

# Gutachten

# **Strategische Umsetzung der Landeswasserstoffstrategie des Landes Sachsen-Anhalt**

Im Auftrag des Ministeriums für Wissenschaft, Energie, Klimaschutz und Umwelt des Landes Sachsen-Anhalt (MWU)

## **Impressum**

**r2b energy consulting GmbH**

Zollstockgürtel 61

50969 Köln

Tel.: +49 (0)221 - 78 95 98 60

Stand November 2023

## Editorial von Minister Prof. Dr. Armin Willingmann



Liebe Leserinnen und Leser,

Wasserstoff ist ein Schlüssel der Energiewende; er ist unverzichtbar, um Industrie, Verkehr oder Wärmeversorgung künftig klimafreundlich zu gestalten. Erzeugt aus erneuerbaren Energien bietet grüner Wasserstoff das Potenzial, zum „Gamechanger“ für die sektorenübergreifende Energie- und Mobilitätswende zu werden. Dafür hat Sachsen-Anhalt eine hervorragende Startposition: Hier gibt es einerseits viel erneuerbare Energie und andererseits bereits eine starke Wasserstoff-Infrastruktur aus Pipelines, Erzeugern und Großverbrauchern. Verbunden mit unserer erstklassigen Forschung kann Sachsen-Anhalt also zur Keimzelle einer wettbewerbsfähigen grünen Wasserstoffwirtschaft in Ostdeutschland werden und durch die Transformation eine doppelte Dividende einfahren – ökonomisch und ökologisch.

Welches Potenzial hat Sachsen-Anhalt beim grünen Wasserstoff? Wie sind wir – auch im Ländervergleich – in diesem Zukunftsbereich aufgestellt? Welche Entwicklungen sind zu erwarten und was müssen wir tun, um ganz vorn mitzumischen? Diese und weitere wichtige Fragen beantwortet das vorliegende Wasserstoff-Gutachten, das in Folge unserer 2021 beschlossenen Wasserstoff-Strategie entstanden ist. Es liefert eine fundierte Daten- und Informationsbasis auf Sachsen-Anhalts Weg hin zur Modellregion für grünen Wasserstoff.

Im Gutachten wurden neben der Analyse zukünftiger Wasserstoffbedarfe und regionaler Erzeugungspotenziale auch Wettbewerbschancen mit Blick auf internationale Marktentwicklungen untersucht. Die Ergebnisse zeigen: Der Aufbau einer regionalen grünen Wasserstoffwirtschaft birgt großes Potential für Wertschöpfung und Arbeitsplätze. Sachsen-Anhalt kann hier also langfristig und nachhaltig profitieren. Den Weg dorthin weist das vorliegende Gutachten. Ich wünsche eine erkenntnisreiche Lektüre und freue mich auf einen angeregten Austausch über dieses echte Zukunftsthema!



**Prof. Dr. Armin Willingmann**

*Minister für Wissenschaft, Energie, Klimaschutz und Umwelt und  
stellvertretender Ministerpräsident des Landes Sachsen-Anhalt*

## Inhalt

<b>Executive Summary .....</b>	<b>10</b>
<b>1 Hintergrund &amp; Aufgabenstellung .....</b>	<b>14</b>
<b>2 Drei Szenarien für Sachsen-Anhalt.....</b>	<b>16</b>
2.1 Herleitung der Szenarien .....	16
2.2 Szenario „Basis“ .....	18
2.3 Randszenarien „Konservativ“ und „Progressiv“ .....	19
2.4 Fazit Szenarien.....	21
<b>3 Heutige und zukünftige Wasserstoffanwendungen in Sachsen-Anhalt.....</b>	<b>22</b>
3.1 Steckbriefe relevanter Wasserstoffanwendungen .....	22
3.2 Regionale Verteilung des Wasserstoffbedarfs in Sachsen-Anhalt .....	28
3.3 Analyse von Nachfrageclustern.....	32
3.4 Fazit heutige und zukünftige Wasserstoffanwendungen in Sachsen-Anhalt.....	36
<b>4 Erzeugungspotenziale für grünen Wasserstoff in Sachsen-Anhalt .....</b>	<b>38</b>
4.1 Technoökonomischer Rahmen.....	39
4.2 Regulatorische Konstellationen der grünen Wasserstofferzeugung .....	43
4.2.1 Europäische Regulierung der Erzeugung von grünem Wasserstoff .....	44
4.2.2 Nationale Regulierung der Erzeugung von grünem Wasserstoff.....	48
4.2.3 Relevante regulatorische Konstellationen der grünen Wasserstofferzeugung in Sachsen-Anhalt .....	50
4.3 Analyse der Wind- und PV-Potenziale in Sachsen-Anhalt.....	52
4.3.1 Potenziale für Neuanlagen.....	54
4.3.2 Potenziale an bereits bestehenden Windstandorten .....	56
4.3.3 Ermittlung von stündlichen Einspeisestrukturen und Clustering der Potenziale nach Standortgüte .....	59
4.4 Exkurs: Wasserverfügbarkeit .....	62
4.5 Fazit Erzeugungspotenziale für grünen Wasserstoff in Sachsen-Anhalt .....	64

<b>5</b>	<b>Infrastrukturpotenziale in Sachsen-Anhalt.....</b>	<b>66</b>
5.1	Transportoptionen .....	66
5.1.1	Leitungsgebundener Transport .....	66
5.1.2	Trailertransport .....	71
5.2	Wasserstoffspeicherung .....	74
5.3	Fazit Infrastrukturpotenziale in Sachsen-Anhalt .....	77
<b>6</b>	<b>Untersuchung der zukünftigen Wasserstoffwertschöpfungskette in Sachsen-Anhalt.....</b>	<b>79</b>
6.1	Kurzbeschreibung Methodik .....	80
6.2	Ergebnisse für die Hauptszenarien .....	83
6.3	Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte .....	97
6.4	Sensitivitäts- und Risikoanalysen .....	102
6.5	Fazit Untersuchung der zukünftigen Wasserstoffwertschöpfungskette in Sachsen-Anhalt.....	108
<b>7</b>	<b>Fazit und Handlungsempfehlungen.....</b>	<b>109</b>
7.1	Zusammenfassung von Kernergebnissen der Studie .....	109
7.2	Handlungsempfehlungen .....	112
	<b>Literatur .....</b>	<b>122</b>
	<b>Anhang A: Regionalisierungsschlüssel H<sub>2</sub>-Bedarfe je Anwendung .....</b>	<b>133</b>
	<b>Anhang B: Struktur der Wasserstoffbedarfe .....</b>	<b>143</b>
	<b>Anhang C: Kriterien für die Potenzialanalysen .....</b>	<b>150</b>
	<b>Anhang D: Detaillierergebnisse Sensitivitäts- und Risikoanalysen .....</b>	<b>163</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wasserstoffbedarf je Sektor im Szenario "Basis" für die Jahre 2030 und 2045.....	19
Abbildung 2: Wasserstoffbedarf je Sektor für drei Szenarien für die Jahre 2030 und 2045.....	20
Abbildung 3: Wasserstoff im Gebäudesektor .....	23
Abbildung 4: Brennstoffzellen-PKW und leichte Nutzfahrzeuge .....	23
Abbildung 5: Wasserstoffbetriebene LKW .....	24
Abbildung 6: Wasserstoffbusse.....	24
Abbildung 7: Wasserstoff im Schienenverkehr.....	25
Abbildung 8: Wasserstoff in der Binnenschifffahrt .....	25
Abbildung 9: Wasserstoff im Flugverkehr .....	26
Abbildung 10: Wasserstoff in der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung .....	26
Abbildung 11: Wasserstoff in der Industrie.....	27
Abbildung 12: Regionale Verteilung der Wasserstoffbedarfe in Sachsen-Anhalt in allen Szenarien 2030 und 2045. ....	30
Abbildung 13: H <sub>2</sub> -Bedarf je Gemeinde im Jahr 2045 im Szenario "Basis". ....	31
Abbildung 14: Aufteilung und Lage der Fokuscluster. ....	32
Abbildung 15: Prozentuale Zusammensetzung der Wasserstoffnachfrage in den Fokusclustern im Basisszenario 2045.....	34
Abbildung 16: Monatliche aggregierte Nachfragstruktur der Fokuscluster .....	36
Abbildung 17: Regulatorische Erzeugungskonstellationen für grünen Wasserstoff .....	44
Abbildung 18: Indikative Stromkosten und Befreiungen für Elektrolyseure 2022.....	50
Abbildung 19: Verteilung des Potenzials für PV-Freiflächen als Anteil der Gemeindefläche .....	54
Abbildung 20: Verteilung des Potenzials für Windenergieanlagen-Repowering als Anteil der Gemeindefläche.....	57
Abbildung 21: Regionale Verteilung der fünf PV- und zehn Wind-Cluster. ....	60
Abbildung 22: Volllaststunden (h/a) und Potenzial (MW) je Wettercluster für Wind und PV.....	61
Abbildung 23: Jährlicher Abfluss und jährliche Grundwasserneubildung je Gemeinde. ....	63

Abbildung 24: Berücksichtigte Pipeline-Projekte in Sachsen-Anhalt .....	70
Abbildung 25: Kavernenspeicher in Sachsen-Anhalt.....	75
Abbildung 26: Netzwerkstruktur H <sub>2</sub> -Modell Sachsen-Anhalt .....	80
Abbildung 27: Schematischer Überblick über das Wasserstoff-Wertschöpfungskettenmodell.....	82
Abbildung 28: Deckung der H <sub>2</sub> -Bedarfe nach Betrachtungsjahr und Szenario.....	85
Abbildung 29: Ausbau von Elektrolyse & erneuerbaren Energien.....	87
Abbildung 30: Regionale Verteilung des EE-Zubaus in 2030 und 2045 .....	89
Abbildung 31: Regionale Verteilung des Elektrolyse-Zubaus in 2030 (grün) und 2045 (rot) .....	90
Abbildung 32: Einsatz der Elektrolyse .....	91
Abbildung 33: Täglicher Verlauf der Speichernutzung.....	92
Abbildung 34: Transportmodalitäten und lokale Nutzung .....	93
Abbildung 35: Pipeline-Infrastruktur in 2030. ....	95
Abbildung 36: Pipeline-Infrastruktur in 2045 .....	96
Abbildung 37: Wertschöpfungseffekte in den drei Hauptszenarien .....	100
Abbildung 38: Beschäftigungseffekte in den drei Hauptszenarien.....	101
Abbildung 39: Differenz der Deckung der H <sub>2</sub> -Bedarfe gegenüber den Hauptszenarien in 2030 ....	104
Abbildung 40: Differenz der Deckung der H <sub>2</sub> -Bedarfe gegenüber den Hauptszenarien in 2045.....	104
Abbildung 41: Ausbau Elektrolyse & Erneuerbare – Differenz zu den Hauptszenarien 2030 .....	105
Abbildung 42: Ausbau Elektrolyse & Erneuerbare – Differenz zu den Hauptszenarien 2045 .....	106
Abbildung 43: Gesamtkostendifferenzen zwischen den Sensitivitäten und den Hauptszenarien .	107
Abbildung 44: Regionalisierungsschlüssel Schiffsverkehr.....	133
Abbildung 45: Regionalisierungsschlüssel Schiene.....	134
Abbildung 46: Regionalisierungsschlüssel LKW.....	135
Abbildung 47: Regionalisierungsschlüssel Busverkehr .....	136
Abbildung 48: Verteilung H <sub>2</sub> -Bedarfe Verkehr gesamt (Basis, 2045).....	137
Abbildung 49: Regionalisierungsschlüssel Gebäudesektor.....	138
Abbildung 50: Regionalisierungsschlüssel öffentliche Wärmeversorgung .....	139

Abbildung 51: Regionalisierungsschlüssel öffentliche Stromerzeugung .....	140
Abbildung 52: Verteilung H2-Bedarfe Industrie (Basis, 2030). .....	141
Abbildung 53: Verteilung H2-Bedarfe Industrie (Basis, 2045). .....	142
Abbildung 54: Struktur und Zusammensetzung H2-Bedarfe – Basis, 2030. ....	144
Abbildung 55: Struktur und Zusammensetzung H2-Bedarfe – Basis, 2045. ....	145
Abbildung 56: Struktur und Zusammensetzung H2-Bedarfe – Progressiv, 2030. ....	146
Abbildung 57: Struktur und Zusammensetzung H2-Bedarfe – Progressiv, 2045. ....	147
Abbildung 58: Struktur und Zusammensetzung H2-Bedarfe – Konservativ, 2030. ....	148
Abbildung 59: Struktur und Zusammensetzung H2-Bedarfe – Konservativ, 2045. ....	149
Abbildung 60: Auswirkungen der stündlichen Zeitgleichheit (Sensitivität 1) auf den Kapazitätsaufbau (Vergleich mit den Hauptszenarien 2030). .....	163
Abbildung 61: Auswirkungen der stündlichen Zeitgleichheit (Sensitivität 1) auf Stromerzeugung & -verbrauch (Vergleich mit den Hauptszenarien). .....	164
Abbildung 62: Auswirkungen eines begrenzten Speicherzugriffs (Sensitivität 2) auf den durchschnittlichen Füllstand der Speicher. ....	165
Abbildung 63: Auswirkungen der Setzungen der H2-Strategie in Sachsen-Anhalt (Sensitivität 3). ....	166
Abbildung 64: Nutzung des EE-Stroms im Jahr 2030 in Sensitivität 3. ....	166
Abbildung 65: Verteilung des EE-Zubaus in Sachsen-Anhalt in Sensitivität 3 im Vergleich zu den Hauptszenarien. ....	167
Abbildung 66: Auswirkungen der begrenzten Verfügbarkeit an H2-Importen (Sensitivität 6) auf den Ausbau an Elektrolyse und erneuerbaren Energien (Vergleich mit dem Hauptszenario „Basis“) .....	168
Abbildung 67: Auswirkungen der begrenzten Verfügbarkeit an H2-Importen (Sensitivität 6) auf die durchschnittlichen Füllstände der Speicher. ....	169
Abbildung 68: Auswirkungen relaxierter politischer und regulatorischer Vorgaben (Sensitivität 7) auf den Ausbau der Elektrolyse & Erneuerbaren Energien (Vergleich mit dem Hauptszenario „Basis“) .....	170

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Regionalisierungsansatz je Anwendung.....	29
Tabelle 2: Zentrale Charakteristika der Fokuscluster im Basisszenario 2045.....	33
Tabelle 3: Technoökonomische Parameter für Niedertemperatur-Elektrolyseverfahren.....	42
Tabelle 4: Ergebnisse der Potenzialanalysen für Neuanlagen Wind und PV-Freiflächen.....	56
Tabelle 5: Ergebnisse der Potenzialanalysen für Repowering und Neuanlagen Wind.....	58
Tabelle 6: Technoökonomische Parameter des Pipeline-Transports.....	68
Tabelle 7: Annahmen zu Kosten des Trailertransports.....	74
Tabelle 8: Annahmen zu technoökonomischen Parametern der Wasserstoffspeicherung in Kavernenspeichern in Sachsen-Anhalt.....	77
Tabelle 9: Weitere techno-ökonomische Parameter.....	84
Tabelle 10: Wasserstoffgestehung (Erzeugung* und Nettoimport**) nach Landkreisen.....	86
Tabelle 11: Parameter zur Berechnung der wirtschaftlichen Effekte.....	99
Tabelle 12: Positiv- und Ausschlusskriterien PV.....	150
Tabelle 13: Ausschlusskriterien Windkraft Magdeburg.....	153
Tabelle 14: Ausschlusskriterien Windkraft Halle.....	155
Tabelle 15: Ausschlusskriterien Windkraft Harz.....	157
Tabelle 16: Ausschlusskriterien Windkraft Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg.....	159
Tabelle 17: Ausschlusskriterien Windkraft Altmark.....	161

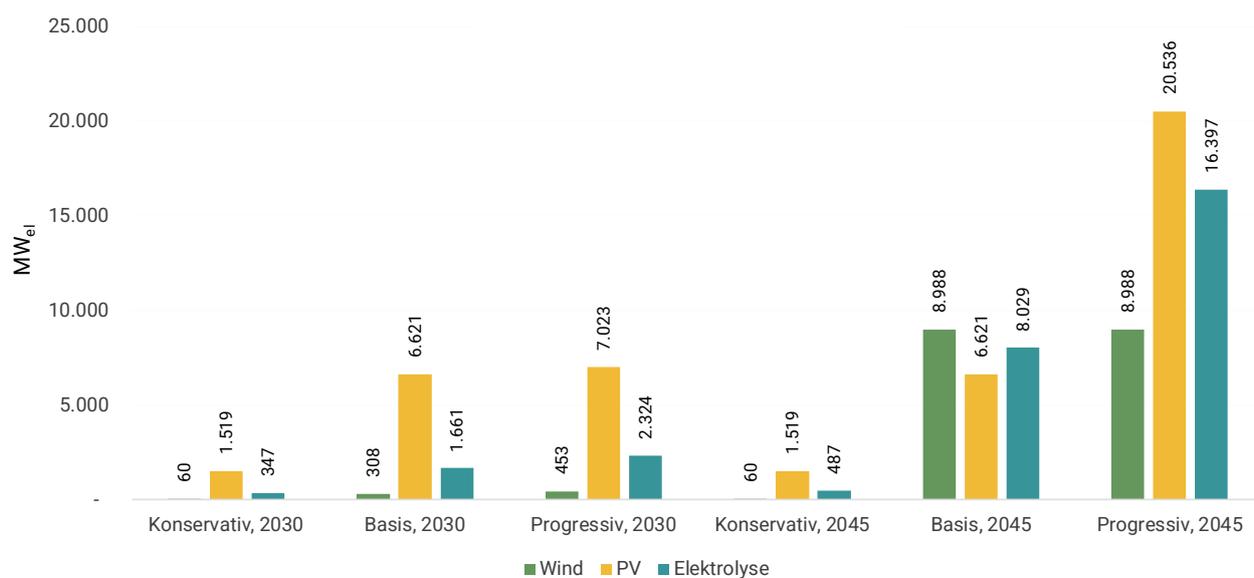
## Executive Summary

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist auch für Sachsen-Anhalt ein elementarer Bestandteil auf dem Weg zur Klimaneutralität. Gleichzeitig ergibt sich daraus aufgrund der günstigen Standortbedingungen vor Ort die einzigartige Chance, das Land als Region der Zukunft zu stärken und zum Nukleus einer ostdeutschen Wasserstoffwirtschaft zu machen. Das vorliegende Gutachten „**Strategische Umsetzung der Landeswasserstoffstrategie des Landes Sachsen-Anhalt**“ ist Bestandteil der Landeswasserstoffstrategie und hat die Analyse und Bewertung der angebotsseitigen Potenziale für die Bereitstellung von grünem und klimaneutralem Wasserstoff sowie des schrittweisen Aufbaus der dafür notwendigen Infrastruktur und Märkte zum Zweck.

Dazu wurden mögliche Pfade der Wasserstoffwirtschaft in Sachsen-Anhalt bis 2045 im Rahmen einer Szenarioanalyse untersucht. Da diese maßgeblich auch von nationalen, europäischen und globalen Rahmenbedingungen abhängen, wurden zunächst unterschiedliche Szenarien formuliert, die einen mit den deutschen Klimazielen konformen Lösungsraum abstecken. Die Szenarien „**Konservativ**“, „**Basis**“ und „**Progressiv**“ decken jeweils für die Wasserstoffwirtschaft mehr oder weniger optimistische Entwicklungen ab und unterscheiden sich primär in der Höhe, Zusammensetzung, Verteilung und Struktur der Wasserstoffbedarfe. Um darüber hinaus die große Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger techno-ökonomischer Parameter der Wasserstoffelektrolyse abzudecken, variieren auch diese über die Szenarien. Das Basis-Szenario spiegelt dabei einen aus heutiger Sicht am ehesten erwartbaren „best-guess“ wider. Aufbauend auf eingehenden Analysen wurde den Szenarien ein einheitlicher **regulatorischer Rahmen** zur Produktion und Nutzung von grünem Wasserstoff vorgegeben. Für 2030 ist dabei die Versorgung von Elektrolyseuren mit Grünstrom via PPA als dominante regulatorische Erzeugungskonstellation identifiziert worden. Für das Jahr 2045, in dem von einem dekarbonisierten Stromsystem ausgegangen werden kann, ist dagegen die Nutzung von ungekennzeichnetem Netzstrom möglich und voraussichtlich vorherrschend. Beide Konstellationen legen die räumliche Entkopplung von Elektrolyse- und EE-Anlagen nahe. Um das in künftigen Jahren für letztere zur Verfügung stehende Potenzial abzuschätzen, wurden zusätzlich umfangreiche Potenzialflächenanalysen für PV-Freiflächen und Windenergie an Land innerhalb Sachsen-Anhalts durchgeführt. Insgesamt verfügt Sachsen-Anhalt über ein **auskömmliches Potenzial an EE-Anlagen**, dessen jeweiliger Ausschöpfungsgrad vor allem durch lokal variierende Standort- und Wetterbedingungen getrieben wird.

