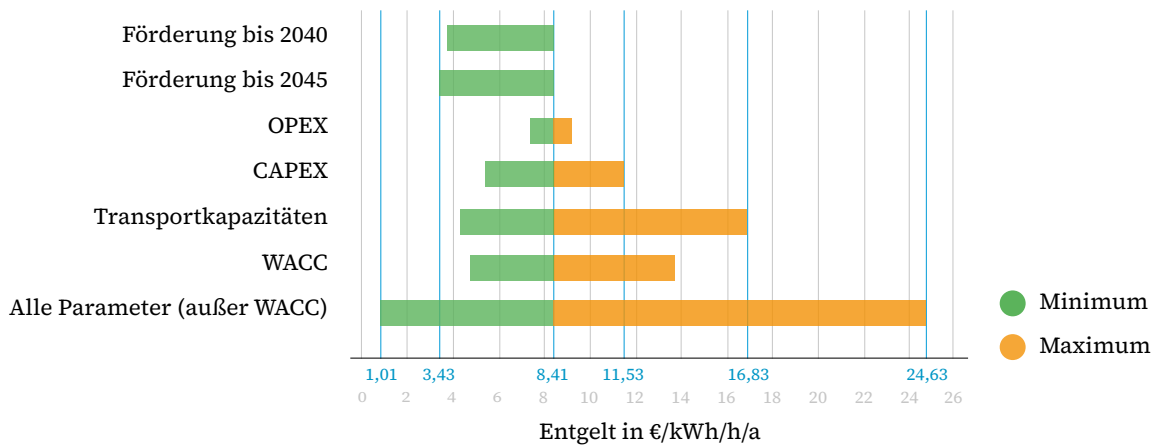
Da die CAPEX - Kostenschätzung aus Kapitel 7.1 mit Unsicherheiten ( $\pm 50\%$ ) versehen ist, wurde auch dieser Parameter im Rahmen der Sensitivitätsanalyse variiert. Es ergeben sich Netznutzungsentgelte zwischen 5,30 €/kWh/h/a – 11,53 €/kWh/h/a bei der CAPEX-Sensitivitätsanalyse.

Auch die OPEX variieren nach EHB 2022123 zwischen 0,8 % bzw. 1,7 % auf Neubauinvestitionskosten. Die Höhe des OPEX hängt vermutlich maßgeblich von der Betreiberstruktur ab, da ein kompletter Neuaufbau eines Netzbetriebes (inkl. Personal, Know-how, Hardware, Software, etc.) kostenintensiver ist als das Nutzen bestehender Infrastrukturen (beispielsweise eines aktuellen Erdgasnetzbetreibers). Die Netznutzungsentgelte bewegen sich hier (in der OPEX-Sensitivitätsanalyse) zwischen 7,63 €/kWh/h/a und 9,20 €/kWh/h/a.

Unsicherheiten bestehen auch hinsichtlich der zukünftigen Transportkapazitäten. Hier wurde zum einen errechnet, wie sich die Netznutzungsentgelte entwickeln, falls nur die Hälfte der Transportkapazitäten in Zukunft benötigt werden (vgl. mit den Werten der BB-Studie, siehe Abbildung 1). In diesem Fall verdoppeln sich die Entgelte auf 16,83 €/kWh/h/a. Für den Fall, dass das Netz vollständig ausgenutzt wird, d. h. wenn die doppelten Kapazitäten transportiert werden, halbiert sich das Entgelt auf 4,21 €/kWh/h/a.

Als letzte Variable wurde der WACC variiert, da in einem unregulierten Szenario der Netzbetreiber frei über die Höhe entscheiden kann. Bei einer Variation des WACC zwischen 0 % bis 10 % entstehen Netznutzungsentgelte von 4,78 €/kWh/h/a bis 13,98 €/kWh/h/a.





### Sensitivitätsanalyse Unreguliertes Szenario

Parameter	Minimum*	Basiswert*	Maximum*
Förderung bis 2040	3,76	8,41	-
Förderung bis 2045	3,43	8,41	-
OPEX	7,63	8,41	9,2
CAPEX	5,3	8,41	11,53
Transportkapazitäten	4,21	8,41	16,83
WACC	4,78	8,41	13,98
Overall ohne WACC	1,01	8,41	24,63

\*alle Werte in €/kWh/h/a

Abbildung 22: Ergebnisse Sensitivitätsanalyse Netznutzungsentgelte unreguliertes Szenario

Als letztes Szenario wurde ein „overall“-Szenario berechnet, bei dem alle Variablen das Maximum bzw. Minimum (ausgenommen des WACC, da dieser frei vom Netzbetreiber gewählt werden kann und somit keiner externen Beeinflussung unterliegt) erreichen. Hier bewegen sich die Netznutzungsentgelte zwischen 1,01 €/kWh/h/a und 24,63 €/kWh/h/a.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in Abbildung 22 übersichtlich dargestellt.

Im nachfolgenden Kapitel sollen die Netznutzungsentgelte für ein regulatorisches Szenario analysiert werden.