Diese Analysen sind Grundlage der darauf aufbauenden, integrativen Untersuchung der Entwicklung der Wasserstoffwertschöpfungskette auf Basis eines eigens dazu entwickelten Modells. Im Ergebnis ist über die Jahre hinweg eine **Verdrängung von konventioneller Wasserstoffherzeugung** durch Erzeugung und Import von grünem Wasserstoff zu beobachten. Im Basisszenario und im

progressiven Szenario erfolgt dies primär durch den Aufbau von Elektrolyse im Land Sachsen-Anhalt. Dennoch bleibt im Jahr 2030 ein nicht zu vernachlässigender Überganganteil an konventionellem, d.h. auf der Basis von fossilen Energien gewonnenem Wasserstoff erhalten. Je nach Szenario und Stichjahr ist ein **in Umfang und Zusammensetzung unterschiedlicher EE-Ausbau** notwendig, um die Wasserstofferzeugung zu tragen, der weitestgehend unabhängig von der Standortwahl der Elektrolyseure erfolgt. Die im Rahmen der Studie ermittelten, optimalen EE-Kapazitäten sind dabei lediglich als zusätzliche, für den Wasserstoff-Hochlauf benötigten Ausbauten zu interpretieren. Der Gesamtbedarf, also inklusive der für die Dekarbonisierung des Stromsektors benötigten Erneuerbaren, ist entsprechend höher. Je nach Szenario beansprucht der wasserstoffgetriebene EE-Ausbau jedoch einen substantziellen Anteil der insgesamt verfügbaren Flächenpotenziale.



### Ausbau von Elektrolyse und erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt in den Hauptszenarien.

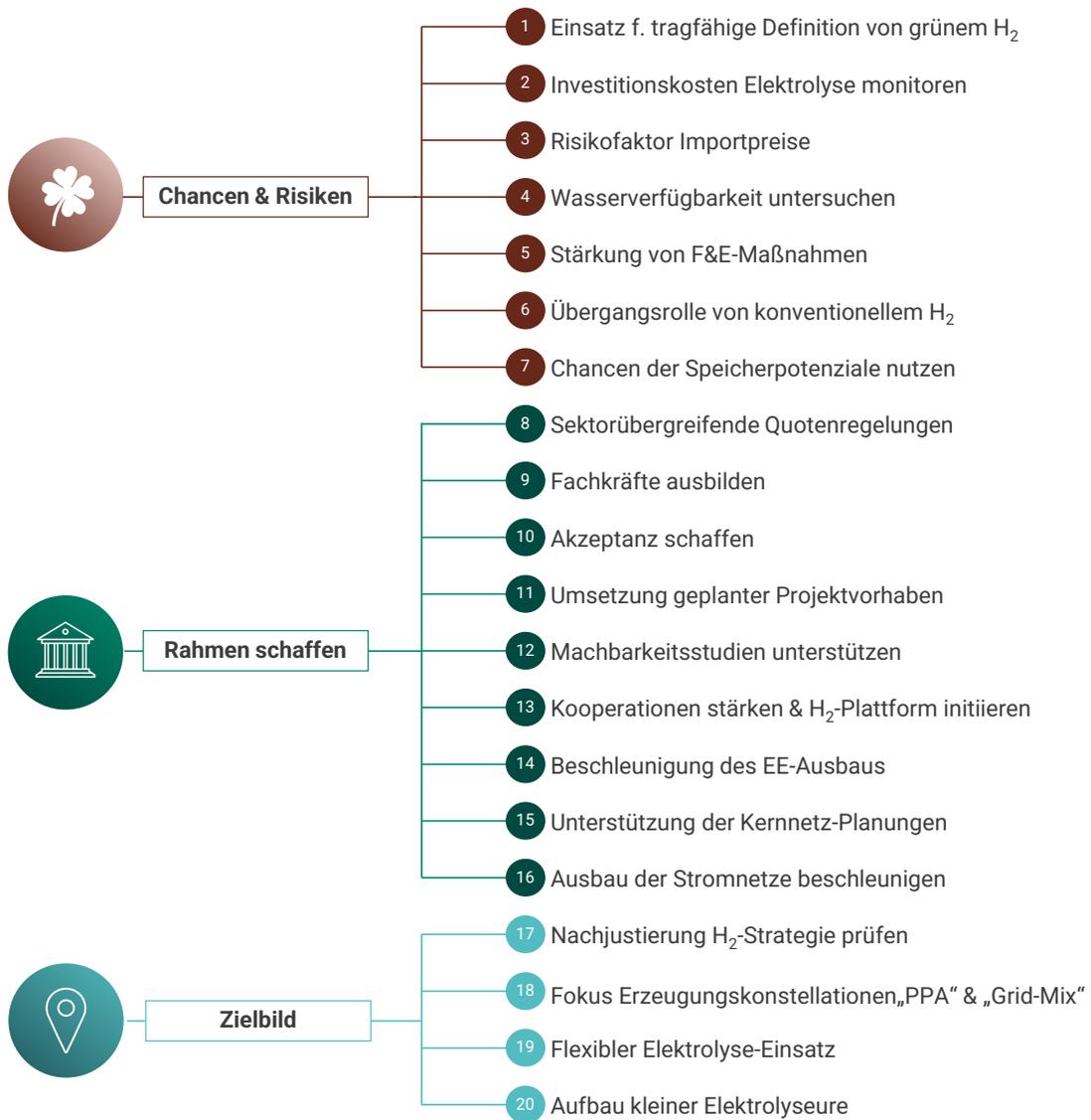
**Elektrolyseure und Speicher ergänzen sich gegenseitig** und funktionieren vor allem ‚im Tandem‘; je höher der Marktanteil von Elektrolysewasserstoff, desto reger die Speichernutzung. Die Speicher dienen dabei einem zeitlichen (saisonal und kurzfristigen) sowie räumlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Sachsen-Anhalt profitiert so von den außergewöhnlich hohen inländischen H<sub>2</sub>-Speicherpotenzialen. In 2030 ist in allen Szenarien eine überwiegende Nutzung des vor Ort erzeugten Wasserstoffs zu beobachten. Eine (noch) wenig

flächendeckende Nachfrage begünstigt hier das Entstehen von Versorgungsinseln. Bestehende **Infrastrukturbedarfe** werden durch das unterstellte Kernnetz bis 2030 ausreichend bedient. In 2045 dagegen ist ein deutlich höherer Anteil der Versorgung durch Infrastruktur und eine verstärkte Vernetzung der sachsen-anhaltischen Wasserstoffwertschöpfungskette zu erwarten. Je nach Szenario werden innerhalb Sachsen-Anhalts zwischen 220 und 440 zusätzliche Pipeline-Kilometer benötigt, die über die bisherigen Netzplanungen hinausgehen.

Die Analysen wurden durch **Sensitivitäts- und Risikoanalysen** abgesichert, um Unsicherheiten bezüglich ergebnistreibender Annahmen wie des regulatorischen Rahmens und die Entwicklung von techno-ökonomischen Parametern zu berücksichtigen. Die Ergebnisse erhöhen nicht nur die Robustheit, sondern unterstützen auch das Ableiten von **20 zentralen Handlungsempfehlungen** aus den Erkenntnissen der Studie, die im Folgenden zusammenfassend benannt sind. Diese sind formuliert um

- a) das **Nutzen von Chancen und Vermeiden von Risiken** zu unterstützen,
- b) in Sachsen-Anhalt einen geeigneten **Rahmen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft** zu setzen, sowie
- c) das **Zielbild** einer solchen **zu schärfen**.

## Die Handlungsempfehlungen des Gutachtens auf einen Blick:



## 1 Hintergrund & Aufgabenstellung

Im Kontext der globalen Bemühungen zur Eindämmung des Klimawandels und der Transformation hin zu einer nachhaltigen Energiezukunft erfährt der Energieträger Wasserstoff eine immer größere Bedeutung. Vor dem Hintergrund des Pariser Klimaabkommens und der ehrgeizigen CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele der Europäischen Union hat die deutsche Bundesregierung Wasserstoff als eine der Schlüsseltechnologien identifiziert, um die Energiewende weiter voranzutreiben. Unterstrichen wurde diese zentrale Rolle durch die Veröffentlichung<sup>1</sup> einer im Juli 2023 noch einmal signifikant im Ambitionsniveau verschärften<sup>2</sup> nationalen Wasserstoffstrategie. Dazu gehören quantitativ unter anderem:

- die Erhöhung der (bundesdeutschen) Elektrolysekapazitätsziele für das Jahr 2030 von 5 GW auf 10 GW, sowie
- der Aufbau eines Wasserstoffstarnetzes bis 2027/2028 mit mehr als 1.800 km umgestellten und neu gebauten Wasserstoffleitungen in Deutschland.

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist auch für Sachsen-Anhalt ein elementarer Bestandteil auf dem Weg zur Klimaneutralität. Gleichzeitig ergibt sich daraus aufgrund der günstigen Standortbedingungen vor Ort die einzigartige Chance, das Land als Region der Zukunft zu stärken und zum Nukleus einer ostdeutschen Wasserstoffwirtschaft zu machen. Bereits heute wird Wasserstoff im industriellen Maßstab erzeugt, transportiert und verwendet. Darüber hinaus verfügt das Land entlang der gesamten H<sub>2</sub>-Wertschöpfungskette über außergewöhnlich günstige Potenziale, von der Nutzung von vor Ort erzeugtem erneuerbarem Strom in Elektrolyseuren, der langfristigen Speicherung in Kavernenspeichern bis hin zur Anwendung. Vor diesem Hintergrund hat das Land Sachsen-Anhalt im Mai 2021 seine **Landeswasserstoffstrategie** verabschiedet.<sup>3</sup> Diese legt Leitlinien für den Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft im Land fest, indem

- Wasserstoff-Aktivitäten kooperativ und transparent entwickelt,
- förderliche Rahmenbedingungen zum Aufbau der Infrastruktur geschaffen,
- die regionale grüne Wasserstoffwirtschaft als wirtschaftlicher und ökologischer Standortvorteil realisiert sowie
- innovative Kräfte und Wasserstoff-Projekte im Land gestärkt werden.

---

<sup>1</sup> Vgl. BMWi (2020).

<sup>2</sup> Vgl. BMWK (2023b).

<sup>3</sup> Vgl. MULE, MWWD & MLV (2021).

Das vorliegende Gutachten „**Strategische Umsetzung der Landeswasserstoffstrategie des Landes Sachsen-Anhalt**“ im Auftrag des Ministeriums für Wissenschaft, Energie, Klimaschutz und Umwelt des Landes Sachsen-Anhalt (MWU) hat die Analyse und Bewertung der angebotsseitigen Potenziale für die Bereitstellung von grünem und klimaneutralem Wasserstoff sowie des schrittweisen Aufbaus der dafür notwendigen Infrastruktur und Märkte zum Zweck. Dabei werden alle Schritte entlang der H<sub>2</sub>-Wertschöpfungskette vor dem Hintergrund der auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 erwartbaren technoökonomischen, politischen und regulatorischen Entwicklungen analysiert und bewertet. Das Hauptziel besteht darin, gestützt auf diese Analysen, langfristige und wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle für eine Wasserstoffwirtschaft in Sachsen-Anhalt zu entwickeln. Zudem soll politischer Unterstützungsbedarf zum Überwinden möglicher Hindernisse beim Aufbau einer lokalen Wasserstoffwirtschaft identifiziert und Handlungsempfehlungen abgeleitet werden. Ein explizites „Nicht-Ziel“ der Studie ist die Bewertung des über die Wasserstoffwirtschaft hinausgehenden politischen und wirtschaftlichen Rahmens. So werden mögliche nationale und internationale Entwicklungen auf dem Weg zur Klimaneutralität im Jahr 2045 durch die Analyse unterschiedlicher Zielszenarien berücksichtigt; von einer Gewichtung der Wahrscheinlichkeiten ihres Eintretens aber abstrahiert. Auch liegt die Untersuchung der Wettbewerbsfähigkeit der wasserstoffverbrauchenden Industrie außerhalb des Analysefokus.

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse der Analyse zusammen und ist dabei folgendermaßen strukturiert: zu Beginn werden in [Abschnitt 2](#) drei Szenarien mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Bedarfen der Wasserstoffwirtschaft hergeleitet und beschrieben, die die Basis für die weiteren Analyseschritte innerhalb dieses Gutachtens bilden. Anschließend geht [Abschnitt 3](#) näher auf die Anwendungs- und Nachfrageseite für Wasserstoff ein. [Abschnitt 4](#) analysiert die Erzeugungspotenziale für grünen Wasserstoff in Sachsen-Anhalt, bevor [Abschnitt 5](#) auf vorhandene und geplante Infrastruktur sowie Transport- und Speicheroptionen eingeht. Auf diesen Arbeiten aufbauend wird die Entwicklung der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette Sachsens-Anhalts in [Abschnitt 6](#) einer integrativen Untersuchung unterzogen. Zuletzt werden in [Abschnitt 7](#) Handlungsempfehlungen abgeleitet.

## 2 Drei Szenarien für Sachsen-Anhalt

Die zukünftige Durchdringung von Wasserstoff in einzelnen Anwendungsbereichen in Sachsen-Anhalt ist von vielen Faktoren abhängig. Neben regulatorisch und politisch getriebenen Faktoren ist dabei langfristig vor allem die Konkurrenzfähigkeit von Wasserstoff gegenüber sonstigen klimaneutralen Technologiealternativen ausschlaggebend, insbesondere der Direktelektrifizierung. In diesem Wettstreit kommt es auf zukünftige technologische Entwicklungen sowie Preis und Verfügbarkeit des Wasserstoffes vor Ort an – Parameter, die insbesondere in der langen Frist durch große Unsicherheiten gekennzeichnet sind und in der einschlägigen Literatur teils sehr unterschiedlich diskutiert werden.

Um dieser Unsicherheit Rechnung zu tragen, werden in der Folge drei in sich konsistente Szenarien entwickelt, die der Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in Sachsen-Anhalt im Zeitraum bis 2045 einen auf nationalen und internationalen Entwicklungen basierenden Rahmen vorgeben. Im Fokus steht dabei die Durchdringung des Wasserstoffes in den Endverbrauchssektoren.

### 2.1 Herleitung der Szenarien

Es werden insgesamt drei Szenarien definiert: „**Basis**“, „**Konservativ**“ und „**Progressiv**“. Über alle Szenarien hinweg wird eine Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele auf deutscher und europäischer Ebene unterstellt. Dies bedeutet, dass im Einklang mit den Zielen der Bundesregierung alle Sektoren bis 2045 klimaneutral sind. Das Szenario „Basis“ repräsentiert dabei eine aus heutiger Sicht wahrscheinliche Entwicklung, bei der Wasserstoff fokussiert in ansonsten schwer zu dekarbonisierenden Sektoren zum Einsatz kommt. Darüber hinaus steht er in Konkurrenz zu einer relativ umfassend erfolgenden Direktelektrifizierung. Die Szenarien „Konservativ“ und „Progressiv“ sind dagegen als Randszenarien zu verstehen, in denen die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft heutige Erwartungen übertrifft (Progressiv) bzw. verfehlt (Konservativ).

Eine ausführliche, kostenbasierte Bottom-Up-Bedarfsschätzung über alle Sektoren übersteigt den Rahmen dieser Studie. Um dennoch einen in sich konsistenten, ökonomisch fundierten und zielkonformen Szenariorahmen aufstellen zu können, wird sich im Folgenden an den Ergebnissen der Langfristszenarien III (LFS3) von Fraunhofer ISI et al. (2022) für das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) orientiert. Die Autoren der Studie haben mehrere Szenarien mit einem alle Wirtschaftssektoren umfassenden Energiesystemmodell analysiert, um die technoökonomischen Wirkungen verschiedener Dekarbonisierungspfade zu bestimmen. Für die Zwecke der vorliegenden Studien, sind insbesondere zwei Szenarien relevant: Das Szenario „T45-Strom“ modelliert den Transformationspfad zu einem klimaneutralen Energiesystem bis 2045, in dem ein sehr hoher Elektrifizierungsgrad realisiert wird. Im Szenario „T45-H<sub>2</sub>“ hingegen wird ein sehr starker

Einsatz von Wasserstoff unterstellt. Beide Szenarien entsprechen auf nationaler und europäischer Ebene in ihrer Grundausrichtung den in unserer Analyse zugrunde gelegten Entwicklungen auf Bundeslandebene in den Szenarien „Konservativ“ (T45-Strom) und „Progressiv“ (T45-H<sub>2</sub>). Basierend auf Angaben zu Wasserstoffbedarfen in einzelnen Subsektoren für Deutschland werden korrespondierende Bedarfe für Sachsen-Anhalt abgeleitet, flankiert durch eigene Analysen zu wichtigen Einzelverbrauchern und Verbrauchergruppen.

### **Exkurs: Wettbewerbsfähigkeit & wirtschaftliche Entwicklung in den Szenarien**

Die Szenarien, die den Analysen der Studie zugrunde liegen, sind im Wesentlichen um die Wasserstoffbedarfe der verschiedenen Anwendungen und Sektoren aufgebaut. Die Nachfrage wird als Startpunkt vorgegeben, das bedeutet: es wird von Rahmenbedingungen ausgegangen, die ein Entstehen dieser Nachfrage ermöglichen. Entständen Unternehmen also beispielsweise durch eine Umstellung auf grünen Wasserstoff erhöhte Kosten, so können diese gewälzt oder ihre Auswirkungen durch politische/regulatorische Maßnahmen abgefangen werden. Hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit der sachsen-anhaltischen Industrie werden entsprechend in den Szenarien keine strukturellen Verschiebungen und/oder Abwanderungen von Produktion unterstellt.

Besonders wichtig ist diese Annahme im Bereich der Grundstoffchemie. In Sachsen-Anhalt sind zahlreiche Unternehmen ansässig, die bereits jetzt im großen Stil Wasserstoff herstellen und verbrauchen. Dabei wird Wasserstoff zu chemischen Folgeprodukten weiterveredelt, bspw. zu Methanol oder Ammoniak. Zukünftig könnten solche und ähnliche Derivate auch direkt aus Ländern mit günstigeren Wasserstoff-Gestehungskosten importiert werden, statt die hiesige Erzeugung durch den Einsatz von grünem/klimaneutralen Wasserstoff vor Ort zu dekarbonisieren. Dies würde bedeuten, dass die ansässigen Prozesse vollständig oder teilweise außerhalb des Landes, Deutschlands oder sogar Europas abwandern (inkl. der damit verbundenen Wertschöpfung). Eine solche Entwicklung ist jedoch explizit nicht Teil der hier angenommenen Szenarienwelten.

Während die Randszenarien die Bandbreite möglicher Entwicklungen aufzeigen, entspricht das Szenario „Basis“ einem mittleren, ausgewogenen Dekarbonisierungspfad. Die Ableitung eines solchen „best-guess“ erfolgt nach sorgfältiger Einzelbetrachtung potenzieller Anwendungen, in denen die technologische Reife und Konkurrenzsituation von Wasserstofftechnologien diskutiert wird.

Neben Literatur- und Datenauswertungen stützt sich diese Analyse auch auf Experten- und Stakeholderbefragungen in Sachsen-Anhalt.

## 2.2 Szenario „Basis“

Das Szenario „Basis“ antizipiert die aus heutiger Sicht wahrscheinlichste Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in Sachsen-Anhalt. Generell besteht in diesem Szenario ein Nebeneinander der Dekarbonisierungsoptionen Direktelektrifizierung und Wasserstoff. Die beiden Energieträger Strom und Wasserstoff ergänzen sich und tragen beide wesentlich zur Transformation der Sektoren Gebäudewärme, Industrie und Verkehr bei. Wasserstoff wird im Rahmen dieses Szenarios insbesondere dort eingesetzt, wo eine Elektrifizierung aus technischen Gründen nicht umsetzbar und/oder aus ökonomischen Gründen nicht sinnvoll ist. Das bedeutet, dass die im Rahmen der im Oktober 2023 verabschiedeten Erneuerbaren-Direktive festgelegten Anwendungsquoten für grünen Wasserstoff (s. rechts) auf nationaler Ebene erfüllt werden, auf Länderebene aber ein gewisser Spielraum – bspw. zur übergangsmäßigen Weiternutzung von konventionellem Wasserstoff in der Chemieindustrie – verbleibt. Eine detaillierte Analyse von heutigen und zukünftigen Wasserstoffanwendungen erfolgt in Abschnitt 3.1.

Abbildung 1 zeigt den sektoralen Wasserstoffbedarf im Szenario „Basis“ für 2030 und 2045. In 2030 ergibt sich ein gesamter Wasserstoffbedarf von 11,9 TWh, wovon 5,1 TWh auf (zwingend) grünen Wasserstoff entfallen. Die Wasserstoffnachfrage wird mit circa 10,4 TWh klar von der Industrie dominiert und dort insbesondere für stoffliche Anwendungen verwendet, die anders nicht zu dekarbonisieren sind. Ein großer Teil der Industrienachfrage wird in 2030 weiterhin durch konventionellen grauen Wasserstoff bedient. In der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung werden in 2030 bereits 1,0 TWh verwendet, insbesondere für die Spitzenlastdeckung sowie Systemdienstleistungen. In den Sektoren Verkehr und Gebäude findet Wasserstoff in 2030 noch kaum Anwendung. Entsprechende Technologien wie z.B. H<sub>2</sub>-LKWs oder Brennstoffzellenheizungen erfahren erst nach 2030 einen

### RFNBO-Quoten (RED III)

Die im Oktober 2023 verabschiedete Neuauflage der europäischen Erneuerbaren-Direktive sieht verpflichtende Ziele für den Einsatz von grünem H<sub>2</sub> in Verbrauchssektoren bis 2030 vor. Diese sind:

- > 42% des in der Industrie verbrauchten H<sub>2</sub>
- > 29 % des Energieverbrauchs im Verkehr müssen aus EE-Quellen (bspw. grünes H<sub>2</sub>) stammen
- > Im Flugverkehr müssen 0,7 % des Treibstoffbedarfs mit E-Fuels gedeckt werden

nennenswerten Markthochlauf. Die Verbräuche im Gebäudesektor sind insbesondere auf Beimischungen ins Erdgasnetz in geringem Umfang zurückzuführen, auf die stellenweise als kurzfristig umsetzbare und übergangsmäßige Dekarbonisierungsalternative zurückgegriffen wird. 2045 dominiert der bis dahin vollständig dekarbonisierte Industriesektor die im Vergleich zu 2030 fast verfünffachte Nachfrage nach grünem Wasserstoff mit ca. 16,9 von 23,1 TWh Wasserstoffverbrauch. In der Strom- und Wärmeerzeugung ist die Rolle von Wasserstoff als Speichermedium weitergewachsen, sodass ca. 3,1 TWh Wasserstoffbedarf pro Jahr innerhalb Sachsen-Anhalts anfallen. Im Verkehrssektor (ca. 2,2 TWh) wird Wasserstoff insbesondere im Schwerlastverkehr eingesetzt. Im Gebäudesektor findet Wasserstoff im Direkteinsatz dort Anwendung, wo die Elektrifizierung mit Wärmepumpen keine wirtschaftliche Alternative darstellt.

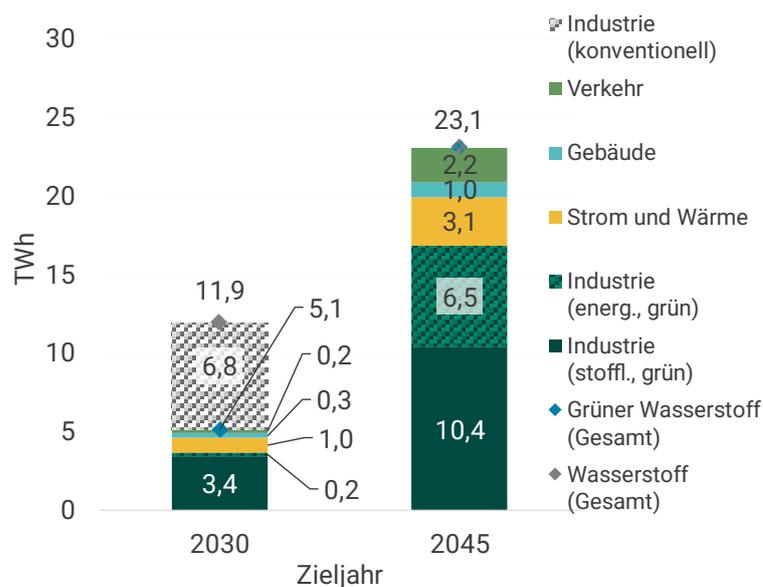


Abbildung 1: Wasserstoffbedarf je Sektor im Szenario "Basis" für die Jahre 2030 und 2045.

### 2.3 Randszenarien „Konservativ“ und „Progressiv“

Die Randszenarien sind so angelegt, dass sie die Bandbreite möglicher Entwicklungen hin zur Klimaneutralität möglichst gut abbilden, die entweder mit einem starken Wasserstofffokus oder über eine verstärkte Direktelektrifizierung erreicht werden kann. Das Szenario „**Konservativ**“ zeichnet sich dadurch aus, dass die Klimaziele soweit möglich auf der Grundlage nicht-wasserstoffbasierter Energieträger (also insb. durch direkte Elektrifizierung) erreicht werden. Grüner Wasserstoff wird konzentriert in ansonsten schwer zu dekarbonisierenden Anwendungen eingesetzt. Das sind vor allem Teile der Industrie, in denen Wasserstoff stofflich verwendet wird, sowie Segmente des Transportsektors. Entgegen der Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude wird Wasserstoff in der

öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich zum Szenario „Basis“ verstärkt verwendet, da der hohe Elektrifizierungsgrad der übrigen Sektoren einen erhöhten Primärenergiebedarf im Bereich der Stromversorgung mit sich bringt. Das wichtigste Argument für eine Entwicklung in diese Richtung sind Effizienz- und Kostenargumente, da der Gesamtwirkungsgrad beim Einsatz von Wasserstoff häufig hinter dem Wirkungsgrad elektrischer Anwendungen zurückbleibt und die langfristige großflächige Verfügbarkeit von elektrochemischem Wasserstoff unsicher ist. Im Szenario „**Progressiv**“ dagegen ersetzt grüner Wasserstoff bereits 2030 in erhöhtem Maße die fossilen Kraftstoffe in ihrer Rolle als flexible und verfügbare Energieträger und stofflich genutzten, grauen Wasserstoff in der Industrie. Wasserstoff wird auch teilweise in solchen Bereichen eingesetzt, die sich grundsätzlich elektrifizieren ließen, bspw. der Gebäudewärme, dem Personennahverkehr, sowie zahlreichen energetischen Anwendungen in der Industrie. Ein wichtiges Argument für den großflächigen Einsatz von Wasserstoff ist praktischer Natur: Bestandsinfrastruktur und teilweise Endgeräte können vergleichsweise kostengünstig weitergenutzt werden und es sind weniger umfassende und zeitintensive Ertüchtigungen vonnöten als im Falle verstärkter Elektrifizierung.

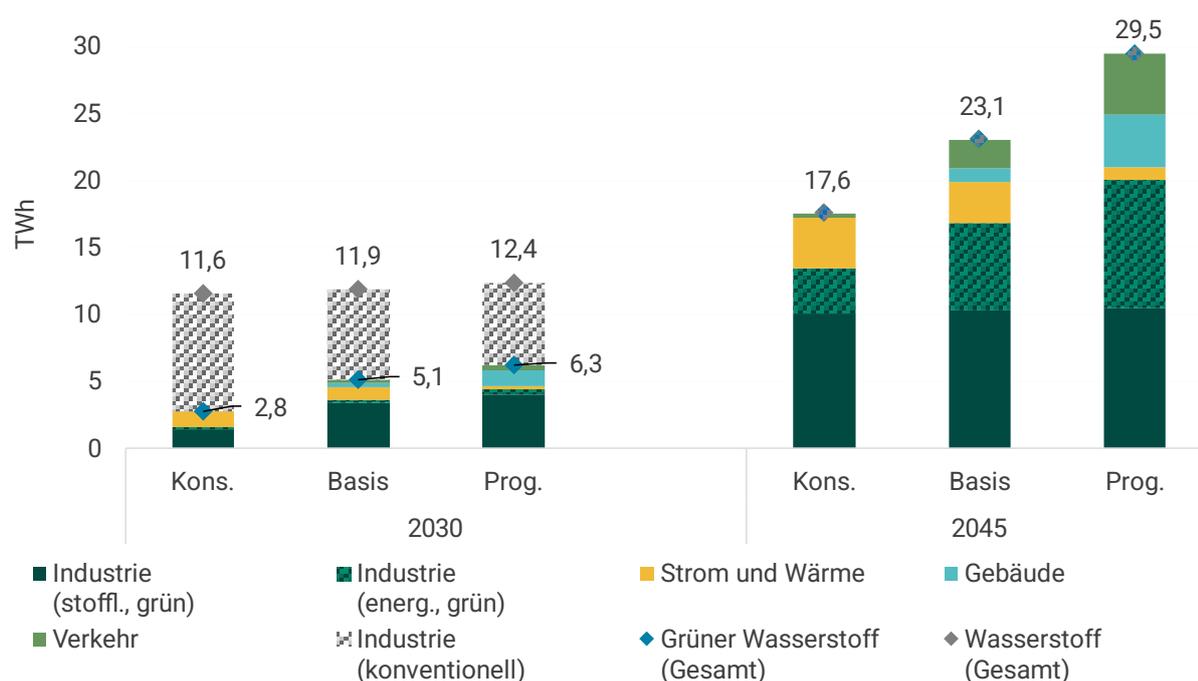


Abbildung 2: Wasserstoffbedarf je Sektor für drei Szenarien für die Jahre 2030 und 2045.

In Abbildung 2 werden die sektoralen Wasserstoffbedarfe für die drei Szenarien für die Stichjahre 2030 und 2045 vergleichend dargestellt. Entsprechend der Rahmenannahmen ergibt sich für das

Szenario „Progressiv“ ein deutlich höherer Wasserstoffbedarf in beiden Stichjahren als für das Szenario „Konservativ“. In Abgrenzung zum Szenario „Basis“, werden im Szenario „Konservativ“ kaum nennenswerte Mengen Wasserstoff im Gebäude- und Verkehrssektor eingesetzt. Es entfallen lediglich in 2045 circa 0,3 TWh Wasserstoffverbrauch auf den Flugverkehr am Flughafen Leipzig/Halle, der aufgrund seiner geographischen Nähe und des engen Bezugs zum Land Sachsen-Anhalt in die Analysen miteingeschlossen wird. Im Szenario „Progressiv“ spielt Wasserstoff in allen Sektoren eine gewichtige Rolle. So macht der Verkehrssektor 15 % und der Gebäudesektor 13 % der gesamten Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 aus. Der energetische Verbrauch im Industriesektor ist knapp dreimal so hoch wie im Szenario „Konservativ“. Der Verbrauch für stoffliche Anwendungen unterscheidet sich im Jahr 2045 nur minimal zwischen den Szenarien, da keine Dekarbonisierungsalternative existiert. Folglich werden in allen Szenarien die entsprechenden Industrieprozesse vollständig auf grünen Wasserstoff umgestellt. Lediglich die Anpassungsgeschwindigkeit wird zwischen den Szenarien unterschieden, sodass 2030 im Szenario „Konservativ“ erst 1,5 TWh grüner Wasserstoff zum Einsatz kommt, während im Szenario „Progressiv“ bereits ein Verbrauch von 4,1 TWh unterstellt wird. Der Bedarf in der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung ist aufgrund einer positiven Korrelation zwischen Elektrifizierungsgrad und Bedarf an Leistungsvorhaltung und Systemdienstleistungen im Szenario „Konservativ“ um ein Vielfaches höher als im Szenario „Progressiv“ (3,7 TWh ggü. 1,0 TWh in 2045). So resultiert aus dem hohen Elektrifizierungsgrad im Szenario „Konservativ“ ein hoher Bedarf an Systemdienstleistungen und Leistungsvorhaltung, der durch Wasserstoff gedeckt wird. Im Szenario „Progressiv“ ist der Bedarf an Systemdienstleistungen aufgrund des niedrigeren Elektrifizierungsgrads geringer, weshalb für die öffentliche Strom- und Wärmeversorgung weniger Wasserstoff benötigt wird.

## 2.4 Fazit Szenarien

Um der Unsicherheit bezüglich der Entwicklung wichtiger Einflussgrößen für die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in Sachsen-Anhalt Rechnung zu tragen, wurden für die Analysen im vorliegenden Gutachten drei Szenarien entwickelt: ein Basis-Szenario, das die aus heutiger Sicht wahrscheinlichsten Entwicklungen bis zum Jahr 2045 abbilden soll, sowie zwei Randszenarien „Konservativ“ und „Progressiv“. Allen drei Szenarien gemein ist die Unterstellung der Erreichung der vollständigen Klimaneutralität des deutschen Energiesystems sowie der vollständigen Grüntelung des deutschen Wasserstoffverbrauchs bis zum Jahr 2045. Im Szenario „Konservativ“ wird Wasserstoff insbesondere bei der Dekarbonisierung der Energiesysteme dabei eine kleinere Rolle, zugeordnet, im Szenario „Progressiv“ eine größere – was sich hauptsächlich in unterschiedlich hohen Wasserstoffnachfragen (in Sachsen-Anhalt) widerspiegelt.

### **3 Heutige und zukünftige Wasserstoffanwendungen in Sachsen-Anhalt**

Wasserstoff ist ein vielseitiger Energieträger und kann prinzipiell in vielen Anwendungen zum Einsatz kommen. Dabei ergeben sich je nach Verbraucher jeweils sehr unterschiedliche Anforderungen an die Wasserstoff-Wertschöpfungskette. Dies macht eine nähere Betrachtung der Nachfrageseite der künftigen Wasserstoffwirtschaft in den drei Szenarien „Basis“, „Konservativ“ und „Progressiv“ unumgänglich. Dazu wird in Abschnitt 3.1 zunächst steckbriefartig auf die für Sachsen-Anhalt relevanten Wasserstoffanwendungen eingegangen. Anschließend beschreibt Abschnitt 3.2 die Regionalisierung und resultierende räumliche Verteilung der Wasserstoffnachfrage innerhalb Sachsen-Anhalts. Abschließend werden in Abschnitt 3.3 regionale Charakteristika anhand exemplarischer Nachfragecluster herausgearbeitet.

#### **3.1 Steckbriefe relevanter Wasserstoffanwendungen**

In diesem Arbeitsschritt werden die für Sachsen-Anhalt derzeitig und künftig relevanten Wasserstoffanwendungen beschrieben, hinsichtlich ihrer Marktreife diskutiert und ihre Anforderungen an die Wertschöpfungskette zusammengefasst. Anwendungen, die auch perspektivisch bis 2045 nicht für Sachsen-Anhalt und die nähere Peripherie relevant sind, werden nicht weiter untersucht. Betrachtet werden die Sektoren Industrie, Transport, Gebäude sowie die öffentliche Strom- und Wärmeversorgung. Maßgabe für die Abgrenzung der Anwendungen innerhalb der Sektoren ist die sinnvolle und effiziente Verwertbarkeit der Ergebnisse in den weiteren Analysen. Dies bedeutet, dass innerhalb eines Anwendungsgebiets verschiedene Technologien und Anwendungen zusammengefasst werden, sofern sich die Anforderungen an die Wertschöpfungskette gleichen. Des Weiteren werden Anwendungsfelder so weit zusammengefasst, dass eine belastbare Regionalisierung der Anwendung (vgl. Abschnitt 3.2) möglich ist.

Die regionale Verteilung der zukünftigen Wasserstoffbedarfe je Anwendungsgebiet ist in den Steckbriefen jeweils als Karte indikativ skizziert. Die Karten sind so zu lesen, dass zukünftige Wasserstoffbedarfe in den petrolfarben eingefärbten Gemeinden erwartet werden. Je dunkler die Farbe, desto höher der Anteil am gesamten, künftigen Wasserstoffbedarf des jeweiligen Anwendungsgebiets. Eine eingehende Beschreibung der Regionalisierung der Wasserstoffbedarfe findet im anschließenden Abschnitt 3.3 statt.

## Wasserstoff im Gebäudesektor



Direkter Einsatz von reinem H<sub>2</sub> in wasserstofffähigen Gaskesseln/Brennstoffzellenheizungen oder Beimischung von Wasserstoff in Erdgas-Verteilnetzen dient als Übergangslösung.

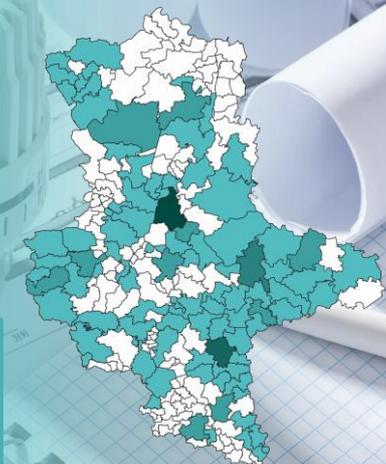
- Beimischung von bis zu 10% H<sub>2</sub> ist bereits heute netztechnisch möglich; höhere Beimischungen werden bereits erprobt (bspw. in den Heizperioden 2021/22 und 2022/23 durch avacon in Schopisdorf in Sachsen-Anhalt).
- H<sub>2</sub> in der Wärme wird mit kostengünstigen & erprobten Alternativen, insb. Wärmepumpen, ausgebauten Fernwärmenetzen, Solarthermie, Geothermie und biogenen Brennstoffen konfrontiert. Die einschlägige Fachliteratur prognostiziert für H<sub>2</sub> eine untergeordnete Relevanz im Gebäudesektor aufgrund hoher Nutzungskosten und/oder gesamtsystemischer Nachteile.
- Erlaubt Weiternutzung bestehender Infrastrukturen, was insbesondere in urbanen Gebieten Vorteile bei der Transformationsgeschwindigkeit bedeuten kann.



Einsatz von Wasserstoff in Gebäudewärme ist aufgrund weit entwickelter Konkurrenztechnologien verstärkt in urbanisierten Gebieten zu erwarten, in denen eine günstig umrüstbare Gasinfrastruktur vorliegt und der Ausbaustand der Fernwärme- und Stromverteilnetze den zügigen Einsatz emissionsarmer Alternativen hemmt.



Nutzungsstruktur ist analog zu sonst. Erdgasanwendungen erwartbar, insbesondere im Winter und den Übergangszeiten zur Bereitstellung von Raumwärme. Wärmebedarf für Trinkwassererwärmung ist im Jahresverlauf relativ konstant, allerdings macht es einen geringeren Anteil des Endenergiebedarfes aus.



Quellen: DVGW (2021), Ruhnau/Muessel (2022), Viessmann Climate Solutions SE (2022) und VKU (2022).

Abbildung 3: Wasserstoff im Gebäudesektor

## Brennstoffzellen-PKW und leichte Nutzfahrzeuge



Direkter Einsatz von reinem Wasserstoff in Brennstoffzellen zum Antrieb von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen.

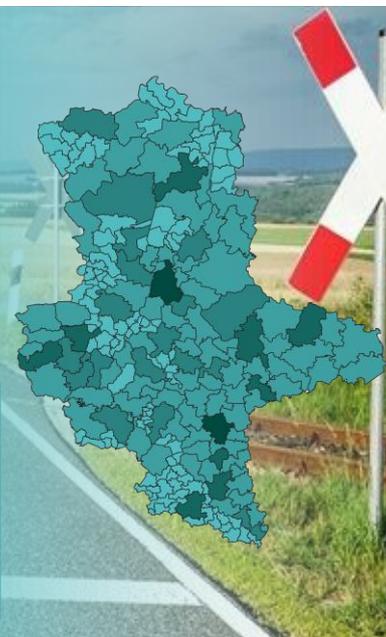
- Serienreife Brennstoffzellenfahrzeuge sind bereits seit einigen Jahren überwiegend bei asiatischen Herstellern im hochpreisigen Segment verfügbar.
- Tankstellennetz ist in den letzten Jahren bundesweit auf ca. 100 Standorte angewachsen und damit weit von der Dichte von Benzin- und Dieseltankstellen (ca. 14.000 Standorte) oder E-Mobility-Ladepunkten entfernt.
- Mit dem Markthochlauf von E-Fahrzeugen in den letzten Jahren zeichnet sich ab, dass zukünftig der elektrische Antrieb in diesem Segment dominieren wird. Sowohl die Politik als auch die Automobilbranche konzentrieren sich auf die Entwicklung von Batterietechnologien sowie den Ausbau der Ladeinfrastruktur.



Aufgrund der starken Nachfragesteuerung ist ein breites Netz von Wasserstofftankstellen notwendig. Es ist eine regionale Verteilung ähnlich zu heutigen Mobilitätsbedarfen erwartbar.



Schwankungen treten analog zu Benzin- oder Dieseltankzyklen täglich und zu einem gewissen Grad saisonal (bspw. Ferienzeit) auf. Diese erfordern Kurzzeitspeicher und eine regelmäßige Versorgung, die sich an herkömmlichen Tankstellen orientiert.



Quellen: Nexant (2014), H2 Mobility Deutschland GmbH & Co. KG (2023), EHI Retail Institute GmbH (2023)

Abbildung 4: Brennstoffzellen-PKW und leichte Nutzfahrzeuge

## Wasserstoffbetriebene LKW



Direkter Einsatz von gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff in Brennstoffzellen oder Verbrennungsmotoren zum Antrieb von Lastkraftwagen und anderen schweren Nutzfahrzeugen.