### 7.2.3 Regulatorische Netzentgeltberechnung

Der wichtigste Unterschied zwischen dem unregulierten Szenario und dem regulatorischen Szenario ist, dass im regulatorischen Szenario der Netzbetreiber das Netznutzungsentgelt nicht frei verhandeln kann, stattdessen wird dieses durch die Regulierungsbehörde festgelegt.

Diese Festlegung/Berechnung der Netznutzungsentgelte basiert in diesem Fall auf den anrechenbaren Kosten (CAPEX und OPEX, verrechnet mit einem von der Regulierungsbehörde festgelegten WACC), verteilt auf die gebuchten Entry- und Exit-Kapazitäten.

Da in diesem Szenario die Regulierungsbehörde den WACC (indirekt) festlegt, wurde hier auf eine Variation des WACC verzichtet.

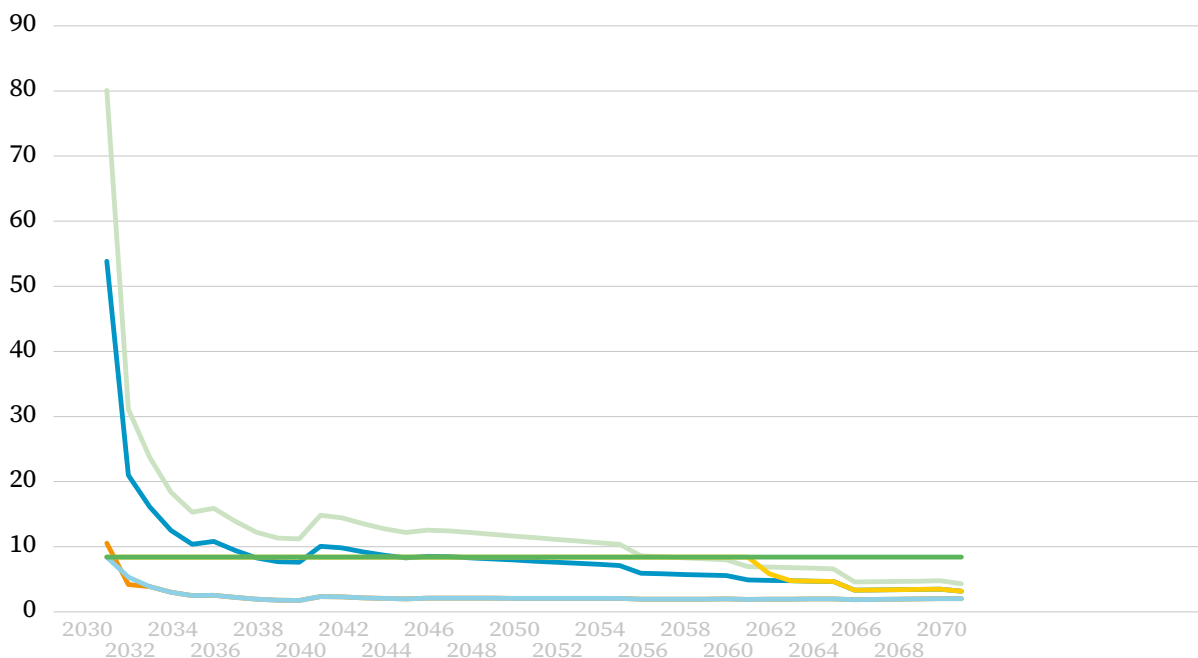
Dies führt beim Neuaufbau des Netzes dazu, dass die hohen Investitionskosten zu Beginn auf die anfangs sehr geringen Netzkapazitäten und später auf immer weiter steigende Netzkapazitäten verteilt werden. Daher ist zu vermuten, dass die Netznutzungsentgelte zu Beginn sehr hoch sein werden und dann mit steigenden Netzkapazitäten immer weiter fallen.

Die Berechnungsergebnisse nach Abbildung 23 bestätigen diese Vermutung.

Im ersten Schritt wurde das regulierte Netznutzungsentgelt mit den Basis-Parametern aus Tabelle 9 berechnet. Hier bestätigt sich der oben beschriebene Mechanismus und im Jahr 2030 würden Netznutzungsentgelte in Höhe von

53,83 €/kWh/h/a entstehen und diese würden erstmals im Jahr 2036 auf unter 10,00 €/kWh/h/a bzw. im Jahr 2037 unter den in Abbildung 22 gezeigten Basiswert von 8,41 €/kWh/h/a sinken. Im weiteren Verlauf pendelt das Netznutzungsentgelt konstant zwischen 10,00 – 7,00 €/kWh/h/a bis zum Jahr 2054. Danach sinkt er weiter ab auf bis 3,17 €/kWh/h/a im Jahr 2070 (was auch an den fehlenden Reinvestitionen ab 2046 liegt).