- Die Serienproduktion von mehreren Herstellern ist angelaufen bzw. in konkreter Planung. Erste Spediteure beginnen damit, Brennstoffzellen-LKW-Flotten aufzubauen. Als Beispiel dient hierbei der Gewerbepark Mittelbe in Sachsen-Anhalt.
- Wie im Individualverkehr ist auch im Schwerlastverkehr die Direktelektrifizierung die voraussichtliche Alternative zur Brennstoffzelle. Hier ist die Verbreitung von batterieelektrischen Fahrzeugen jedoch nicht annähernd so weit fortgeschritten wie bei Kleinfahrzeugen.
- Vorteile wasserstoffbetriebener LKW entstehen durch die höhere Energiedichte und kürzere Tankzeiten im Vergleich zu batterieelektrischen LKW, vor allem bei schwerer Last und langen Distanzen.



Die Nachfrage entsteht dort, wo sich auch heute Tankstellen für Diesel-LKWs befinden. Dementsprechend sind Verbräuche eher in Gemeinden zu erwarten, die in der Nähe von Autobahn-Tankstellen oder Logistikzentren liegen.



Schwankungen sind analog zu Dieseltankzyklen, täglich und zu einem geringen Grad saisonal, zu erwarten. Diese erfordern Kurzzeitspeicher und eine regelmäßige Versorgung. Wird mehr transportiert, sind mehr Tankzyklen zu erwarten.



Quellen: H<sub>2</sub> Mobility Deutschland (2021), Daimler Truck AG (2022), Springer Professional (2022), Electrive (2022).

Abbildung 5: Wasserstoffbetriebene LKW

## Wasserstoffbusse



Direkter Einsatz von gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff in Brennstoffzellen zum Antrieb von Personennah- und Fernverkehrsbussen.

- Serienreife Wasserstoffbusse existieren bislang nur im Linienbussegment und werden in einigen wenigen deutschen Städten eingesetzt. Im Fern- und Reisebussegment befinden sich Wasserstoffantriebe noch im Entwicklungsstadium.
- Derzeit bieten direkt elektrifizierte Fahrzeugtypen im Linienbussegment deutliche Kostenvorteile. Sowohl der Bestand an emissionsfreien Linienbussen sowie die geplanten Anschaffungen der Verkehrsbetriebe wird mit knapp 90 % von batterieelektrischen und Oberleitungs-Bussen dominiert.



Die Wasserstoffnachfrage wird hauptsächlich an Busdepots anfallen. Diese existieren nicht in der breiten Fläche, sondern nur an speziell ausgestatteten Betriebsstellen. Daher ist hier eine konzentrierte Nachfrage auf Betriebsstellen zu erwarten.



Zeitliche Nachfrage ist vergleichbar mit aktuellem Tankverhalten und orientiert sich entsprechend am Verkehrsaufkommen im öffentlichen sowie straßengebundenen Personennah- und Fernverkehr.



Quellen: BMVI(2021), Flix SE (2021), PwC (2020), H<sub>2</sub> Mobility Deutschland (2021).

Abbildung 6: Wasserstoffbusse

## Wasserstoff im Schienenverkehr

Direkter Einsatz von gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff zum Antrieb von Schienentriebfahrzeugen.

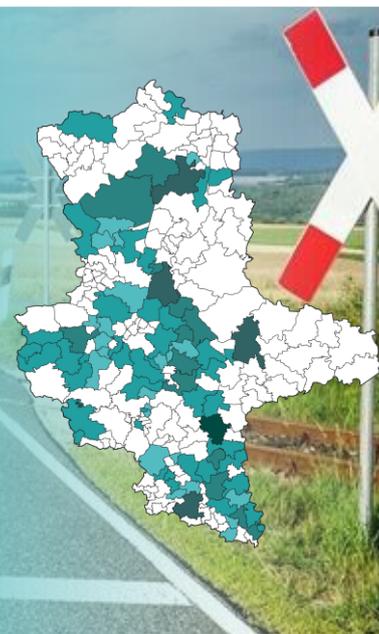
- Wasserstofftriebfahrzeuge im Personennahverkehr sind seit 2022 serienreif. So nahmen bereits an mehreren Standorten die ersten Wasserstoffzüge den Regelbetrieb auf. Die Auslieferung des ersten Wasserstoffgüterzugs hingegen ist erst für das Jahr 2025 geplant.
- Konkurrenztechnologie sind (batterie-)elektrische Triebzüge. Elektrotriebzüge sind dabei auf Oberleitungen angewiesen und nur auf elektrifizierten Strecken einsetzbar. Batterie-Triebzüge hingegen können auch auf nicht-elektrifizierten Teilstrecken eingesetzt werden.
- Die Marktdurchdringung von Wasserstofftriebzügen ist wesentlich vom Elektrifizierungsgrad des Schienennetzes im Einsatzgebiet abhängig.



Wasserstoffbedarf fällt an Schientankstellen an den relevanten (nicht elektrifizierten) Streckenabschnitten bzw. Zugdepots an. Gerade nicht elektrifizierte Streckenabschnitte bzw. Zugdepots sind insbesondere im ländlichen Bereich zu erwarten.



Zwischenspeicherung erfolgt an Schientankstellen, die per LKW, per Zug und/oder leitungsgebunden beliefert werden können. Leichte saisonale Effekte sind entsprechend dem Fahrleistungsaufkommen zu erwarten.



Quellen: LNVG (2022), Hessenschau (2022), Alstom (2022), VDE (2020) und Destatis (2022)

Abbildung 7: Wasserstoff im Schienenverkehr

## Wasserstoff in der Binnenschifffahrt

Direkter Einsatz von gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff oder Syntheseprodukten, wie Ammoniak oder Methanol, in Brennstoffzellen oder Verbrennungsmotoren.

- In der Binnengüterschifffahrt existieren zurzeit keine serienreifen Modelle. In der Fachliteratur lässt sich auf Basis von Kostenstudien eine Präferenz für den direkten Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen oder Verbrennungsmotoren gegenüber der Beimischung von Syntheseprodukten ableiten.
- Die ersten klimaneutralen Güterschiffe sind ab 2025 in der Hochseeschifffahrt geplant, was Synergien für die Entwicklungen in der Binnenschifffahrt entfalten könnte.
- Serienfähige batterieelektrisch betriebene Modelle sind im fortgeschrittenen Entwicklungsstadium. Ob sich Wasserstoff oder die Elektrifizierung in diesem Segment durchsetzen, ist allerdings derzeit noch nicht seriös einschätzbar.



Die Nachfrage konzentriert sich auf Binnenhäfen an den Hauptwasserstraßen. Das Niveau der Nachfrage hängt dabei vom Güterumschlag an den entsprechenden Standorten ab.



Die zeitliche Struktur korreliert mit den Güterumschlagsmengen an den Binnenhäfen, da mehr Transport zu mehr Wasserstoffverbrauch führt.



Quellen: NOW GmbH (2019) und MariGreen (2018), DVZ (2022), Zero Emission Services BV (2023), PortLiner (2020), Destatis (2020).

Abbildung 8: Wasserstoff in der Binnenschifffahrt

## Wasserstoff im Flugverkehr

Beimischung von synthetischen Kraftstoffen (E-Fuels) auf Wasserstoffbasis oder Direkteinsatz im Flugverkehr.

- Der Einsatz von klimaneutralen Treibstoffen im Allgemeinen und von E-Fuels im Speziellen ist durch feste Quoten auf europäischer Ebene ab 2025 vorgeschrieben. Diese liegen für 2030 bei 5 % (mind. 0,7 % E-Fuels) und für 2045 bei 32 % (mind. 8 % E-Fuels). In modernen Flugzeugen ist prinzipiell eine Beimischungsquote von bis zu 100 % möglich.
- Die Marktreife von Wasserstoffflugzeugen ist noch weit entfernt und wird nicht vor 2035 erwartet mit einem flächendeckenden Einsatz um das Jahr 2050.
- Konkurrenztechnologie sind batteriebetriebene Flugzeuge, deren Marktreife jedoch ebenso wenig in der näheren Zukunft liegt. Zudem wird ihr Einsatzgebiet in der Fachliteratur überwiegend im Kurzstreckenbereich gesehen.



Die Wasserstoffnachfrage ist direkt am Flughafen oder an den Standorten der Synthetisierung von E-Fuels zu verorten. Hierbei ist der Flughafen Leipzig/Halle als einziger regional relevanter Flughafen zu nennen.



Zwischenspeicherung erfolgt an Flughäfen, die per LKW oder Pipeline beliefert werden können. Durch den dominanten Luftfrachtverkehr am Flughafen Leipzig/Halle ist vor allem eine Orientierung an Luftfrachtverkehrsfrequenz zu erwarten.



Quellen: DBFZ (2019), Europäische Kommission (2021), Reuters (2022), DLR (2020) und ICCT (2022).

Abbildung 9: Wasserstoff im Flugverkehr

## Wasserstoff in der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung

Wasserstoff wird Erdgas zum Einsatz in Gaskraftwerken zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung mit bis zu 100 % beigemischt.

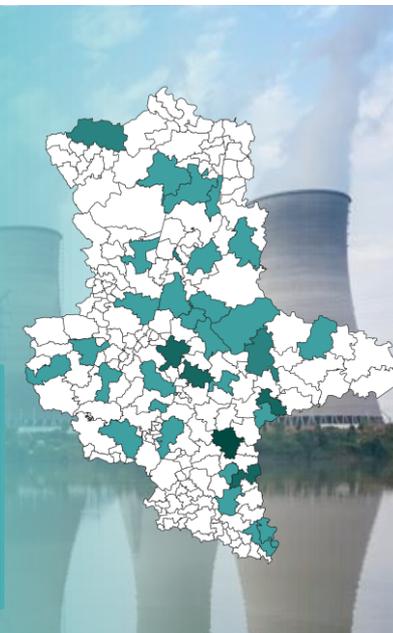
- Es findet aktuell keine Beimischung im Regelbetrieb von Gaskraftwerken statt. In Österreich sind erste Feldversuche an einer 400 MW-Gasturbine abgeschlossen.
- Mit dem Heizkraftwerk (HKW) Leipzig Süd ist im Jahr 2022 das erste „H<sub>2</sub>-ready“ Gaskraftwerk in Betrieb gegangen, bislang wird dort jedoch ausschließlich Erdgas verstromt.
- Als Alternative kommen für die Stromversorgung prinzipiell alle anderen Flexibilitätstechnologien in Frage, jedoch ist Wasserstoff als saisonaler Speicher langfristig die angemessenste Option.



Neubauten bzw. Umrüstungen werden überwiegend an Standorten (ausgedienter) konventioneller Kohle-, Gas-, oder Ölkraftwerke stattfinden. Einspeisepunkte für den Wasserstoff im Gasverteilnetz werden sich möglichst nah am Elektrolyseur befinden, um Transportkosten zu vermeiden.



In der Wärmeversorgung orientiert sich die Nachfrage an der heutigen temperaturabhängigen Struktur. Der Einsatz im Stromsektor ist aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der dominanten Erneuerbaren Energien schlecht vorhersagbar, tendenziell jedoch vor allem in den Wintermonaten zu erwarten.



Quellen: ORF (2022), ZfK (2021) und Fraunhofer ISE (2022b).

Abbildung 10: Wasserstoff in der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung

## Wasserstoff in der Industrie



Stoffliche Anwendung in der chemischen Industrie sowie in energetischen Industrieprozessen.

### Stofflicher Einsatz

- Einsatz von Wasserstoff ist im etablierten Haber-Bosch-Verfahren zur Synthese von Ammoniak, in Raffinerieprozessen, wie z.B. Hydrocracking, Hydrotreating und Hydroformulierung zur Aufwertung schwerer Öle zu leichteren und gefragten Destillatprodukten oder in weiteren stofflichen Anwendungen in der Grundstoffchemie zu erwarten.
- Der Einsatz von grauem Wasserstoff in der Grundstoffchemie ist etabliert. Der Einsatz von grünem Wasserstoff bedarf daher keiner Umstellungen an den technischen Prozessen. Es sind höchstens Anpassungen in vorgelagerten Prozessen (Transport des grünen Wasserstoffs zum Einsatzort) vorzunehmen.
- Grüner Wasserstoff wird aktuell nicht im großen Maßstab in Deutschland angewendet, ist für die Erreichung der Klimaziele allerdings alternativlos, sollen Industriestandorte erhalten bleiben. Eine weitere Option ist der Import aus Ländern mit günstigeren Bedingungen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff.
- Zahlreiche Pilotprojekte und Tests finden in Sachsen-Anhalt statt (vgl. Abschnitt 4.1).

### Energetischer Einsatz

- Synthetisches Methan kann in vorhandenen Kesseln und Brennern ohne technische Anpassungen eingesetzt werden. Nachteilig ist der geringe Gesamtwirkungsgrad von circa 50%. Der Direkteinsatz von Wasserstoff erzielt einen höheren Wirkungsgrad. Allerdings stehen hierbei noch keine marktreifen Anwendungen zur Verfügung, da das im Vergleich zu Erdgas unterschiedliche Brennverhalten von Wasserstoff Anpassungen an Industrieanlagen und Produktionsprozessen erforderlich macht.
- In unteren Temperaturbereichen kommen diverse klimaneutrale Alternativen in Frage, wie bspw. Wärmepumpen (bis 150 °C), die Geothermie (bis 190 °C), die Solarthermie (bis 250 °C) oder der Einsatz von Biomasse (bis 500 °C). In höheren Temperaturbereichen sind elektrische Kessel technisch in der Lage Prozesswärme bis 1000 °C zu erzeugen, jedoch noch nicht marktgängig. Direktelektrifizierte Optionen für Temperaturen über 1000 °C sind noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase. In diesen Bereichen steht synthetisches Methan aus biogenen Quellen als Alternative zur Verfügung.



In Sachsen-Anhalt ist eine breite Akteurslandschaft mit potenziellen Wasserstoff-Verbrauchern (vgl. Karte rechts) vorzufinden. Nachfrage konzentriert sich zumeist auf Einzelstandorte mit hoher Nachfrage. Besonders hervorzuheben sind heutige Verbraucher der Grundstoffchemie, etwa in Leuna & Wittenberg.



Aufgrund eines zumeist kontinuierlichen Schichtbetriebes kann von einer relativ durchgängigen Nachfrage ausgegangen werden. Analog zum derzeitigen Erdgasbedarf in der Industrie sind Bedarfe im Winter (bspw. temperaturbedingt) dabei etwas höher. Kurzfristiger, etwa untätiger Ausgleich der Nachfrage (bspw. im Falle von Batch-Produktion), kann durch Speicherung vor Ort ausgeglichen werden.



Disclaimer: Trotz aller Sorgfalt erhebt die vorliegende Karte keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern dient lediglich als informative Orientierungshilfe.

Quellen: Moritz et al. (2020), EWI (2021), DBI GUT & Frontier Economics (2022), Mahler AGS (2021), Agora Energiewende and AFRY Management Consulting (2021) und Dena (2018).

Abbildung 11: Wasserstoff in der Industrie

Es ist zu beachten, dass die Steckbriefe den Status Quo und die mögliche zukünftige Entwicklung von Wasserstoffanwendungen in den jeweiligen Wirtschafts-/Anwendungsbereichen im Allgemeinen, d.h. unabhängig von Szenarioannahmen beschreiben. Die Beschreibung der für die weiteren Analysen verwendeten Annahmen zur Entwicklung der Wasserstoffnachfrage in den einzelnen Bereichen je Szenario erfolgt im vorherigen Abschnitt 2. Die grundsätzlichen Einschätzungen, die in den Steckbriefen dargelegt werden, sind dort bei der Szenarienerstellung eingeflossen.

### **3.2 Regionale Verteilung des Wasserstoffbedarfs in Sachsen-Anhalt**

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden die Wasserstoffbedarfe Sachsen-Anhalts bis auf Gemeindeebene (215 Gemeinden, 3 kreisfreie Städte und der Flughafen Leipzig/Halle) granuliert behandelt. Zu diesem Zweck werden die im Rahmen von Abschnitt 2 beschriebenen künftigen Gesamtnachfragen entlang der in Abschnitt 3.1 beschriebenen Anwendungen anhand geeigneter Schlüssel und Analysen regionalisiert, die in Tabelle 1 zusammenfassend beschrieben werden. Die Ergebnisse der Regionalisierung sind auch in Anhang A zusammengefasst. Vorausgehend erfolgten eine umfassende Sichtung, Bewertung, Analyse und Diskussion verfügbarer und regionalisierter Datenquellen, um eine möglichst robuste Verteilung zu gewährleisten. Eine Herausforderung stellen Wasserstoffanwendungen dar, deren exakte zukünftige Verteilung heute nicht belastbar antizipiert werden kann. Dies sind insbesondere auf Landesebene geringere Nachfragen, die voraussichtlich räumlich konzentriert auftreten werden, für die aus heutiger Sicht jedoch grundsätzlich eine Vielzahl von Standorten infrage kommen. Dies sind bspw. Brennstoffzellen-PKW und/oder der Wasserstoffdirekteinsatz im Gebäudesektor, der eine (Teil-)Umstellung lokaler Verteilnetze auf Wasserstoff voraussetzt. Die für diese Verbräuche abgeleiteten Verteilungen entsprechen daher dem heutigen Erwartungswert, auch wenn sie in einer weniger nivellierten Struktur erwartbar sind. Da die aufbauende Analyse der Wertschöpfungskette auch der Ableitung (politischer) Handlungsempfehlungen dient, ist dieses Vorgehen einer arbiträren Konzentrierung der Nachfrage nicht nur vorzuziehen, sondern zwingend erforderlich. Tabelle 1 veranschaulicht den Regionalisierungsansatz je Wasserstoffanwendung:

Tabelle 1: Regionalisierungsansatz je Anwendung.

Anwendung	Ansatz	Datenbasis/ Quellen
<b>LKW-Verkehr</b>	Tankstellen in Autobahnnähe, gewichtet nach Verkehrsmengendaten Schwerlastverkehr*	[1], [2], [3], [4]
<b>PKW-Verkehr</b>	PKW-Nutzung je 1.000 Einwohner je Gemeinde	[1], [5], [6]
<b>Busverkehr</b>	Verteilung auf Busdepots, Gewichtung anhand Anzahl Fahrzeuge.	[7]
<b>Zugverkehr</b>	Betriebsstellen (Bahnhöfe und Güterumschlagsplätze) an nicht-elektrifizierten Streckenabschnitten.	[1], [8], [9]
<b>Binnenschifffahrt</b>	Jährlicher Güterumschlag je Binnenhafen.**	[10], [11]
<b>Luftverkehr</b>	Einzig relevanter Standort Flughafen Halle/Leipzig; H <sub>2</sub> -Bedarf zu Synthetisierung v. RFNBO-Kerosin am Standort Leuna.	
<b>Industrie</b>	Kombiniertes Bottom-Up/Top-Down-Ansatz: <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Einzelrecherchen und Abschätzungen für Raffinerien, Methanol, Ammoniak, Zement &amp; Klinker, Papiergewerbe, Glas &amp; Keramik auf der Basis örtlicher Produktionskapazitäten</li> <li>➤ Statistische Schlüsselung über Beschäftigte des prod. Gewerbes und Industrieflächen &gt;10ha</li> </ul>	[1], [12]
<b>Öffentliche Strom- und Wärmeversorgung</b>	Standortscharfe Leistungsangaben Kraftwerke <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 2030: Ersatz/Umstellung bestehender KWK-Gaskraftwerke, bevorzugt an Standorten mit lokalem Wärmenetz</li> <li>➤ 2045: Ersatz v. Kohlekraftwerken zur Nutzung bestehender Infrastruktur</li> </ul>	[1], [13]
<b>Gebäude</b>	Verteilung nach Heizungstyp im Bestand	[14], [15]

Quellen: [1] firmeninterne Datenbanken [2] LVermGeo Sachsen-Anhalt (2023) [3] Autobahn GmbH (2023) [4] IVV (2017) [5] KBA (2023) [6] Destatis (2022a) [7] NASA (2023) [8] Deutsche Bahn AG (2023) [9] Esri (2018) [10] Destatis (2022b) [11] Destatis (2022c) [12] Neuwirth et al. (2022) [13] sEEnergies (2022) [14] sEEnergies (2020) [15] Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2011)

\* Berücksichtigung der Erweiterung der A14 Richtung Norden anhand von Verkehrsprognosen.\*\* Kein Bedarf am Binnenhafen in Halle (Saale), da seit 2018 nur noch Güterumschlag Straße-Schiene.