Im Weiteren wurden für das regulierte Szenario jeweils die Entgelte für das „overall-Best-Case“ bzw. „overall-Worst-Case“-Szenario mit den Parametern nach Tabelle 9 berechnet. Auch hier sind analoge Tendenzen zu beobachten. Im „Best-Case“-Szenario liegen die Entgelte im Jahr 2030 lediglich bei 5,27 €/kWh/h/a und fallen dann bereits im Jahr 2031 auf ca. 2,00 €/kWh/h/a. Ab dem Jahr 2037 verlaufen sie auf einem Niveau von ca. 1,00 €/kWh/h/a konstant bis zum Jahr 2070. Damit liegen Sie dauerhaft auf dem Wert wie das „Best-Case“-Szenario in den



### Sensitivitätsanalyse Regulierte Szenario

- Entgelt Regulierung Basis €/kWh/h/a
- Entgelt Regulierung Basis gedeckelt €/kWh/h/a
- Entgelt Regulierung Best Case €/kWh/h/a
- Entgelt Regulierung Best Case gedeckelt €/kWh/h/a
- Entgelt Regulierung Worst Case €/kWh/h/a
- Entgelt Regulierung Worst Case gedeckelt €/kWh/h/a

Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse reguliertes Szenario

unregulierten Berechnungen (vgl. Abbildung 22). Im „overall-Worst-Case“-Szenario starten die Netznutzungsentgelte bei 160,17 €/kWh/h/a. Sie stabilisieren sich dann erst in den Jahren 2059 bis 2070 in einer Preisspanne von 8,60 bis 15,00 €/kWh/h/a.

Abbildung 23 zeigt deutlich, dass in einem regulierten Szenario anfangs sehr hohe Netznutzungsentgelte anfallen würden. Diese würden vermutlich den Markthochverlauf stark blockieren. Um dies zu vermeiden, besteht die Option, dass die Regulierungsbehörde die Netznutzungsentgelte (zumindest anfangs) deckelt. Dann würden nicht erzielte Erlöse aus den Anfangsjahren dem Netzbetreiber auf dem Regulierungskonto gutgeschrieben werden und er könnte diese (entsprechend verzinst) in den darauffolgenden Jahren erlösen.

Für die Berechnungen dieser Studie wurde die Deckelung entsprechend auf den Basiswert aus Abbildung 22 in Höhe von 8,41 €/kWh/h/a exemplarisch festgelegt. Anschließend wurden das Basis-Szenario sowie die „overall-best-case“- bzw. „overall-worst-case“-Szenarien entsprechend Tabelle 9 berechnet.

Die Darstellung in Abbildung 23 zeigt, dass im „overall-best-case“-Szenario eine Deckelung nie greifen würde und die Entgelte quasi analog dem „overall-best-case“-Szenario ohne Deckelung verlaufen, da sie dauerhaft unterhalb der Deckelung sind.

Im Basis-Szenario würde die Deckelung hingegen bis zum Jahr 2060 greifen und das Regulierungskonto des Netzbetreibers wäre erst ab diesem Zeitpunkt ausgeglichen. Danach verlaufen die Entgelte wieder analog dem nicht gedeckelten Basis-Szenario.

Bei dem „overall-Worst-Case“-Szenario ist es hingegen sogar so, dass die Deckelung bis zum Jahr 2070 greifen würde und auch dann hätte der Netzbetreiber noch Gutschriften auf dem Regulierungskonto, die er entsprechend später (verzinst) erlösen könnte bzw. müsste, da die Berechnungen ohne Deckelung dauerhaft über den 8,41 €/kWh/h/a sind.

Diese beispielhaften Berechnungen zeigen, dass die hier exemplarisch gewählte Deckelung zu niedrig wäre und höher ausfallen sollte, um das Investitionsrisiko des Netzbetreibers zu minimieren bzw. den Zeitpunkt des Ausgleichs des Regulierungskontos in die Zukunft zu verschieben. Gleichzeitig ist die anfängliche Deckelung der Netznutzungsentgelte mit Sicherheit förderlich für den Markthochlauf und bietet allen Stakeholdern eine gewisse Planungssicherheit.

Die Höhe der Deckelung des Netznutzungsentgeltes sollte durch die Regulierungsbehörde in weitergehenden Untersuchungen mit fortschreitendem Kenntnisstand exakter eruiert werden.

**08**

# **Zusammen- fassung**

## 8 Zusammenfassung

Ziel der Machbarkeitsstudie war die Prüfung der genehmigungsrechtlichen, energiewirtschaftsrechtlichen, förder- und beihilferechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Realisierbarkeit eines Wasserstoffnetzes in der brandenburgischen Lausitz.

Insgesamt hat sich gezeigt, dass für die Anwendung und den Einsatz von Wasserstoff in der betrachteten Region der brandenburgischen Lausitz ein sehr großes Potenzial in Höhe von rund 5,6 TWh besteht. Die Abfrage hat zudem gezeigt, dass insbesondere im Industrie-Sektor ein großes Einsatzpotenzial vorhanden ist. Allerdings herrscht teilweise noch große Unsicherheit, in welchem Umfang und ab wann Wasserstoff in den jeweiligen Prozessen eingesetzt werden kann. In der betrachteten Region besteht gleichzeitig auch ein großes Potenzial von rund 6,2 TWh zur Erzeugung des Wasserstoffs. Insgesamt wird für das Jahr 2045 ein Wasserstofferzeugungspotential prognostiziert, welches höher ist als der Wasserstoffbedarf der Betrachtungsregion. Die brandenburgische Lausitz wird sich nach derzeitigem Kenntnisstand als Netto-Exporteur (im In- und Ausland) darstellen. Die zur Erzeugung des Wasserstoffs benötigte Wassermenge ist im Verhältnis zu anderen Wasserverbräuchen gering, sodass der Wasserbedarf in der Region im Allgemeinen gedeckt werden kann. Dennoch wird empfohlen, bei detaillierten Planungen von Einzelprojekten zur Wasserstoffherstellung in der Lausitz mit dem LfU Brandenburg hinsichtlich der verfügbaren Wassermengen in Kontakt zu treten.

Beim Betrieb eines reinen Wasserstoffnetzes sind energiewirtschaftsrechtliche bzw. kartellrechtliche Vorgaben zu beachten: Nach aktueller Rechtslage besteht für Wasserstoffnetzbetreiber die Möglichkeit, sich freiwillig dem im Energiewirtschaftsgesetz seit 2021 verankerten Regulierungsregime für reine Wasserstoffnetze zu unterwerfen. Bei diesen gesetzlichen Vorgaben handelt es sich um Übergangsregelungen, die die Zeit bis zur Gestaltung des Wasserstoffmarktes durch europäische Vorgaben überbrücken sollen. Die vom Ge-

setzgeber getroffenen Vorgaben zu Anschluss- und Zugang zu Wasserstoffnetzen, Entgelten und Entflechtung sind dabei im Vergleich zum Gassektor weit weniger streng und ausdifferenziert. Beim Netzbetrieb ohne eine Unterwerfung unter die Regulierung findet das allgemeine Kartellrecht Anwendung. Gerade beim Betrieb von größeren Netzstrukturen kann der Vorteil der Regulierung in einer erhöhten Rechtssicherheit liegen. Darüber hinaus ist es in Anbetracht der Entwicklungen auf europäischer Ebene unwahrscheinlich, dass die Anwendbarkeit der Regulierung auch in Zukunft die Wahl der Netzbetreiber bleibt. Gerade mit Blick auf den von der Kommission im Dezember 2021 vorgelegten Entwurf eines Legislativpakets zum zukünftigen Gas- und Wasserstoffmarkt spricht vieles für die Einführung einer verpflichtenden Regulierung. Auf nationaler Ebene zeichnen sich für die Errichtung eines Transportnetzes potenziell relevante Entwicklungen vor allem durch die sich in Bearbeitung befindende Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie, sowie durch den Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und Ergänzungen von Regelungen zum Wasserstoff-Kernnetz ab.

Mit Blick auf mögliche Rechtskonstruktionen für den Bau und Betrieb eines Wasserstofftransportnetzes sind vielfältige Ausgestaltungsmöglichkeiten denkbar. Zentral ist dabei die Frage, ob Bau und Betrieb in kommunaler Verantwortung liegen sollen, oder ob hier eine (teilweise) Auslagerung auf die Privatwirtschaft erfolgen soll. Im zweiten Fall bestehen dann zahlreiche Möglichkeiten der Zusammenarbeit zwischen Privaten und Kommunen. Dabei sind vergaberechtliche, energierechtliche, gesellschaftsrechtliche und eigentumsrechtliche Aspekte zu beachten, die zusammen die Gestaltungsmöglichkeiten vorgeben. Grundsätzlich sind alle drei Optionen (kommunaler Bau und Betrieb, kommunale Beteiligung und rein privater Bau und Betrieb) vorbehaltlich einer Einzelfallprüfung rechtlich unter jeweils verschiedenen Bedingungen möglich. Im nächsten Schritt sind dann

unterschiedliche Betriebsführungsmodelle denkbar, in denen Assetverwaltung, regulatorische Pflichtaufgaben und reiner Betrieb zusammen von einer Gesellschaft oder von getrennten Entitäten wahrgenommen werden können. Grundsätzlich ist es sinnvoll, auf die Expertise und die Ressourcen von Fernleitungsnetzbetreibern zurückzugreifen. Insofern könnte eine Marktabfrage klären, inwieweit Interesse an einer privaten Durchführung seitens der Fernleitungsnetzbetreiber besteht. Dann wäre das Durchführungsrisiko auf kommunaler Seite gering und es könnte lediglich die Aufgabe der Fördermittelberatung übernommen werden. Kommunaler Einfluss auf betriebswirtschaftliche Entscheidungen kann demgegenüber über die Gründung einer Netzgesellschaft unter staatlicher Beteiligung gesichert werden. Über die Vergabe einer Baukonzession könnten zumindest über die funktionale Leistungsbeschreibung die Rahmenparameter des Projekts auf kommunaler Seite festgelegt und so Einfluss auf Grundsatzentscheidungen genommen werden.