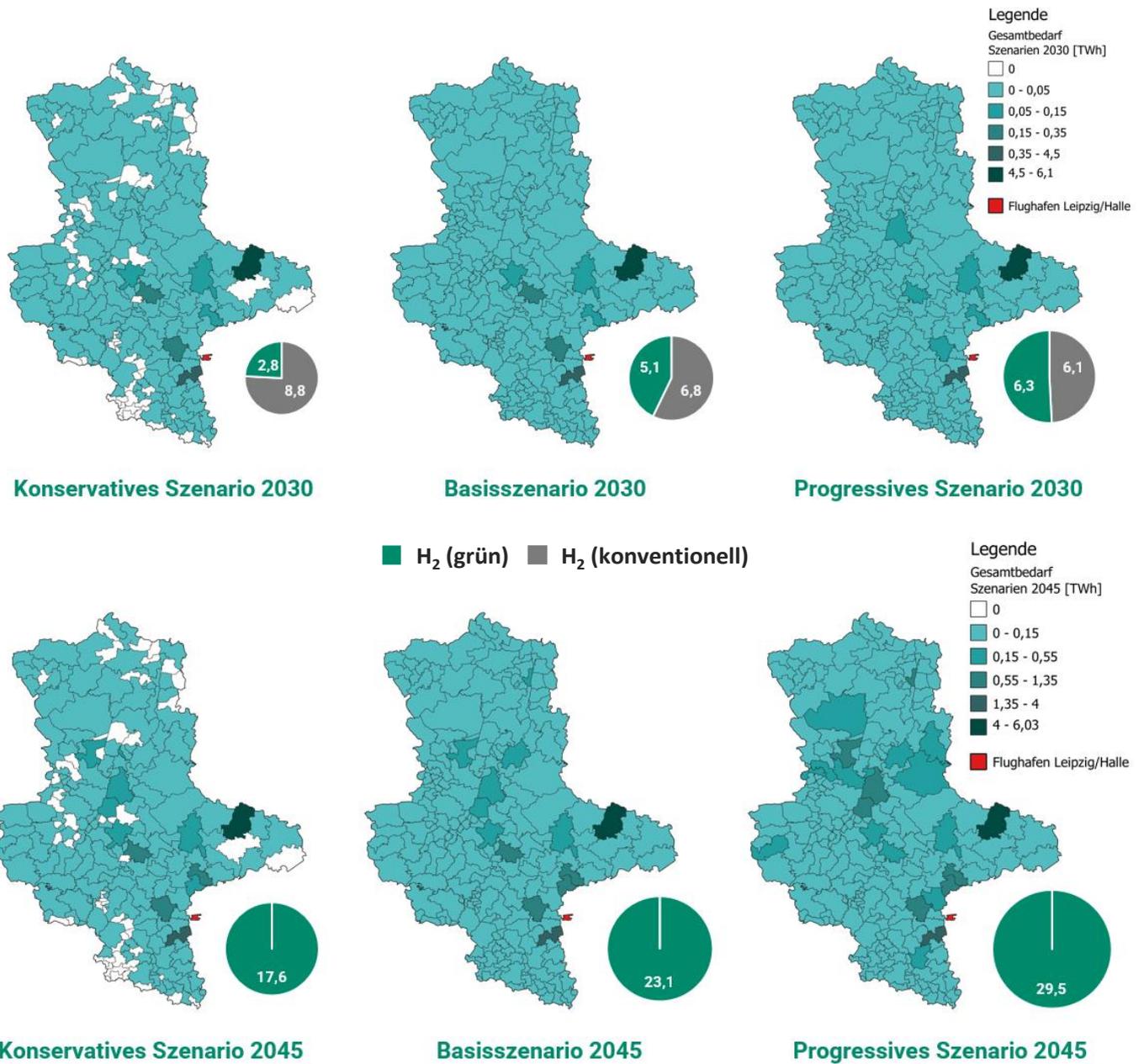


Abbildung 12: Regionale Verteilung der Wasserstoffbedarfe in Sachsen-Anhalt in allen Szenarien 2030 und 2045.

In Abbildung 12 ist die unterstellte regionale Verteilung der über die Anwendungen aggregierten Wasserstoffbedarfe in Sachsen-Anhalt auf Gemeindeebene dargestellt. Der erwartete Wasserstoffbedarf in den Szenarien „Basis“ und „Progressiv“ ist aufgrund der Nachfragemengen aus dem Straßenverkehr und im Gebäudesektor stärker verteilt als im Szenario „Konservativ“, wo diese Anwendungen keine Rolle spielen. Über alle Szenarien hinweg jedoch ist der Bedarf besonders stark konzentriert auf Gemeinden mit Standorten der Industrie und die Strom- und Wärmeerzeugung. So entfallen fast 60 % der gesamten Wasserstoffnachfrage 2045 im Szenario „Basis“ auf die fünf nachfragestärksten Gemeinden. In allen Szenarien sorgt der kleinskalige Einsatz von Wasserstoff in kleinen und mittleren Industrieunternehmen für eine gewisse räumliche Ausdehnung. Die Kuchendiagramme in der Abbildung 12 geben zudem die Verteilung zwischen grünem und grauem Wasserstoff an. Aufgrund der geringeren Umstellungsgeschwindigkeit im Industriesektor wird im Szenario „Konservativ“ noch deutlich mehr Wasserstoff konventionell erzeugt (8,8 TWh im Szenario „Konservativ“ ggü. 6,1 TWh im Szenario „Progressiv“ bzw. 6,8 TWh im Szenario „Basis“). In 2045 werden aufgrund der in allen Szenarien erreichten Klimaneutralität hingegen keine Mengen grauen Wasserstoffs verbraucht.

Die Konzentration des Wasserstoffbedarfs ist in Abbildung 13 illustriert. Es ist deutlich zu erkennen, dass nur zwei Gemeinden (Wittenberg und Leuna) einen Wasserstoffbedarf von deutlich über 1 TWh/a aufweisen. Insgesamt fokussiert sich der Bedarf auf wenige Einzelanwendungen, in denen der Wasserstoffeinsatz als Dekarbonisierungsoption weitestgehend alternativlos ist.

Lediglich in 25 Gemeinden liegt der Verbrauch über 100 GWh/a. Die Vielzahl niedriger Wasserstoffbedarfe

### H<sub>2</sub>-Bedarf je Gemeinde 2045 im Szenario "Basis"

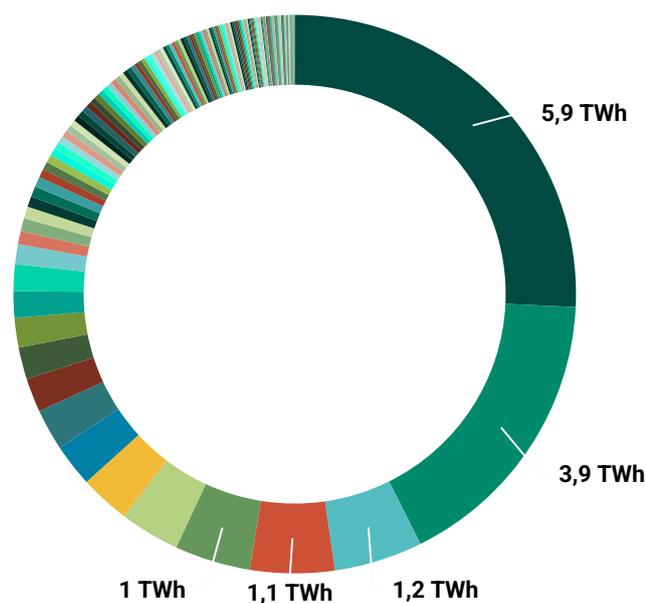


Abbildung 13: H<sub>2</sub>-Bedarf je Gemeinde im Jahr 2045 im Szenario "Basis".

spiegelt zum einen die hohe Flexibilität von Wasserstoff als Energieträger wider, der potenziell fast überall und in jeder Anwendung eingesetzt werden kann; gleichzeitig jedoch als knapper Energieträger nicht in ausreichender Menge zur Verfügung steht, um überall den vollständigen Energiebedarf der Sektoren zu decken.

### 3.3 Analyse von Nachfrageclustern

Als Resultat einer anwendungsscharfen Regionalisierung der künftigen Wasserstoffbedarfe weist jede Gemeinde in Sachsen-Anhalt einen individuellen Charakter hinsichtlich ihrer Wasserstoffnachfrage auf. Um diese Unterschiede und Gemeinsamkeiten näher zu beleuchten, werden im Folgenden vier Fokuscluster – geographisch zusammenhängende Regionen Sachsen-Anhalts – mit jeweils repräsentativen Prägungen näher beschrieben. Die Lage dieser Fokuscluster innerhalb Sachsen-Anhalts ist in Abbildung 14 visualisiert.

Die Clusteranalyse fokussiert dabei das Jahr 2045, bis zu dem Übergangsprozesse abgeschlossen sind und der Zielzustand einer klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft in Sachsen-Anhalt erreicht ist. Darüber hinaus werden die Entwicklungen des Szenarios „Basis“ zugrunde gelegt. Die identifizierten strukturellen Unterschiede sind aber entsprechend qualitativ auch auf die Randszenarien anwendbar.

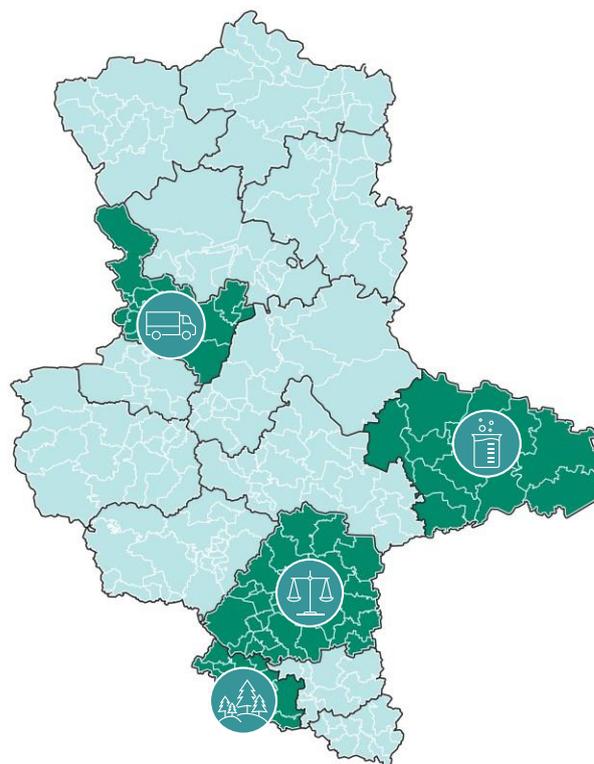


Abbildung 14: Aufteilung und Lage der Fokuscluster.

In Tabelle 2 sind zentrale Charakteristika der einzelnen Fokuscluster „Chemische Industrie“, „Ländliche Prägung“, „Verkehrsknoten“ und „Ausgewogene Nachfrage“ dargestellt. Auffällig ist insbesondere die Diskrepanz der Gesamtnachfrage von unter 0,1 TWh (Cluster „Ländliche Prägung“) und über 6 TWh (Cluster „Chemische Industrie“ und „Ausgewogene Nachfrage“). Ebenfalls liegen die Einwohnerzahlen (Faktor 9) sowie die Bevölkerungsdichte (Faktor 3) teilweise weit auseinander.

Tabelle 2: Zentrale Charakteristika der Fokuscluster im Basisszenario 2045.

<b>Fokuscluster</b>	<b>Chemische Industrie</b> 	<b>Ländliche Prägung</b> 	<b>Verkehrsknoten</b> 	<b>Ausgewogene Nachfrage</b> 
<b>Wasserstoffnachfrage [GWh/a]</b>	<b>6.568</b>	<b>49</b>	<b>682</b>	<b>6.379</b>
<i>davon Industrie</i>	6.281	26	220	3.915
<i>davon Strom und Wärme</i>	136	0	72	1.158
<i>davon Verkehr</i>	46	1	345	1.156
<i>davon Gebäude</i>	106	22	46	149
<b>Bevölkerung [T Einwohner]</b>	<b>213,6</b>	<b>48,1</b>	<b>79,0</b>	<b>435,3</b>
<b>Bevölkerungsdichte [Einwohner/km<sup>2</sup>]</b>	<b>92</b>	<b>99</b>	<b>77</b>	<b>248</b>
<b>H<sub>2</sub>-Nachfrage pro Kopf [MWh/Einwohner]</b>	<b>30,8</b>	<b>1,0</b>	<b>8,6</b>	<b>14,7</b>

Abbildung 15 zeigt die sektoralen Anteile des Wasserstoffbedarfs in den Fokusclustern und in Sachsen-Anhalt insgesamt. Die stark verschiedenen Ausprägungen belegen, dass die ausgewählten Fokuscluster – wie beabsichtigt – unterschiedliche Charakteristika in Hinblick auf die Wasserstoffnachfrage aufweisen, wie im Folgenden näher beschrieben ist.

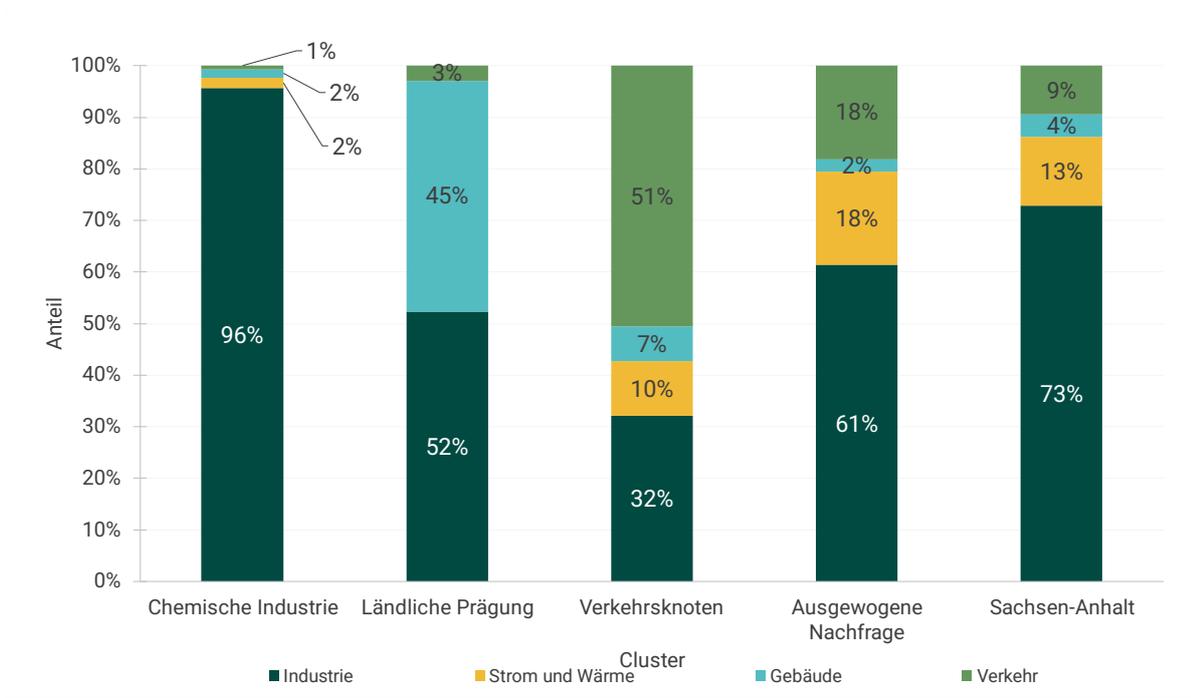


Abbildung 15: Prozentuale Zusammensetzung der Wasserstoffnachfrage in den Fokusclustern im Basisszenario 2045

### Fokuscluster 1 – Chemische Industrie

Dieses Cluster im Osten Sachsen-Anhalts ist durch den Chemie-Standort Piesteritz in der Gemeinde Wittenberg geprägt. Durch die hier ansässigen Werke ist dies das Cluster mit der höchsten Wasserstoffnachfrage. Durch die geringere urbane Prägung, insbesondere im Vergleich zu Fokuscluster 4, tragen andere Sektoren kaum zur Gesamtnachfrage bei. Vielmehr konzentriert sich knapp 90 % der Nachfrage auf die Gemeinde Wittenberg. Lediglich durch die Stadt Dessau-Roßlau ist ein Wasserstoffbedarf außerhalb der chemischen Industrie in nennenswertem Umfang zu verzeichnen. Die übrigen Gemeinden in diesem Cluster verzeichnen keinen bedeutenden Wasserstoffbedarf und sind damit vergleichbar mit den Gemeinden in Fokuscluster 2.

### Fokuscluster 2 – Ländliche Prägung

Dieses Cluster im äußersten Südwesten Sachsen-Anhalts ist ländlich geprägt und hat einer der geringsten Einwohnerzahlen aller Cluster. Zudem ist für kein Cluster – weder absolut noch pro Kopf – eine geringere Wasserstoffnachfrage ausgewiesen. Verbleibende Mengen resultieren daraus, dass

einige Wasserstoffanwendungen in ihrer exakten zukünftigen Verteilung ungewiss bleiben und daher mit einem gewissen Erwartungswert auch in Gebieten eigentlich ländlicherer Prägung auftreten können. Das sind einige energetische Anwendungen in der Industrie/dem Gewerbe oder im Gebäudesektor, für die eine Nachfrage tendenziell in geringerer Höhe und eher konzentriert erwartbar ist, für die aber grundsätzlich eine Vielzahl von Standorten infrage kommt. Insgesamt repräsentiert dieses Cluster somit die Regionen in Sachsen-Anhalt, in denen der Einsatz von Wasserstoff eher unwahrscheinlich ist. An Fokuscluster 2 zeigt sich, dass der Grad der Urbanisierung nicht alleiniger Faktor für das Niveau der Wasserstoffnachfrage ist. So ist zwar die Bevölkerungsdichte sogar höher als etwa in den Fokusclustern 1 und 3, allerdings fehlt es an der speziellen Infrastruktur (Industrie, Verkehr, Heiz-/Kraftwerke), die einen hohen Wasserstoffbedarf induzieren würde.

### **Fokuscluster 3 – Verkehrsknoten**

Durch dieses Cluster im Nordwesten Sachsen-Anhalts, in dem u.a. die Stadt Wanzleben-Börde sowie die Gemeinden Erxleben, Hohe Börde und Niedere Börde liegen, verlaufen große Teile der Autobahn A2 kurz vor dem Autobahnkreuz Magdeburg. Diese für den europäischen Schwerlastverkehr wichtige Route prägt die Nachfrage in diesem Cluster. So entfällt knapp ein Drittel der Wasserstoffnachfrage des Straßengüterverkehrs auf die autobahnnahen Gemeinden Hohe Börde, Harbke, Ingersleben, Erxleben und Barleben, da hier zukünftig der Aufbau von Wasserstofftankstellen für LKW erwartbar ist. Der übrige Verbrauch entfällt auf die nicht-chemische Industrie sowie die öffentliche Strom- und Wärmeversorgung und den Gebäudesektor. Ähnlich wie das Fokuscluster 1 ist die Nachfrage hier besonders durch einen Sektor geprägt, allerdings verteilt sie sich hier auf die oben genannten Gemeinden an der A2. Die übrigen Gemeinden sind ländlich geprägt und zu vergleichen mit Fokuscluster 2.

### **Fokuscluster 4 – Ausgewogene Nachfrage**

Dieses mit 435.000 Einwohnern bevölkerungsstärkste Cluster im Süden Sachsen-Anhalts zeichnet sich durch einen hohen Wasserstoffbedarf in mehreren Sektoren aus. Hier befinden sich zum einen mit Leuna (Methanol und Mineralölverarbeitung) und Karsdorf (Zement) Gemeinden mit wichtigen Industriestandorten. Zum anderen wird der Flughafen Leipzig/Halle diesem Cluster zugeordnet, der a) einen gewissen eigenen Wasserstoffbedarf aufweist und b) einen signifikanten Bedarf an synthetischen E-Fuels generiert. Die Produktion dieser E-Fuels ist im Rahmen der Szenarien dem Standort Leuna zugeordnet, der hierzu optimale Bedingungen aufweist. Insbesondere aus diesen Gründen ist ebenfalls eine starke Nachfrage aus dem Verkehrssektor zu verzeichnen. Die Nachfrage aus der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung sowie dem Gebäudesektor kommt hauptsächlich aus der Stadt Halle (Saale), da sich hier sowohl Kraftwerksstandorte als auch das lokale Erdgasnetz für die Umstellung auf den Einsatz von Wasserstoff eignen. In Summe weist dieses

sowohl industriell als auch urban geprägte Cluster damit den zweithöchsten Wasserstoffbedarf aller 15 Cluster aus. Besonderheit ist, dass in diesem Cluster ein nennenswerter Bedarf aus nahezu allen Wasserstoffanwendungen kommt. Die sektorale Aufteilung ist dabei im Vergleich zu den übrigen Fokusclustern sehr ähnlich zum Land Sachsen-Anhalt insgesamt.