Es ist davon auszugehen, dass für die zu errichtenden Wasserstoff-Neubauleitungen sowohl Raumordnungsverfahren als auch Planfeststellungsverfahren einschließlich integrierter Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich sind. Insgesamt ist dafür (inklusive aller erforderlichen Unterlagen und einzuhaltenden Termine) eine Planungs- und Genehmigungsdauer von mindestens 30 bis 48 Monaten vorzusehen. Im Anschluss kann die Realisierung gestartet werden, die in Abhängigkeit von Länge des Trassenabschnitts 24 bis 36 Monaten betragen kann. Dies ergibt im Optimalfall eine Realisierungsdauer von 68 Monaten für Neubauleitungen.

Bei der Umstellung von vorhandenen Erdgasleitungen auf den Transport von Wasserstoff besteht der Vorteil, dass die für den Neubau erforderlichen Genehmigungsverfahren überwiegend nicht notwendig sind, was zu erheblichen Zeitersparnissen in der Planungsphase führen kann. Es sind lediglich die sicherheitstechnischen und energierechtlichen Anzeigeverfahren durchzuführen. Hier kann von

Realisierungsdauern von 3 bis 4 Jahren ausgegangen werden.

Das in dieser Studie entwickelte Wasserstoffstartnetz hat im Jahr 2045 eine Gesamtlänge von rund 404 km und besteht zu rund 30 % aus umgestellten Leitungen. Weiterhin wurden mögliche Entwicklungsschritte des Netzes für die Jahre 2030, 2035 und 2040 skizziert, wobei die exakten Realisierungszeitpunkte in weiteren Planungsschritten konkretisiert werden müssen. Die Einhaltung der Ausbauschritte ist, neben erforderlichen Kapazitäten in Planung und Bau sowie Materialverfügbarkeit, insbesondere von der Dauer der Genehmigungsverfahren abhängig. Um die hier angestrebten Ausbaupläne einhalten zu können, sind zwingend politische Maßnahmen zur Verfahrensbeschleunigung/Vereinfachung der Genehmigungsprozesse erforderlich. Dies beschleunigt zum einen die Realisierungsdauer an sich und schafft zum anderen sichere Investitionsrahmen für alle Stakeholder (Netzbetreiber, Einspeiser, Abnehmer).

Die Kostenberechnung des Netzes ergab notwendige Investitionssummen von ca. 536 Mio. € für die 404 km Trassen. Dabei werden durch Umstelloptionen Einsparungen von ca. 34 % ermöglicht. Die Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen ist volkswirtschaftlich also in jedem Fall sinnvoll und anzustreben.

Bei der derzeitigen Rechtslage und Förderlandschaft ist eine Förderung über das Investitionsgesetz Kohleregionen möglich. Daneben bestehen derzeit keine weiteren passenden Förderprogramme, wenngleich hier noch Entwicklung zu erwarten ist. Die Förderquote nach dem Investitionsgesetz Kohleregionen kann maximal 80 % betragen und muss neben den Bundesmitteln vom Landeshaushalt mit mindestens 10 % der Gesamtfördersumme kofinanziert werden. Der Anteil gilt als erfüllt, wenn das Projekt ausschließlich über kommunale Trägerschaft durchgeführt wird. Die Förderquote ist abhängig von einem zu ermittelnden Betriebsbeginn, der wiederum abhängig ist von den ermittelten Netzentgelten. Aus dem Förder-

programm des Investitionsgesetz Kohleregionen entfallen insgesamt 3,6 Milliarden Euro auf das Land Brandenburg, aufgeteilt in drei Förderperioden bis 2038. Zuwendungsfähig sind dann alle dem Projekt zuzuordnenden investiven Ausgaben, welche zur Erreichung des Zweckzwecks notwendig sind. Antragsberechtigt sind sowohl Landkreise als auch private Unternehmen.

Zu beachten ist, dass die Förderung für den Bau eines Wasserstofftransportnetzes den Beihilfegriff erfüllen dürfte und damit grundsätzlich der Notifizierungspflicht bei der Kommission unterliegt. Das Vorhaben darf dann nicht realisiert werden, bevor es von der Kommission genehmigt wurde. Mit der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) werden bestimmte Gruppen von staatlichen Beihilfen ipso iure für mit den erforderlichen europarechtlichen Vorgaben vereinbar erklärt. Dabei liegt die Anmeldeschwelle für Investitionsbeihilfen für Energieinfrastrukturen nach der AGVO bei 70 Mio. Euro pro Unternehmen und Investition. Die Freistellungsmöglichkeit einer Investitionsförderung für ein Wasserstofftransportnetz wurde von der ILB positiv bewertet. Aus Gründen der Rechtssicherheit ist gleichwohl ein Vereinbarkeitsbeschluss der Kommission sinnvoll, der beantragt werden kann.

Die Berechnung der Netznutzungsentgelte zeigte, dass deren Höhe von vielfältigen Parametern abhängig ist. Ein offener Punkt ist noch, ob die Existenz nicht regulierter (Transport-)Netze zukünftig möglich sein wird oder nicht.