### Analyse der saisonalen Nachfragestruktur

Die beschriebenen Charakteristika der Fokuscluster sind auch in der monatlichen Nachfragestruktur zu erkennen, die in Abbildung 16 dargestellt ist. In den Fokusclustern 2 und 4 schwankt der Wasserstoffbedarf deutlich stärker als in den Fokusclustern 1 und 3, da hier größere Anteile auf die Wärmebereitstellung (Sektoren Gebäude und Strom und Wärme) mit einer ausgeprägten saisonalen Struktur entfallen. Die Fokuscluster 1 und 3 sind durch die Industrie bzw. den Schwerlastverkehr geprägt, die eine über das Jahr konstantere Wasserstoffversorgung benötigen.<sup>4</sup>

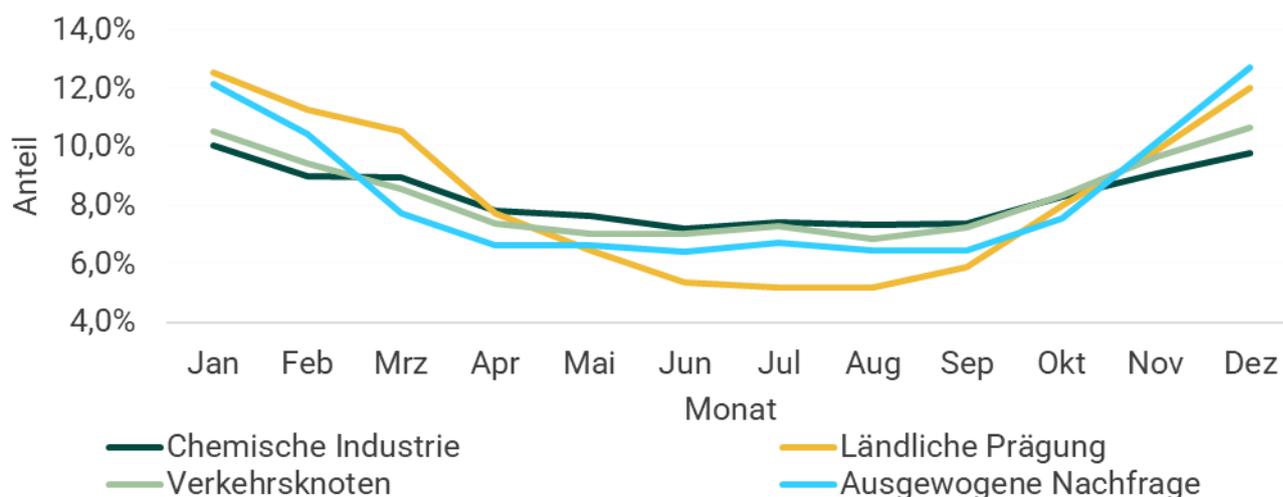


Abbildung 16: Monatliche aggregierte Nachfragestruktur der Fokuscluster

### 3.4 Fazit heutige und zukünftige Wasserstoffanwendungen in Sachsen-Anhalt

Wasserstoff kann prinzipiell in vielen Anwendungen zum Einsatz kommen. Die Steckbriefe für die heutigen und zukünftigen Wasserstoffverbraucher im Land Sachsen-Anhalt zeigen, dass der Wasserstoffverbrauch in der Industrie, ausgehend von heute bereits hohen Bedarfen in Sachsen-Anhalt,

<sup>4</sup> Für weitere Informationen zur unterjährigen Struktur der Wasserstoffbedarfe wird auf Anhang B verwiesen.

zukünftig in allen Szenarien weiter ansteigen – je nach Szenario unterschiedlich stark. Dies liegt insbes. an der Existenz von Prozessen, die sich nicht oder nur schwer durch Alternativen dekarbonisieren lassen. In den Bereichen Haushalte und Verkehr finden sich vorwiegend Energieverbräuche, die grundsätzlich sowohl durch den Einsatz von Wasserstoff als auch alternativ, insbes. durch Elektrifizierung dekarbonisieren lassen. In diesen Sektoren ist der Anteil von Wasserstoff an der Dekarbonisierung der heute noch CO<sub>2</sub>-behafteten Energieverbräuche stark szenarioabhängig. Im Strom- und Wärmeversorgungssystem ist der Bedarf nach Wasserstoff im konservativen Szenario am höchsten, da durch den höheren Stromverbrauch ein größerer Bedarf an Spitzenlastdeckung und Systemdienstleistungen besteht, welcher von Wasserstoff gedeckt wird. (Vgl. Abschnitt 3.1)

In Bezug auf die regionale Verteilung der zukünftigen Wasserstoffverbräuche ist festzuhalten, dass diese sich erwartungsgemäß stark auf die industriellen Zentren konzentriert, wo größtenteils bereits heute Wasserstoffbedarf besteht, der zukünftig grügestellt werden muss, und wo durch die Dekarbonisierung von energetischen Anwendungen zusätzlicher Bedarf entstehen wird. Weitere konzentriert auftauchende Wasserstoffbedarfe werden im Bereich der Strom- und Wärmebereitstellung an Standorten von heutigen konventionellen Kraft- und Heizwerken erwartet. Die zukünftigen Verbräuche im Gebäude- und Verkehrssektor verteilen sich stärker in die Fläche (mit Ausnahme der Flughafens Halle/Leipzig) und korrelieren mit Bevölkerungs- und Verkehrsdichten. (Vgl. Abschnitt 3.2)

Die heterogene regionale Verteilung des Wasserstoffbedarfs wird ausführlich an beispielhaften Fokusclustern beschrieben, die im Hinblick auf ihre antizipierte Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 jeweils sehr unterschiedliche Charakteristika aufweisen. Wir unterscheiden dabei insgesamt zwischen vier Fokusclustern: Chemische Industrie, ländliche Prägung, Verkehrsknoten und Regionen mit ausgewogener Nachfrage. (Vgl. Abschnitt 3.3)

## 4 Erzeugungspotenziale für grünen Wasserstoff in Sachsen-Anhalt

Um die künftigen Wasserstoffbedarfe in Sachsen-Anhalt zu bedienen, wird sich in jeder der Szenariowelten eine Wertschöpfungskette herausbilden, an deren Anfang die Wasserstofferzeugung unter Verwendung von (inländisch erzeugtem) Wind- und PV-Strom steht. Bereits heute sind erste Projekte im Betrieb und in der Planung (vgl. Infobox), die elektrochemisch produzierten Wasserstoff (insb. an Großverbraucher) liefern. Schlüsselfrage beim darüberhinausgehenden Ausbau ist die Konkurrenzfähigkeit der (grünen) Wasserstoffproduktion im Land Sachsen-Anhalt, deren zentrale Grundpfeiler in diesem Abschnitt diskutiert werden.

### H<sub>2</sub>-Projekte in Sachsen-Anhalt

In Sachsen-Anhalt hat der Leistungshochlauf für Elektrolyseure bereits begonnen. Neben bereits bestehenden Elektrolyse-Projekten sind weitere Projekte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in Sachsen-Anhalt geplant. Diese umfassen kumuliert eine installierte Leistung von ca. 350 MW<sub>el</sub>. Derzeit bereits in Betrieb oder in konkreter Umsetzung sind unter anderem die Projekte in Leuna (Megalyseur 1,25 MW, e-CO<sub>2</sub>Met 1 MW, Elektrolyseur v. Linde 24 MW) und Bitterfeld (H<sub>2</sub>-Flex 30 MW).

Die angekündigten Elektrolyse-Projekten umfassen u.a. (vgl. Abbildung rechts):

- > „doing hydrogen“ in Bitterfeld-Wolfen (25 MW)
- > „Green Hydrogen Hub“ in Leuna (100 MW)
- > „Energiepark Bad Lauchstädt“ (30 MW)
- > „EMIR“ in Profen (90 MW)
- > „Energierregion Staßfurt“ (1 MW)

Zusätzlich befinden sich weitere Projekte in der Planungsphase, für die noch keine Leistungsangaben bekannt sind.



Zunächst wird in Abschnitt 4.1 auf die Bandbreite möglicher technoökonomischer Entwicklungen der grünen Wasserstofferzeugung eingegangen. Anschließend diskutiert Abschnitt 4.2 den aktuell gültigen und künftig erwartbaren regulatorischen Rahmen der grünen Wasserstofferzeugung auf nationaler und europäischer Ebene, um auf dieser Basis relevante Konstellationen der grünen Wasserstoffproduktion abzuleiten. Schließlich werden die Flächen- und Wetterpotenziale in Sachsen-Anhalt für Erneuerbare Energien in Abschnitt 4.3 untersucht.

#### 4.1 Technoökonomischer Rahmen

Hauptausgangspunkt für die Wirtschaftlichkeit der grünen Wasserstoffproduktion in Sachsen-Anhalt ist die Entwicklung der Kosten und technischen Parameter der dazu eingesetzten Technologien. In diesem Abschnitt werden daher zunächst die zur Verfügung stehenden Technologieoptionen beschrieben und anschließend die in der Literatur diskutierten möglichen Entwicklungen quantifiziert.

Grundlage der grünen Wasserstoffproduktion ist der strombasierte Elektrolyseprozess. Hierbei wird elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt, indem unter Zufuhr von Gleichstrom Wasser ( $H_2O$ ) in einem elektrochemischen Prozess in seine Bestandteile Wasserstoff ( $H_2$ ) und Sauerstoff ( $O_2$ ) zerlegt wird. Dieser Elektrolyseprozess findet in einem Elektrolyseur statt, der aus zwei Elektroden (Anode & Kathode) besteht und durch einen Elektrolyten voneinander getrennt ist. Es gibt verschiedene Elektrolysetechnologien, die sich in ihren Eigenschaften, ihrer technischen Reife und ihren Parametern unterscheiden:

- Die **alkalische Elektrolyse (AEL)** nutzt eine hochkonzentrierte Kalilauge als Elektrolyt und Elektroden aus Stahl oder vernickeltem Stahl, die durch das Diaphragma-Verfahren voneinander getrennt werden.<sup>5</sup> Aufgrund der kostengünstigen Materialien und der technologischen Reife ist die AEL aktuell die günstigste Form der Elektrolyse in Bezug auf die spezifischen Investitionskosten.<sup>6</sup> Das bewährte Verfahren der AEL ist äußerst stabil und kann über lange Betriebszeiten von bis zu 90.000 Stunden genutzt werden. Ihre Stärke liegt in der Fähigkeit, einen konstanten Betrieb aufrechtzuerhalten. Allerdings weist die AEL Schwächen im Bereich der Flexibilität auf. Sie ist weniger anpassungsfähig bei Laständerungen und verliert im Vergleich zu anderen Verfahren schneller an Effizienz. Ein weiteres Problem ist die Entsorgung der hochätzenden Kalilauge, die eine spezielle Behandlung erfordert.<sup>7</sup>

---

<sup>5</sup> Vgl. ZSW (2018).

<sup>6</sup> Vgl. DIHK (2020).

<sup>7</sup> Vgl. IEA (2019), IRENA (2020).

- > Die **Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM)** setzt auf Iridium und Platin als Elektrodenmaterialien sowie eine gasdichte Kunststoffmembran (z.B. Nafion) zur Trennung.<sup>8</sup> Trotz des jungen Alters der PEM-Technologie ist sie technologisch bereits sehr ausgereift und auf dem Markt etabliert.<sup>9</sup> Diese Technologie zeichnet sich durch ihre Schnelligkeit bei Laständerungen und ihre hohe Effizienz im Teillastbetrieb aus. Im Gegensatz zur AEL benötigt sie keinen ätzenden Elektrolyten, was sie umweltfreundlicher macht. Neben Effizienz- und Umweltaspekten ermöglicht die hohe Stromdichte der PEM-Elektrolyse vor allem eine kompakte Bauweise.<sup>10</sup> Der notwendige Einsatz von korrosionsbeständigen Bauteilen, die dem sauren Elektrolyten standhalten müssen, führt zu höheren Investitionskosten bei der PEM-Elektrolyse.<sup>11</sup> Diese werden jedoch durch kontinuierliche Fortschritte in der Herstellungstechnologie gemindert.<sup>12</sup>
- > Die **Anion-Austausch-Membran-Elektrolyse (AEM)** hat das Potenzial, die Vorteile von PEM und AEL in einer Technologie zu vereinen, indem sie, wie die PEM-Elektrolyse, eine Trennung der Elektroden durch eine gasdichte polymerbasierte Kunststoffmembran nutzt, aber kostengünstigere Materialien wie Nickel für die Elektroden verwendet.<sup>13</sup> Dieses Konzept verspricht eine vielversprechende Zukunft, befindet sich jedoch noch in der Entwicklungsphase. Die begrenzte industrielle Nutzung und die Fokussierung auf kleinere Anwendungen (max. 1 MW<sub>el</sub>) erschweren derzeit noch eine umfassende Bewertung für größere Skalierungen.
- > Die **Hochtemperaturelektrolyse (HTEL)** hebt sich von den bisherigen Verfahren ab, indem es überhitzten Dampf und keramische Feststoffmembranen verwendet.<sup>14</sup> Betrieben bei extrem hohen Temperaturen zwischen 700-1000 °C, bietet die HTEL einen Vorteil in der effizienten Nutzung von Abwärme und erzielt die höchsten elektrischen Wirkungsgrade. Darüber hinaus bietet die HTEL den Vorteil, dass sie reversibel zur Stromerzeugung genutzt werden kann.<sup>15</sup> Allerdings ist ihre träge Reaktionsfähigkeit beim Start ein Nachteil, während die hohen Temperaturen die Materialien stark beanspruchen, was zudem zu einer Einschränkung der Lebensdauer führt.<sup>16</sup>
- > Zudem ist eine Voraussetzung das Vorhandensein geeigneter (und ungenutzter) Abwärmepotenziale.

---

<sup>8</sup> Vgl. Prognos (2020), ZSW (2018).

<sup>9</sup> Vgl. Precedence Research (2022).

<sup>10</sup> Vgl. NOW GmbH (2018), Fraunhofer ISE (2019).

<sup>11</sup> Vgl. IRENA (2020).

<sup>12</sup> Vgl. Fraunhofer ISE (2022).

<sup>13</sup> Vgl. IRENA (2020).

<sup>14</sup> Vgl. IRENA (2020), ZSW (2018).

<sup>15</sup> Vgl. Prognos (2020), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (2020), Sunfire GmbH (2022).

<sup>16</sup> Vgl. NOW GmbH (2018), Öko-Institut (2020).

In der Gesamtbetrachtung zeigen diese Elektrolyseverfahren ein breites Spektrum an Möglichkeiten für die strombasierte Wasserstoffproduktion. Aufgrund des noch vergleichsweise jungen Forschungs- und Entwicklungsstadiums der AEM und HTEL sowie der stärker verbreiteten Anwendung der AEL und PEM wird in den folgenden Analysen primär auf die **AEL und PEM als Niedertemperatur-Elektrolyseverfahren** abgestellt. Um der Bandbreite der in der Literatur diskutierten technoökonomischen Parameter Rechnung zu tragen, werden den drei Szenarien „Konservativ“, „Basis“ und „Progressiv“ jeweils konsistente, aber sich unterscheidende Parameterbereiche zugeordnet, wie in Tabelle 3 dargelegt.

Hervorzuheben sind zwei **Kuppelprodukte**, die bei der Wasserstoffelektrolyse anfallen: Abwärme und Sauerstoff. **Sauerstoff** ( $O_2$ ) entsteht im Elektrolyseprozess durch die Spaltung des Wasser-Atoms ( $H_2O$ ) in Wasserstoff ( $H_2$ ) und Sauerstoff ( $O_2$ ). Dieser findet Abnehmer bei industriellen Prozessen, insbesondere zur Erhöhung von Verbrennungstemperaturen. Für nicht aufbereiteten Sauerstoff finden sich in der Literatur branchenübliche Preise von ca. 0,04 €/kg $O_2$ .<sup>17</sup> Neben Sauerstoff entsteht beim Elektrolyseprozess darüber hinaus auch **Abwärme**, welche bspw. in nahegelegene Wärmenetze eingespeist werden kann. Das Temperaturniveau ist für die Einspeisung in klassische Wärmenetze teilweise zu niedrig, daher ist ggf. eine weitere Anhebung mittels Wärmepumpe sinnvoll. Die dadurch erzielbaren Erlöse sind bspw. abhängig von der alternativen Wärmeversorgung, den aktuellen Energiekosten und Wärmebedarfen etc. und unterscheiden sich daher auch im Jahresverlauf, liegen durchschnittlich aber bei ca. 0,10 – 0,13 €/kg $H_2$ . Über diese Kuppelprodukte hinaus sind auch bspw. Zusatzerlöse durch die Erbringung von Systemdienstleistungen (insb. Regelreserven) möglich. Eine belastbare, langfristige quantitative Abschätzung dieser Zusatzerlöse ist allerdings mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden und geht über den Umfang der vorliegenden Studie hinaus. Aus diesem Grund wurden Zusatzerlöse durch Systemdienstleistungen in den folgenden Analysen nicht explizit unterstellt.

---

<sup>17</sup> Vgl. Landkreis Neustadt an der Waldnaab (2021).

Tabelle 3: Technoökonomische Parameter für Niedertemperatur-Elektrolyseverfahren.

Parameter	Einheit	Szenario	2030	2045	Quelle
<b>Investitions- kosten</b>	$\frac{\text{€}_{2023}}{\text{kW}_{el}}$	Konservativ	850	700	Abschätzungen auf Basis von [2],[4],[5],[6],[8],[9], [10]
		Basis	675	500	
		Progressiv	475	250	
<b>Operation + Maintenance (O+M)</b>	$\frac{\%_{Invest}}{a}$			3,5	Abschätzungen auf Basis von [1],[2],[3]
<b>Annualisierte Fixkosten (inkl. O+M)</b>	$\frac{\text{€}}{\text{kW}_{el}a}$	Konservativ	113 - 180	93 - 106	[2],[4],[5],[6],[8],[9], [10]
		Basis	90 - 106	66	
		Progressiv	63 - 80	33 - 39	
<b>Wirkungsgrad</b>	%		70	75	[4],[5],[6]
<b>Lebensdauer</b>	<i>Tsd. h</i>		70 - 100	100 - 150	[4],[5],[6]
<b>Wasserbedarf*</b>	$\frac{l}{\text{kg}_{H_2}}$			12 - 17	[7],[11]
<b>Nutzbares Ab- wärmepotenzial</b>	$\frac{\text{kWh}_{th}}{\text{kg}_{H_2}}$		9,6	7,4	eigene Berechnung
<b>Potenzial Sau- erstoffabgabe</b>	$\frac{\text{kg}_{O_2}}{\text{kg}_{H_2}}$			8	[12]

Quellen: [1] BDI (2021), [2] Hydrogen Council, McKinsey & Company (2021), [3] Wagner, Elbling & Company (2020), [4] IRENA (2020), [5] IEA (2019), [6] Ludwig Bölkow Systemtechnik und Schultz Projekt Consult (2022), [7] Siemens Energy (2023), [8] Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (2020), [9] Fraunhofer ISE (2022a), [10] Prognos (2020), [11] HARDO Heuer GmbH (2023), [12] Hanke-Rauschenbach & Peterssen (2021)

\*Wasserbedarf für Elektrolyseprozess inkl. vorgeschaltete Wasseraufbereitung (Demineralisierung, VE-Wasser)

## Exkurs: Blauer/Grauer Wasserstoff vor Ort

Eine etablierte Technologie zur (konventionellen) Wasserstofferzeugung ist die Dampfreformierung von Erdgas. Dabei reagiert Erdgas unter Zufuhr von Wasserdampf zu Wasserstoff und Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) – diese Art von Wasserstoff wird als **grauer Wasserstoff** bezeichnet. Wird das bei der Dampfreduktion entstehende CO<sub>2</sub> mittels Carbon Capture Storage (CCS) abgetrennt und beispielweise unterirdisch langfristig gespeichert, so wird dies als **blauer Wasserstoff** bezeichnet. In Sachsen-Anhalt existieren derzeit Dampfreformer zur Belieferung von Großkunden der Grundstoffchemie mit (grauem)Wasserstoff, für die eine zukünftige Nachrüstung mit CCS denkbar wäre. Für graue bzw. blaue Wasserstofferzeugung werden in den weiteren Analysen folgende **techno-ökonomische Parameter** angenommen:

Parameter	Einheit	2030	Quelle
CO <sub>2</sub> -Preis	$\frac{\text{€}_{2023}}{t_{CO_2}}$	150	[1]
Erdgaspreis	$\frac{\text{€}_{2023}}{MWh_{th}}$	24	[1]
CO <sub>2</sub> -Intensität Erdgas	$\frac{t_{CO_2}}{MWh}$	0,2014	[1]
Wirkungsgrad Dampfreformierung	%	65	[1]
Cost of Capture	$\frac{\text{€}_{2023}}{t_{CO_2}}$	55	[2]
Abscheidungsrate	%	90	[3]
Kosten grauer H <sub>2</sub>	$\frac{\text{€}_{2023}}{MWh}$	83,4	Eigene Berechnung
Kosten blauer H <sub>2</sub>	$\frac{\text{€}_{2023}}{MWh}$	56,9	Eigene Berechnung

Quellen: [1] Fraunhofer ISI (2021), [2] Global CCS Institute (2021), [3] Öko-Institut (2020)

## 4.2 Regulatorische Konstellationen der grünen Wasserstofferzeugung

Neben technoökonomischen Potenzialen und Parametern ist insbesondere der regulatorische Rahmen entscheidend für die Produktion von grünem Wasserstoff. Hierbei sind zwei Ebenen zu berücksichtigen: die europäische Ebene, insbesondere die Definition von grünem Wasserstoff im Kontext der Erneuerbaren-Energien-Richtlinien, und der bestehende nationale Rahmen der

elektrochemischen Wasserstoffproduktion. Beide werden innerhalb dieses Abschnittes zusammenfassend entsprechend ihres neuesten Standes beschrieben, bevor auf dieser Basis die regulatorisch relevanten Konstellationen der Produktion von grünem Wasserstoff abgeleitet werden. Diese stehen entsprechend im Fokus der folgenden Analysen.