Für einen unregulierten Betrieb des Wasserstoffnetzes wurde mittels Sensitivitätsanalyse eine Preisspanne von 1,01 €/kWh/h/a (im „Best-Case“) und 24,63 €/kWh/h/a (im „Worst-Case“) ermittelt. Relevante Einflussfaktoren sind Investitionskosten, Betriebskosten, Transportkapazitäten und der vom Netzbetreiber angestrebte WACC. Hier zeigte sich, dass sich eine staatliche Beteiligung mit bestehenden Netzbetreibern im unregulierten Szenario als vorteilhaft erweisen könnte, um den WACC zu beeinflussen.

Für das regulierte Szenario zeigte sich, dass eine anfängliche Deckelung der Netznutzungsentgelte durch die Regulierungsbehörde zielführend wäre, um den Markthochlauf nicht zu blockieren. Die Höhe der Deckelung sollte in weiterführenden Untersuchungen präzisiert werden. Langfristig gesehen pendeln sich die Netznutzungsentgelte im Bereich des marktwirtschaftlichen Szenarios ein. Eine staatliche Beteiligung wäre dann nicht erforderlich, da der WACC (indirekt) über die Regulierungsbehörde vorgegeben wird.

# 09

# Literaturver- zeichnis



## 9 Literaturverzeichnis

Assmann, Lukas/Peiffer, Max (Hrsg.), BeckOK EnWG, 6. Edition, 2023.

BNetzA, FAQ Ad-Hoc-Bedarfsprüfung, 2023, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/FAQ/start.html> (zuletzt abgerufen am: 08.06.2023).

Boerema, Luuk/Bernhardt, Kerstin/Zaun, Sylvia, Von der Projektidee zur Genehmigung: Zulassungsverfahren in Deutschland und den Niederlanden Unterschiede – Gemeinsamkeiten, 2020, abrufbar unter: [https://life-ip-deltanatuur.nl/file/download/3036602c-2f01-457b-91c6-9f024f4dfc4f/1610113996hand-out\\_deutsches%20dokument\\_master\\_11112020.pdf](https://life-ip-deltanatuur.nl/file/download/3036602c-2f01-457b-91c6-9f024f4dfc4f/1610113996hand-out_deutsches%20dokument_master_11112020.pdf) (zuletzt abgerufen am 23.06.2023).

Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG), Digitale Geodaten. Topografische Karten, Digitale Orthophotos und Satellitenbilddaten, 2023, abrufbar unter: <https://gdz.bkg.bund.de/> (zuletzt abgerufen am 23.06.2023).

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV), Statistik Trinkwasserversorgung, abrufbar unter: <https://www.bmuv.de/download/statistik-trinkwasserversorgung>. (zuletzt abgerufen am 23.06.2023).

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), FAQ, 2022, abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/IPCEI/01-faq-ipcei.html> (zuletzt abgerufen am 15.09.2022).

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Häufig gestellte Fragen zum „Important Project of Common European Interest (IPCEI)“, abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/IPCEI/faq-ipcei.html> (zuletzt abgerufen am 19.09.2022).

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Marktstammdatenregister 2023, abrufbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR> (zuletzt abgerufen am 23.06.2023).

Bonhage, Jan/Dieterich, Peter, (Neue) beihilfenrechtliche Maßstäbe für lokale Infrastrukturförderung, EuZW 2018, 716.

Dena, Impulspapier, Vorfinanzierung durch die Netzbetreiber, Risikoabsicherung durch den Staat; Ein Vorschlag für mehr Tempo beim Ausbau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur, August 2022, abrufbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/2022-08-H2-Netzinfrastruktur\\_Diskursbeitrag.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/2022-08-H2-Netzinfrastruktur_Diskursbeitrag.pdf) (zuletzt abgerufen am 08.06.2023)

Deutsche Energie-Agentur, Biogaspartner Einspeiseatlas, abrufbar unter: <https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/> (zuletzt abgerufen am 23.06.2023).

Dögnitz, Niels/Hauschild, Stephanie/Cyffka, Karl-Friedrich/Meisel, Kathleen/Dietrich, Sebastian/Müller-Langer, Franziska/Majer, Stefan/Kretschmar, Jörg/Schmidt, Christin/Reinholz, Toni/Gramann, Johannes, Wasserstoff aus Biomasse, August 2022, abrufbar unter: [https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/DBFZ\\_Reports/DBFZ\\_Report\\_46.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_46.pdf) (zuletzt abgerufen am 23.06.2023).

- Europäische Kommission, Grünbuch zu öffentlich-privaten Partnerschaften und den gemeinschaftlichen Rechtsvorschriften für öffentliche Aufträge und Konzessionen, KOM (2004), 324 endgültig, abrufbar unter: <https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/94a3f02f-ab6a-47ed-b6b2-7de60830625e> (zuletzt abgerufen am 31.05.2023).
- Europäische Kommission, Staatliche Beihilfen: Kommission weitet Anwendungsbereich der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung aus – häufig gestellte Fragen, 2021, QUAN-DA/21/3805, abrufbar unter: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda\\_21\\_3805](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_21_3805) (zuletzt abgerufen am 31.05.2023).
- European Hydrogen Backbone Initiative (EHBI), European Hydrogen Backbone, A European Hydrogen Infrastructure Covering 28 Countries, April 2022, abrufbar unter: <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf> (zuletzt abgerufen am 08.06.2023).
- Fischer-Uhrig Engineering, STANET. Network Analysis, online abrufbar unter: <https://www.stafu.de/de/home.html> (zuletzt abgerufen am 23.06.2023).
- Flow-Hydrogen, Flow - making hydrogen happen, abrufbar unter: <https://www.flow-hydrogen.com/> (zuletzt abgerufen am 09.06.2023).
- FNB Gas, Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032, Konsultation, Dezember 2022, abrufbar unter: [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/12/2022\\_12\\_16\\_FNB\\_GAS\\_2022\\_P3\\_NEP\\_Konsultation\\_DE.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/12/2022_12_16_FNB_GAS_2022_P3_NEP_Konsultation_DE.pdf), (zuletzt abgerufen am 08.06.2023).
- FNB Gas, Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032, Dezember 2022, Anlage 3 Ergebnisliste Leitungsnetzinfrastruktur, abrufbar unter: [https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Ffnb-gas.de%2Fwp-content%2Fuploads%2F2022%2F12%2F2022\\_12\\_16\\_Konsultation-NEP-2022\\_Anlage-3\\_Ergebnisliste\\_Leitungsnetzinfrastruktur.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK](https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Ffnb-gas.de%2Fwp-content%2Fuploads%2F2022%2F12%2F2022_12_16_Konsultation-NEP-2022_Anlage-3_Ergebnisliste_Leitungsnetzinfrastruktur.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK) (zuletzt abgerufen am 08.06.2023).
- FNB Gas, Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032, Entwurf, März 2023, abrufbar unter: [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023\\_03\\_31\\_FNB\\_GAS\\_2022\\_P4\\_NEP\\_Entwurf\\_DE.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023_03_31_FNB_GAS_2022_P4_NEP_Entwurf_DE.pdf) (zuletzt abgerufen am 08.06.2023).
- FNB Gas, Wasserstoffbericht, Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff gemäß § 28q EnWG, September 2022, abrufbar unter: [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01\\_FNB-Gas\\_Wasserstoffbericht.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01_FNB-Gas_Wasserstoffbericht.pdf) (zuletzt abgerufen am 08.06.2023).
- H2.B - Zentrum Wasserstoff Bayern, Wasserstoff-FAQs, abrufbar unter: <https://h2.bayern/infothek/faqs/#:~:text=Wie%20viel%20Wasser%20wird%20ben%3%20B6tigt,werden%209%20Liter%20Wasser%20ben%3%20B6tigt> (zuletzt abgerufen am 24.03.2023).
- Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt (DGWS), Planfeststellungsverfahren / Verfahren nach MgvG, abrufbar unter [https://www.gdws.wsv.bund.de/DE/wasserstrassen/planfeststellung/aktuelle-planfeststellungsverfahren/Planfeststellungsverfahren\\_Func\\_node.html](https://www.gdws.wsv.bund.de/DE/wasserstrassen/planfeststellung/aktuelle-planfeststellungsverfahren/Planfeststellungsverfahren_Func_node.html) (zuletzt abgerufen am 23.06.2023).