#### 4.2.1 Europäische Regulierung der Erzeugung von grünem Wasserstoff

Auf europäischer Ebene definiert bereits die Erneuerbaren-Direktive selbst Mindestanforderungen<sup>18</sup>, die mittels eines am 10.02.2023 publizierten delegierten Rechtsaktes weiter präzisiert bzw. ergänzt wurden. Zusammengefasst werden fünf wesentliche<sup>19</sup> Konstellationen der „grünen“ elektrochemischen Wasserstoffproduktion beschrieben (vgl. Abbildung 17).

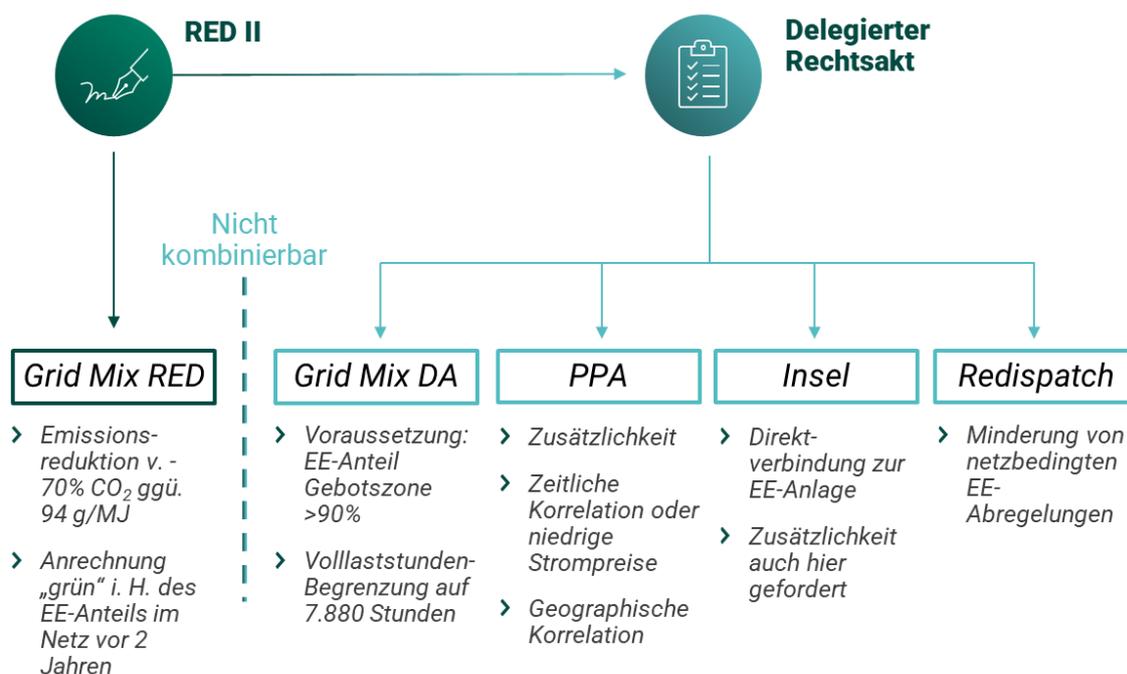


Abbildung 17: Regulatorische Erzeugungskonstellationen für grünen Wasserstoff

Die Konstellationen 2 – 5 leiten sich aus dem Delegierten Rechtsakt ab und sind miteinander kompatibel, d.h. es kann im Betrieb eines Elektrolyseurs zwischen den Konstellationen gewechselt

<sup>18</sup> Vgl. Art. 27 (3), Satz 7, Richtlinie (EU) 2018/2001.

<sup>19</sup> Zzgl. Anlagen zu Forschungs-, Demonstrations- und Testzwecken.

werden. Die erste Konstellation „Grid-Mix RED“ ist dagegen alleinstehend und ist direkt auf die Bestimmungen in der Erneuerbaren-Direktive zurückzuführen. Im Folgenden werden die Konstellationen näher beschrieben, mit einem Fokus auf die Regelungen ab 2030 als dem ersten Stichjahr der vorliegenden Studie.

**Grid-Mix RED** ist als Option in der bereits 2018 verabschiedeten Erneuerbaren-Direktive angelegt und beschreibt Kriterien, unter denen mittels Netzstrom produzierter Wasserstoff „grün“ auf die vorgesehenen EE-Ziele im Verkehrssektor angerechnet werden darf.<sup>20</sup> Unter dieser Maßgabe entspricht der grüne Anteil der Wasserstoffproduktion eines Elektrolyseurs mit Stromentnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung dem Anteil der Erneuerbaren-Stromerzeugung, mit einer Verzögerung von 2 Jahren. Eine weitere, grundsätzliche Bedingung für eine Anrechnung als „Erneuerbar“ ist eine Emissionsreduktion von mindestens 70% CO<sub>2</sub><sup>21</sup> gegenüber einem Referenzwert von 94 gCO<sub>2</sub>/MJ, was – unter Abstraktion von sonstigen Lifecycle-Emissionen bei der Wasserstoffproduktion – eine gewisse Dekarbonisierung des Stromsystems voraussetzt, ausgedrückt durch eine hinreichend niedrige Emissionsintensität des Strommixes.

Unter der Variante **Grid-Mix (DA)** wurde mit dem delegierten Rechtsakt eine zweite Möglichkeit geschaffen, mittels Netzstrom grünen Wasserstoff zu produzieren. Voraussetzung dafür ist ein hinreichend hoher durchschnittlicher Anteil erneuerbarer Stromerzeugung an der Stromerzeugung (korrigiert um Nettoimporte) in der entsprechenden Gebotszone, gemessen im Vorjahr. Übersteigt dieser Anteil erstmals den Wert von 90%, ist die Anwendung der Produktionskonstellation für zunächst 5 Jahre möglich. Ist diese Voraussetzung nicht erfüllt, die Emissionsintensität von Strom in der Gebotszone jedoch unter 18 gCO<sub>2</sub>-Äq./MJ liegt (bspw. durch hohe Anteile Atomstrom), ist die Produktion von grünem Wasserstoff weiterhin möglich. Die 5 Jahre Regelung gilt entsprechend.

### H<sub>2</sub> via Grid-Mix (DA)

Einmal zugelassen, ermöglicht diese Option annähernd unrestringierten Elektrolysedispatch bei Vollanrechnung des Wasserstoffs als „grün“:

Technische Verfügbarkeit und Strompreispitzen beschränken mögliche & wirtschaftliche VLH des Elektrolyseurs auf deutlich unter 8.760 Stunden.

Die niedrigstmögliche VLH-Beschränkung des Einsatzes beträgt 7.880 h/a.

<sup>20</sup> Vgl. Art. 25 (3), Direktive (EU) 2018/2001.

<sup>21</sup> Vgl. Art. 25 (2), Direktive (EU) 2018/2001.

## H<sub>2</sub> via Redispatch EE

Verfügbarkeit und Anwendbarkeit dieser Produktionsoption ist nicht planbar und eher Mitnahme-Effekt als Grundlage eines Business-Case.

Stattdessen: Anreiz für erzeugungsnahe Standortwahl in Netzgebieten

Die Wasserstoffproduktion des Elektrolyseurs wird im Rahmen dieser Produktionskonstellation bis zu einer maximalen Volllaststundenbegrenzung „grün“ angerechnet. Diese Begrenzung bestimmt sich als Produkt der Stunden eines Jahres mit dem EE-Anteil. Letzterer beträgt entsprechend des Mindestanteils zwischen 90% - 100%. Es bestehen keine sonstigen Einschränkungen beim Einsatz des Elektrolyseurs.

Mit **Redispatch EE** wird die dritte Möglichkeit benannt, grünen Wasserstoff mittels gewöhnlichem Netzstrom zu produzieren. Voraussetzung ist der

Nachweis, dass a) zum Produktionszeitpunkt die Einspeisung Erneuerbarer Energien heruntergeregelt wurde, und b) der Einsatz des Elektrolyseurs die Abregelung der Einspeisung Erneuerbarer Energien im jeweiligen Netzgebiet verringert hat. Der Nachweis ist dabei je *imbalance settlement period* (ISP) zu erbringen; in Deutschland also viertelstündlich.

Eine Alternative zum Netzbezug ist ein 100%-erneuerbarer Strombezug. Die erste Möglichkeit dazu ist eine **Direktverbindung (Insel)** zwischen Elektrolyse und der Erneuerbare Energien-Anlage und der sofortige Verbrauch der Stromerzeugung im Elektrolyseur bzw. wenn es sich um ein und dieselbe Anlage handelt. Wenn die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom und die Wasserstoff erzeugende Anlage außerdem auch an das Netz angeschlossen sind, muss mit Hilfe eines intelligenten Messsystem nachgewiesen werden, dass der zur Wasserstoffherzeugung verwendete Strom über den Direktanschluss geliefert wird.

Unter diesen Umständen ist die Anrechnung des produzierten Wasserstoffs als „grün“ möglich, sofern die Stromerzeugungsanlage nicht früher als 3 Jahre vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen wurde. Darunter fallen auch EE-Erzeugungsanlagen, die – beispielsweise gegen Ende ihrer technischen Lebensdauer – „repowered“ wurden<sup>22</sup>, die also substanzielle Ertüchtigungsinvestitionen durchlaufen haben. Sofern diese

## H<sub>2</sub> mit 100% EE-Strom

Die voraussichtlich bedeutsamsten Konstellationen in Ländern mit weniger als 90% EE-Anteil am Strommix werden PPA und Direktverbindung sein.

Deutschland strebt für 2030 einen EE-Anteil im Strommix von 80% an.

Bis in die 2030er Jahre wird der H<sub>2</sub>-Elektrolyse mit 100% EE-Strom daher in Deutschland eine wichtige Rolle zukommen.

<sup>22</sup> Vgl. Art. 2 (10) Directive (EU) 2018/2001.

30% der für eine Neuanlage benötigten Investitionen überschreiten, gelten auch sie als neu in Betrieb genommen.

Die zweite Möglichkeit eines 100% Erneuerbaren Strombezugs ist über ein **Power-Purchase-Agreement (PPA)**. Bei einem PPA handelt es sich um einen häufig langfristig angelegten, bilateralen und anlagengebundenen Stromliefervertrag über eine fixierte oder prognostizierte Strommenge. Im Gegensatz zur Konstellation 4 befinden sich Elektrolyseur und EE-Anlage nicht zwangsläufig in direkter räumlicher Nähe zueinander, da das öffentliche Netz zum Stromtransport genutzt wird. Um im Rahmen dieser Konstellation grünen Wasserstoff zu produzieren, müssen die drei Bedingungen **Zusätzlichkeit**, **zeitliche** und **geografische Korrelationen** erfüllt sein.

- **Zusätzlichkeit:** ähnlich den Vorgaben bei der Direktverbindung darf die EE-Erzeugungsanlage nicht früher als 3 Jahre vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen werden, wobei auch hier ertüchtigte Anlagen als Neuinbetriebnahme gewertet werden. Darüber hinaus werden geförderte Anlagen ausgeschlossen, sofern die erhaltenen Förderungen nicht zurückgezahlt werden, die Anlagen für Forschung, Erprobung und Demonstration genutzt werden oder lediglich vor einer erfolgten Ertüchtigung gefördert wurde. Das Kriterium der Zusätzlichkeit ist mit einer Einführungsperiode versehen und muss von Anlagen, die vor 2027 in Betrieb genommen werden, zunächst (bis einschl. 2036) nicht erfüllt werden.
- **Zeitliche Korrelation:** Erzeugung und Verbrauch müssen bis zum Ende 2029 auf Monatsbasis, ab 2030 auf stündlicher Basis synchronisiert sein. Dabei ist die Nutzung von Speichern ‚behind the meter‘ zulässig. Alternativ kann die Elektrolyse in Stunden besonders niedriger Strompreise erfolgen. Da die Strommenge weiterhin vollständig durch das PPA gedeckt sein muss, handelt es sich dabei lediglich um eine Verschiebung der Erzeugung. Dies ermöglicht einen marktdienlicheren Einsatz der Elektrolyseure. Die Vorschriften bezüglich der zeitlichen Korrelation können ab dem 1. Juli 2027 angewendet werden.
- **Geografische Korrelation:** Elektrolyseur und EE-Anlage befinden sich entweder in derselben Gebotszone, oder in benachbarten Gebotszonen, sofern der Strompreis in der Gebotszone der EE-Anlage zum Zeitpunkt der Wasserstoffherzeugung gleich oder höher ist. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass der Elektrolyseur die Auslastung der Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen nicht weiter belastet. Darüber hinaus wird Mitgliedsstaaten ermöglicht, weitere geographische Einschränkungen zu fordern.

Diese Kriterien für die Produktion von grünem Wasserstoff werden sich voraussichtlich auch auf **Importe** erstrecken. Das bedeutet, dass auch im außereuropäischen Ausland erzeugter Wasserstoff nur dann als „grün“ anerkannt wird, wenn er im Kontext einer der fünf genannten Konstellationen produziert wurde.

## 4.2.2 Nationale Regulierung der Erzeugung von grünem Wasserstoff

Die Rahmenbedingungen der elektrochemischen Wasserstoffproduktion in nationaler Gesetzgebung sind geprägt durch Ausnahmeregelungen und Vergünstigungen für den Elektrolysebetrieb. Diese zielen darauf ab, den Kapazitätshochlauf von Elektrolyseuren durch eine Verringerung der variablen Kosten zu beschleunigen.<sup>23</sup> Nach derzeitigem Stand sind Befreiungen von der **Stromsteuer**, den **Strom-** und **Gaseinspeisenentgelten** sowie der **Offshorenetz-** und **KWKG-Umlage** möglich. Im Folgenden werden diese Befreiungen, ihre Grundlagen und Voraussetzungen zusammenfassend erläutert.

- Befreiung von der **Stromsteuer**: gemäß §9a Abs. 1 Satz 1 StromStG fällt für Elektrolysestrom keine Stromsteuer an. Um von dieser Befreiung zu profitieren, muss es sich beim Betreiber um ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes handeln. Letzteres umfasst sowohl die Energiewirtschaft als auch einen Großteil der möglichen Wasserstoffabnehmer; entsprechend also die meisten infrage kommenden Betreiber eines Elektrolyseurs.

Die Stromsteuerbefreiung gilt dabei lediglich für jenen Strombezug, der die Elektroden erreicht. Dagegen wird der sonstige Stromverbrauch bei der Wasserstoffherzeugung, also bspw. für Mess- und Steuerungstechnik, nicht befreit.<sup>24</sup>

- Befreiung von den **Strom- und Gaseinspeisenentgelten**: gemäß §118 Abs. 6 EnWG sind Elektrolyseure, die zwischen 2011 und 2026 in Betrieb genommen werden, für 20 Jahre von den Netzentgelten für Strom befreit. Darüber hinaus sind bei einer Einspeisung ins Gasnetz nach ggf. erfolgter Methanisierung keine Einspeiseentgelte fällig. Die Dauer der Befreiung korrespondiert mit der in Abschnitt 4.1 beschriebenen durchschnittlichen technischen Lebensdauer der Elektrolyse.

Derzeit ist die Befreiung auf Inbetriebnahmejahre bis 2026 beschränkt; im Rahmen der aktuellen EnWG-Novelle wird derzeit eine Verlängerung um 3 Jahre im parlamentarischen Raum diskutiert. Im ersten Stichjahr 2030 ist dies also voraussichtlich nur noch für Bestandsanlagen relevant.

- Befreiung von **KWKG-** und **Offshore-Netzumlage**: grundsätzlich existieren zwei Möglichkeiten einer Befreiung von KWKG- und Offshore-Netzumlage, die ursprünglich als Beiprodukt einer EEG-Umlagebefreiung ins Leben gerufen wurden. Dabei handelt es sich erstens um die vollständige Befreiung bei der Produktion von grünem Wasserstoff, und zweitens um die anteilige Befreiung bei stromkostenintensiven Unternehmen durch eine Anpassung der Besonderen

---

<sup>23</sup> Vgl. EWI (2022).

<sup>24</sup> Vgl. Bundesfinanzhof (2015).

Ausgleichsregelung (BesAR). Die beiden Optionen sind exklusiv, schließen sich also gegenseitig aus.

- **Vollständige Befreiung:** wird Strom zur Herstellung von grünem Wasserstoff produziert, so verringert sich die KWKG-Umlage gem. §27d KWKG und aufgrund des Verweises in § 17f Abs. 5 EnWG auf diese Norm auch die Offshore-Netzumlage auf null.
- Zu diesem Zwecke wurde mit Abschnitt 3b EEG eine nationale Definition der Produktion von grünem Wasserstoff geschaffen, die allerdings laut § 12h Abs. 2 unverzüglich an Europäische Normen angepasst werden wird, sobald diese beschlossen wurden (vgl. Abschnitt 4.2.1). Da bis zum ersten relevanten Stichjahr 2030 vom Vorliegen einer europäischen Definition ausgegangen werden kann, werden diese Kriterien hier nicht weiter diskutiert.
- Eine Alternative ist die **teilweise Befreiung** für stromkostenintensive Unternehmen, basierend auf §§ 63 Abs. 1a, 64a EEG 2021. Die KWKG-Umlage kann dabei nach §27 Abs. 1 KWKG auf 15%, aber nicht weniger als 0,03 ct/kWh verringert werden. Aufgrund des Verweises in § 17f Abs. 5 EnWG auf diese Norm gilt dies analog auch für die Offshore-Netzumlage. Die Befreiung erfolgt dabei auf den gesamten Stromverbrauch des entsprechenden Unternehmens, und nicht nur den Stromverbrauch der Elektrolyse.
- Für eine Befreiung muss ein Unternehmen Industriegase herstellen und die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff den größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung des Unternehmens leisten. Die Befreiung kann allerdings nicht selbständigen Teilen eines Unternehmens gewährt werden.<sup>25</sup>

Zusammenfassend lassen sich die Stromkosten der Wasserstoffelektrolyse bei der Produktion von grünem Wasserstoff bzw. der Zugehörigkeit zur stromkostenintensiven Industrie auf einen Wert nahe der reinen Energiekosten reduzieren. Abbildung 18 illustriert diesen Umstand anhand der derzeit gültigen, durchschnittlichen Stromkosten für industrielle Großabnehmer. Diese Befreiungen sind bei einer vollständigen Stromentnahme aus dem Netz der öffentlichen Versorgung möglich.

---

<sup>25</sup> Für vertiefende Informationen vgl. BAFA (2022).

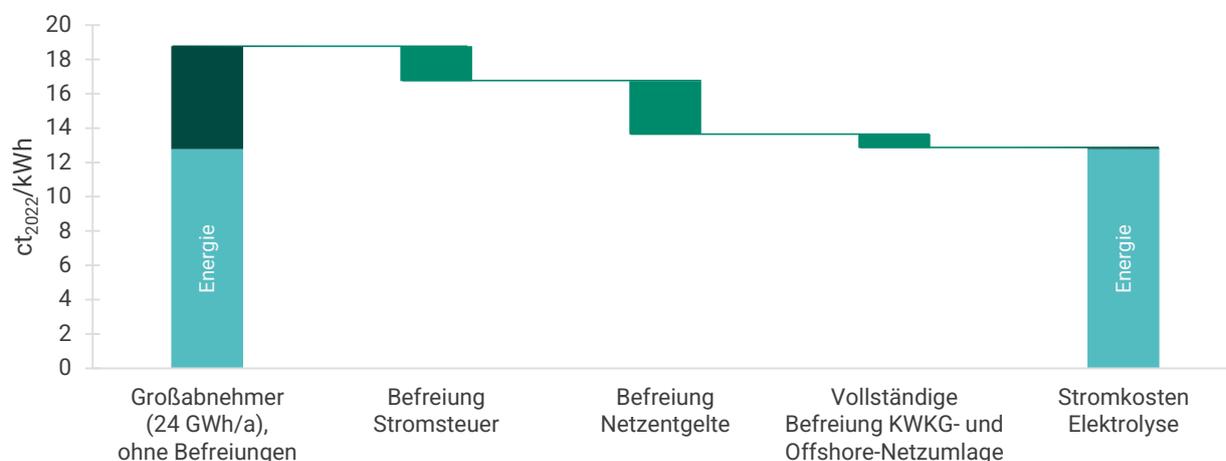


Abbildung 18: Indikative Stromkosten und Befreiungen für Elektrolyseure 2022

Kosten exkl. EEG-Umlage i. H. v. 3,72 ct/kWh für das erste Halbjahr 2022.  
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis v. BNetzA (2022).