- vvGewerbsteuer Infoportal, Gewerbesteuersätze, online abrufbar unter: <https://www.gewerbsteuer.de/gewerbsteuerhebesatz/brandenburg>, (zuletzt abgerufen am 23.06.2023).
- Held, Christian/Schäfer-Stradowsky, Simon, Energierecht und Energiewirklichkeit – Ein Handbuch für Ausbildung und Praxis nicht nur für Juristen, 2. Auflage 2023. Holznel, 2023.
- Höcher, Thomas, DVGW- AB 260 Gasbeschaffenheit Stand 2021: Was ist neu?, abrufbar unter: <https://infracon-service.de/blog/gasbeschaffenheit-g260/#:~:text=Das%20DVGW-Arbeits-blatt%20G%20260%20legt%20die%20Anforderungen%20an,Gasbegleitstoffe%20wie%20zum%20Beispiel%20Schwefelverbindungen%2C%20Wasseranteil%20und%20Sauerstoff.> (zuletzt abgerufen am 08.06.2023).
- Kment, Martin (Hrsg.) Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage 2019.
- Kment, Martin/Wenzel, Yann, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE, 2022, 153.
- Landesamt für Umwelt Brandenburg (LfU), Schutzgebiete in Brandenburg. INSPIRE View-Service (WMS-LfU-SCHUTZG), 2023, abrufbar unter: <https://geoportal.brandenburg.de/detailansichtdienst/render?view=gdibb&url=https%3A%2F%2Fgeoportal.brandenburg.de%2Fgs-json%2Fxml%3Ffileid%3D5525430A-851D-4A70-BB2C-5060B8C86F8D> (zuletzt abgerufen am 23.06.2023).
- Landesamt für Umwelt Brandenburg (LfU), Bergbau in Brandenburg. INSPIRE View-Service (WMS-LfU-SCHUTZG), 2023, abrufbar unter: <https://geoportal.brandenburg.de/detailansichtdienst/render?view=gdibb&url=https%3A%2F%2Fgeoportal.brandenburg.de%2Fgs-json%2Fxml%3Ffileid%3D1852a9af-bc95-4a27-bf06-9dfe898162ed> (zuletzt abgerufen am 23.06.2023).
- LEAG, Kraftwerk Jänschwalde, abrufbar unter: <https://www.leag.de/de/geschaeftsfelder/kraftwerke/kraftwerk-jaenschwalde/> (zuletzt abgerufen am 24.03.2023).
- Linnemann, Marcel/ Peltzer, Julia, Wasserstoffwirtschaft kompakt, Klimaschutz, Regulatorik und Perspektiven für die Energiewirtschaft, 1. Auflage 2022.
- Linnemann, Marcel, itemsblogging, Unbundling Wasserstoff; Die neuen EU-Vorschriften, 29.06.2022, abrufbar unter: <https://itemsnet.de/itemsblogging/unbundling-wasserstoff-die-neuen-eu-vorschriften/> (zuletzt abgerufen am 18.11.2022).
- LWG Lausitzer Wasser, Broschüre „Mit uns...bleibt man frisch!“, abrufbar unter: [https://lausitzer-wasser.de/visioncontent/mediendatenbank/lwg\\_wasserwerkbroschu\\_re2019\\_e4\\_web.pdf](https://lausitzer-wasser.de/visioncontent/mediendatenbank/lwg_wasserwerkbroschu_re2019_e4_web.pdf) (zuletzt abgerufen am 24.03.2023).
- LWG Lausitzer Wasser, Schriftlicher Bericht der LWG Lausitzer Wasser GmbH & Co. KG zur StVV am 25.05.2022
- LWG Lausitzer Wasser, Ver- und Entsorgungsgebiet, abrufbar unter: <https://lausitzer-wasser.de/de/unternehmen/portraet/versorgungsgebiet.html> (zuletzt abgerufen am 24.03.2023).

- Mischner, Jens, Zur Frage der Strömungsgeschwindigkeiten in Gasleitungen, Mai 2021, online abrufbar unter: <https://gwf-gas.de/forschung-entwicklung/fachbeitrag-zur-frage-der-stroemungsgeschwindigkeiten-in-gasleitungen/>, (zuletzt abgerufen am 23.06.2023).
- Petersen, Nils H., Wasserbedarf für eine grüne H<sub>2</sub>-Wirtschaft. HZwei, abrufbar unter: <https://hydro-geit.de/blog/2022/04/28/wasserbedarf-fuer-eine-gruene-h2-wirtschaft/> (zuletzt abgerufen am 23.06.2023).
- Riege, Steffen/Schacht Martin, in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022.
- Säcker, Franz Jürgen (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Gasnetzzugangsverordnung, 4. Auflage 2018
- Saravia, Florencia/Graf, Frank/Schwarz, Stefanie/Gröschl, Frank, Genügend Wasser für die Elektrolyse, 2023
- Sieberg, Christoph/Cesarano, Carlos Deniz, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen. Ein Ausblick auf die unionsrechtlichen Rahmenbedingungen, RdE, 4-5 2022, 165.
- Spillmann, Thorsten/Nolden, Christoph/Sander, Philipp/Lenivova, Veronik/Garcia Fragoso, Joshua/Speth, Daniel/Arriens, Juliane/ Temmler, Florian/Rieger, Ruth, Machbarkeitsstudie: Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg (MWAE), Februar 2023, abrufbar unter: [https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Studie\\_Wasserstofftransportnetz\\_Bbg\\_\(Stand\\_02\\_2023\).pdf](https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Studie_Wasserstofftransportnetz_Bbg_(Stand_02_2023).pdf) (zuletzt abgerufen am 23.06.2023).
- Staatskanzlei Brandenburg, Das Lausitzprogramm 2038. Prozesspapier zum Aufbau von Entscheidungs- und Begleitstrukturen im Transformationsprozess, 2019, abrufbar unter [https://lausitz-brandenburg.de/wp-content/uploads/2020/09/Lausitzprogramm-2038\\_20200914.pdf](https://lausitz-brandenburg.de/wp-content/uploads/2020/09/Lausitzprogramm-2038_20200914.pdf). (zuletzt abgerufen am 24.10.2022).
- Stelkens, Paul/Bonk, Joachim/Sachs, Michael (Hrsg.), Verwaltungsverfahrensgesetz: VwVfG, 9. Auflage 2018.
- Stieper, Malte, Das Eigentum an Versorgungsleitungen in öffentlichen Wegen, EnWZ 2020, 339.
- Theobald, Christian/Kühling, Jürgen (Hrsg.), Energierecht, Energiewirtschaftsgesetz, 118. Ergänzungslieferung, November 2022.
- WAL Wasserverband Lausitz, Der Wasserverband Lausitz, abrufbar unter: <https://www.wasserverband-lausitz.de/unternehmen> (zuletzt abgerufen am 24.03.2023).