#### 4.2.3 Relevante regulatorische Konstellationen der grünen Wasserstoffherzeugung in Sachsen-Anhalt

Vor dem Hintergrund der regulatorischen Vorgaben auf europäischer und nationaler Ebene kristallisieren sich relevantere und weniger relevante Erzeugungskonstellationen heraus.

- Insbesondere aufgrund der Inkompatibilität mit den sonstigen Betriebskonzepten ist das Modell „**Grid-Mix RED**“ wenig attraktiv. Darüber hinaus ist das Modell aufgrund der deutlich geringeren Wertigkeit von elektrochemischem Wasserstoff ohne „Grün-Eigenschaft“ in Deutschland bis einschließlich 2030 nicht wirtschaftlich abbildbar, sofern die Emissionsintensität im Strommix eine Anwendung überhaupt erlaubt.
- Die Errichtung von Erneuerbaren Energien und Elektrolyseuren in einem **Inselnetz** bzw. in Direktverbindung bedeutet zunächst eine deutliche Einschränkung hinsichtlich der optimalen Anlagenauslegung eines Elektrolyseurs und der zur Verfügung stehenden EE-Potenziale (gegenüber einer PPA-Lösung, s. unten). Dem gegenüber sind aufgrund der nationalen Regulierung jedoch keine nennenswerten Vorteile bei Stromnebenkosten, wie sie sonstige Direktverbraucher realisieren können, zu erwarten. Im derzeitigen Regulierungsrahmen ggf. vorhandene

gesamtsystemische Vorteile durch Direktverbrauch vor Ort, wie eine Entlastung der Strom-Netzinfrastruktur, spiegeln sich nicht in Anreizen für die Investoren wider.

- Dem Erzeugungsmodell „**Redispatch EE**“ wird erwartbar eine untergeordnete Rolle als Einsatzregime zukommen. Das liegt daran, dass den Kriterien genügenden Energiemengen zum einen (naturgemäß) schlecht planbar sind, zum anderen ihre absolute Höhe nicht für einen wirtschaftlichen Elektrolysebetrieb ausreichen dürfte. Aus diesem Grund schafft das Modell vor allem Anreize zur Standortwahl *vor oder hinter* einem größeren Netzengpass, der regelmäßige Abregelungen von EE erwartbar macht.

Damit verbleiben die Erzeugungsvarianten „PPA“ und „Grid-Mix DA“ als relevante Konstellationen.

- Für das **Untersuchungsjahr 2030** steht das Modell „**PPA**“ aus dem Delegierten Rechtsakt im Vordergrund. Gegenüber dem „Insel“-Modell profitiert es von einer deutlich freieren Anlagendimensionierung, einer freieren Auswahl und Kombination von EE-Erzeugungsanlagen (bspw. PV-Anlagen im Süden und Windenergieanlagen im Norden). Zu beachten sind die im Jahr 2030 erwartbar geltenden Vorgaben bzgl. Zusätzlichkeit der Anlagen und Zeitgleichheit zwischen Erzeugung und Verbrauch (monatlich oder stündlich). Im weiteren Verlauf der Analysen wird von einem Fortbestehen der derzeit gültigen, monatlichen Zeitgleichheitsanforderungen über 2030 hinaus ausgegangen. (Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen werden zusätzlich die Auswirkungen einer Anforderung stündlicher Zeitgleichheit untersucht. Vgl. dazu Abschnitt 6.4)
- Für das **Untersuchungsjahr 2045** ist das Modell „**Grid-Mix DA**“ die ökonomisch aus Sicht eines Anlagenbetreibers strikt dominante Erzeugungskonstellation, da es einen de facto unrestringierten Elektrolyse-Dispatch nach Strompreisen ermöglicht. Hintergrund ist, dass in allen Szenarien für den Zeitraum zwischen 2030 und 2045 von einem nachhaltigen Überschreiten der geforderten Mindestmarke von 90% Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch innerhalb der deutschen Gebotszone ausgegangen wird. Klarer Vorteil gegenüber dem Konzept „PPA“ ist die Aufhebung einer Anlagenbindung, die den Einsatz der Elektrolyse nicht an die Einspeisung bestimmter Anlagen koppelt, sondern implizit an die Einspeisung aller Erneuerbarer Energien (operationalisiert über den Strompreis).<sup>26</sup>

Somit wird im Folgenden in den Analysen für das Betrachtungsjahr 2030 auf das Erzeugungskonzept im Modell „PPA“ fokussiert und für das Betrachtungsjahr 2045 auf das Modell „Grid-Mix DA“.

---

<sup>26</sup> Grundsätzlich ist im Modell „Grid-Mix DA“ der stündliche Einsatz der Elektrolyseure vollständig unabhängig von etwaiger Einspeisung Erneuerbarer Energien in der jeweiligen Stunde. Da die Strompreise jedoch negativ mit der Einspeisung der volatilen EE korreliert sind, kann in der Folge von einer „impliziten Kopplung“ des Elektrolysedispatches an die summarische EE-Einspeisung in der jeweiligen Gebotszone ausgegangen werden.

In beiden Konstellationen sind die Standorte von EE und Elektrolyseuren prinzipiell voneinander entkoppelt.

Unabhängig davon unterliegen die weiteren Untersuchungen der Prämisse, dass **die in Sachsen-Anhalt zur Wasserstoffproduktion eingesetzten Strommengen auch in Windenergie- und/oder Photovoltaik-Anlagen in Sachsen-Anhalt erzeugt** werden. Diese Prämisse geht nicht aus regulatorischen Überlegungen, sondern aus politischen Zielsetzungen hervor. Zum einen sind zum Erreichen der bundesdeutschen Klimaschutzziele erhebliche Anstrengungen in allen Bundesländern notwendig, die eine Vernachlässigung des EE-Ausbaus in Sachsen-Anhalt politisch unzulässig machen. In diesem Sinne wird unterstellt, dass die heranwachsende Wasserstoffwirtschaft auch stromseitig ihre eigene Last schultern wird, wie in der Wasserstoffstrategie des Landes vorgesehen und vorskizziert.<sup>27</sup> Zum anderen erhöht dies auch die Validität und Robustheit der weiteren Analysen vor dem Hintergrund der Regulatorik. So setzen die Konzepte des delegierten Rechtsaktes alle eine geographische Korrelation voraus, die die Möglichkeit einer Verschärfung bei der Umsetzung in nationales Recht vorsieht und die auch bspw. im Falle einer Gebotszonenteilung relevant werden könnte. Neben technoökonomischen und regulatorischen Aspekten sind aus diesen Gründen auch die EE-Flächenpotenziale in Sachsen-Anhalt von großer Bedeutung.

### 4.3 Analyse der Wind- und PV-Potenziale in Sachsen-Anhalt

#### Flächenziele in Sachsen-Anhalt

Das Land Sachsen-Anhalt zielt in aktuellen Gesetzgebungsprozessen darauf, bis zum 31.12.2032 gemäß bundesgesetzlichen Vorgaben einen Anteil von 2,2% der Landesfläche als Flächen für die Windenergie auszuweisen.

Für Freiflächen-Photovoltaik gibt es derzeit keine Flächenziele, es ist aber auch hier mit einem weiterhin ehrgeizigen Ausbau zu rechnen.

Kern dieses Arbeitspakets ist die Identifikation von Potenzialflächen für die Wind- und Solarenergie, die zukünftig für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Sachsen-Anhalt realisiert werden könnten. Die Flächenanalysen wurden landesweit mithilfe von GIS-Modellen durchgeführt, in denen die Geodaten zu verschiedenen Ausschlusskriterien berücksichtigt wurden und deren grundsätzliche Methodiken sich energieträgerübergreifend weitestgehend ähneln. Diese Kriterien wurden vorab zusammengetragen (siehe Anhang C) und unter Berücksichtigung von politischen, wissenschaftlichen und ökonomischen Aspekten abgestimmt. Die verwendeten Kriterien sollen, ausgehend vom heutigen Stand, Szenarien für die

<sup>27</sup> Vgl. MULE, MWWD & MLV (2021).

zukünftige Flächennutzung in den Jahren 2030 und 2045 abbilden, die zu einer Erreichung der unterstellten Flächenziele führen.

Dabei wurde für Freiflächen-Photovoltaik (FF-PV), die in Sachsen-Anhalt derzeit nicht regionalplanerisch gesteuert wird, sondern auf Ebene der kommunalen Bauleitplanung im Rahmen gesamt-räumlicher Konzepte erfolgt, eine einheitliche Parametrierung für Sachsen-Anhalt gewählt (siehe Tabelle 10 in Anhang C).

Für die Windenergie hingegen wurden für jede der fünf Planungsregionen individuelle Kriterien hergeleitet, die sich an den jeweiligen Besonderheiten (z.B. das Vorkommen bestimmter Vogelarten, großflächige Schutzgebiete etc.) der Regionen orientieren (siehe Tabellen 11-15 in Anhang C). Hier konnte nicht auf die bestehenden Vorranggebiete zurückgegriffen werden, da die sich in der Umsetzung befindliche Anpassung der Regionalplanung teilweise zu einer signifikanten Änderung bzw. Vergrößerung des Flächenkorridors führen wird.

Alle Kriterienkataloge der Regionalplanung wurden überdies dahingehend geprüft, ob typische Ausschlusskriterien wie z.B. Abstand zu Bestandsanlagen bei der Windkraft oder besonders gute Ackerzahlen bei Photovoltaikanlagen berücksichtigt wurden. Wenn dies nicht der Fall war, wurden für diese Kriterien typische Werte aus anderen deutschen Regionen herangezogen, gemeinsam mit dem Auftraggeber diskutiert und in die Analysen aufgenommen. Bei den Analysen für die Windkraft wurde außerdem nach einer ersten Analyse geprüft, ob die errechneten Potenziale an die aktuellen politischen Vorgaben (2,3% der jeweiligen Regionsfläche bzw. 1,6% im Harz) heranreichen. Da dies in den Regionen Harz und Altmark bei der Anwendung der harten und weichen Kriterien nicht der Fall war, wurden dort nur die harten Ausschlusskriterien berücksichtigt. In der Planungsregion Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg wurde aus gleichem Grund der Abstand zu Wohnsiedlungen von 1.000m auf 900m herabgesetzt, da dort die Ziele durch großräumige Vogelschutzgebiete nicht erreichbar wären und das Kriterium der Siedlungsabstände aktuell in vielen Regionen Deutschlands angepasst wird, um die Ausbauziele für die Windenergie zu erreichen.

Um die Kriterien abbilden zu können, wurden die entsprechenden Geodaten von verschiedenen Quellen (Open-Data-Portale, Regionale Planungsgemeinschaften, Landesamt für Umweltschutz etc.) in Sachsen-Anhalt recherchiert, angefragt und aufbereitet. Diese umfassen unter anderem Geodaten hinsichtlich der Landnutzung, Ackerzahlen, Schutzgebieten, Infrastrukturen und weiteren Kriterien. Teilweise wurden zusätzlich Pufferbereiche (z.B. um Siedlungsgebiete) hinzugefügt, falls dies aufgrund sonstiger (bspw. gesetzlicher) Rahmenbedingungen vorausgesetzt wird. Abschließend wurden die berechneten Potenzialflächen nach Abschluss der Berechnungen nach Mindestgrößen, regionalplanerischen Kriterien sowie wirtschaftlichen Faktoren weiter bewertet und bei einer möglichen Nichteignung aussortiert.

Im Folgenden werden in Abschnitt 4.3.1 zunächst die Berechnungen und Ergebnisse für das Flächenpotenzial für Neuanlagen dargelegt, bevor Abschnitt 4.3.2 auf die zukünftig durch Repowering verfügbar gemachten Potenziale eingeht. Anschließend beschreibt Abschnitt 4.3.3 die Verknüpfung der Potenziale mit den zu den Energieträgern korrespondierenden Wetterdaten.

### 4.3.1 Potenziale für Neuanlagen

Die GIS-Potenzialflächenanalysen für **Freiflächen-Photovoltaik** beruhen auf einer umfangreichen Aufstellung von Positiv- und Ausschlusskriterien (siehe Tabelle 10 in Anhang C). Die auf dieser Grundlage errechneten Potenzialflächen wurden anschließend auf Gemeindeebene aggregiert. Da-

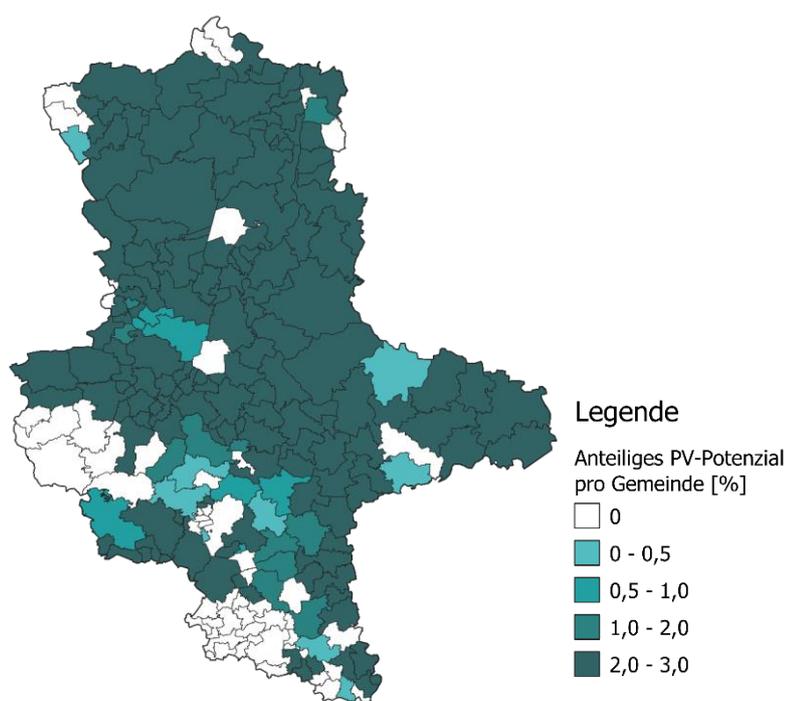


Abbildung 19: Verteilung des Potenzials für PV-Freiflächen als Anteil der Gemeindefläche

wiesener und für FF-PV relevanter Schutzgebiete. Ausnahmen treten vor allem im Harz und im Süden Sachsens-Anhalts auf, was durch flächendeckende Schutzgebiete (Harz) bzw. Böden mit besonders hohen Ackerzahlen (südliches Sachsen-Anhalt) begründet werden kann.

bei kann in fast allen Regionen Sachsens-Anhalts ein sehr großes Potenzial festgestellt werden. Eine Hauptursache dafür ist insbesondere die oft flächendeckende landwirtschaftliche Nutzung, die grundsätzlich keinen Ausschlussgrund für FF-PV darstellt. Allerdings wurden im Rahmen dieser Analyse Flächen mit für Sachsen-Anhalt vergleichsweise hohen Ackerzahlen (> 75) als Indikator für überdurchschnittlich gute und damit für die Landwirtschaft besonders wertvolle Böden nicht berücksichtigt.

Weitere Gründe für das große Potenzial sind die teils dünne Besiedlung sowie die vergleichsweise geringe Anzahl ausge-

Um für den Ausbau der Erneuerbaren Energien bedeutsame, aber in den Berechnungen nicht berücksichtigte Faktoren wie der regionalen Akzeptanz Rechnung zu tragen, wurden die maximal als Potenzial auszuweisenden Flächen in einem finalen Schritt auf jeweils 3% der Gemeindeflächen beschränkt. Das so errechnete Resultat der Potenzialanalysen ist in Abbildung 19 abgetragen.

Für das gesamte Land Sachsen-Anhalt ergibt sich ein FF-PV-Potenzial in Höhe von 2,3% der Landesfläche, was sich gemäß Tabelle 4 auf die Planungsregionen verteilt. In Summe entspricht dies auch den angestrebten Flächenzielen für die Windenergie, was für eine relativ ausgeglichene Flächenkulisse der beiden Energieträger sorgt. Die Verteilung der Potenziale auf Gemeindeebene ist in Abbildung 19 visualisiert.

Im Falle der **Windenergieanlagen** (WEA) wurden aufgrund der besonderen Stellung der Brutvögel sowie bereits detailreichen Festsetzung in den Kriterienkatalogen der regionalen Planungsgemeinschaften für Windkraftanlagen die Festlegungen in diesem Arbeitsschritt größtenteils berücksichtigt. Gemäß der darauf aufbauenden Parametrierungskataloge für die Szenarienberechnung (siehe Tabellen 11-15 in Anhang C) wurden die GIS-Potenzialanalysen für jede Planungsregion separat durchgeführt. Anders als bei FF-PV werden in der Modellierung von WEA keine Ackerzahlen berücksichtigt, da WEA im Vergleich deutlich weniger flächenintensiv sind.

Eines der ausschlaggebendsten Ausschlusskriterien für Windenergie in Sachsen-Anhalt ist hingegen die Vielfalt und flächenhafte Verbreitung heimischer Brutvogelarten und Zugvögel. Diese genießen angesichts des Einflusses von Windkraftanlagen besonderen Schutzzweck und sind daher im Modellierungsprozess von außerordentlicher Bedeutung. Besonders im Harz sowie Teilen Magdeburgs und Anhalt-Bitterfeld-Wittenbergs wird das Gesamtpotenzial durch eine Vielzahl von Brutplätzen, Flugkorridoren und Lebensräumen reduziert. Dagegen weisen die modellierten Flächen im Norden (Planungsregion Altmark) und im Zentrum (Planungsregion Magdeburg), analog zu den Ergebnissen für FF-PV, großes Potenzial auf. Dieses kann ebenfalls in Anbetracht der zuvor genannten regionalen Eigenschaften wie dem hohen Maß an landwirtschaftlich genutzten Flächen, teils dünn besiedelten Gebieten sowie wenigen Schutzgebieten erklärt werden.

Die errechneten Potenzialflächen wurden analog zum Vorgehen bei PV-Freiflächenanlagen auf maximal 3% der Gemeindefläche begrenzt. Für das gesamte Land Sachsen-Anhalt errechnet sich folglich ein Potenzial von 2,0% der Landesfläche für neue Windkraftstandorte (vgl. Tabelle 4):

Tabelle 4: Ergebnisse der Potenzialanalysen für Neuanlagen Wind und PV-Freiflächen.

<b>Planungsregion</b>	<b>PV-FF-Potenzial [ha]</b>	<b>PV-FF-Potenzial [% Fläche]</b>	<b>WEA-Potenzial* [ha]</b>	<b>WEA-Potenzial* [% Fläche]</b>
Altmark	12.647	2,7	12.600	2,7
Magdeburg	15.182	2,5	12.550	2,2
Anhalt-Bitterfeld- Wittenberg	9.244	2,7	7.650	2,1
Halle	4.438	1,5	6.050	2,0
Harz	5.135	1,4	3.300	0,9
<b>Sachsen-Anhalt</b>	<b>46.646</b>	<b>2,3</b>	<b>42.150</b>	<b>2,0</b>

\*Wind-Potenzial vor Hinzunahme v. Repowering-Potenzialen.

#### 4.3.2 Potenziale an bereits bestehenden Windstandorten

Die Erneuerung bereits bestehender Windkraftanlagen (Repowering) durch modernere, leistungsfähigere Anlagen ist ein wichtiger Bestandteil beim Ausbau der Erneuerbaren Energien, da nicht nur generell höhere Wirkungsgrade erreicht werden können, sondern auch die Gesamtzahl der Anlagen am Standort bei gleichzeitiger Leistungssteigerung reduziert werden kann. Da das Repowering ebenfalls die regulären Genehmigungs- bzw. Änderungsgenehmigungsverfahren durchlaufen muss und den raumplanerischen Vorschriften unterliegt, wurden auch für die Repowering-Potenziale GIS-Analysen auf Basis der Parametrierung auf Planungsregionsebene unter Berücksichtigung der jeweiligen Besonderheiten durchgeführt.

Als Input für die Potenzialflächenanalyse diente in diesem Fall entsprechend nicht die gesamte Landesfläche, sondern lediglich die Flächen der Bestands-Windparks, die in den vorherigen Analysen für neue Standorte für Windkraftanlagen noch als Ausschlussgebiete fungiert haben. Da ein Repowering typischerweise gegen Ende der technischen Lebensdauer einer Windkraftanlage

erfolgt, werden die Restlebensdauern von Bestandsanlagen berücksichtigt.<sup>28</sup> Dies resultiert in unterschiedlichen Repowering-Potenzialen für die Jahre 2030 und 2045, deren Verteilung auf die Gemeinden in Sachsen-Anhalt in Abbildung 20 dargestellt ist. Im Anschluss der Modellierung wurden die berechneten Repowering-Potenziale auf Gemeindefläche aggregiert und auf das zuvor berechnete Windpotenzial für Neuanlagen addiert, um das Gesamtpotenzial zu erhalten (vgl. Tabelle 5).

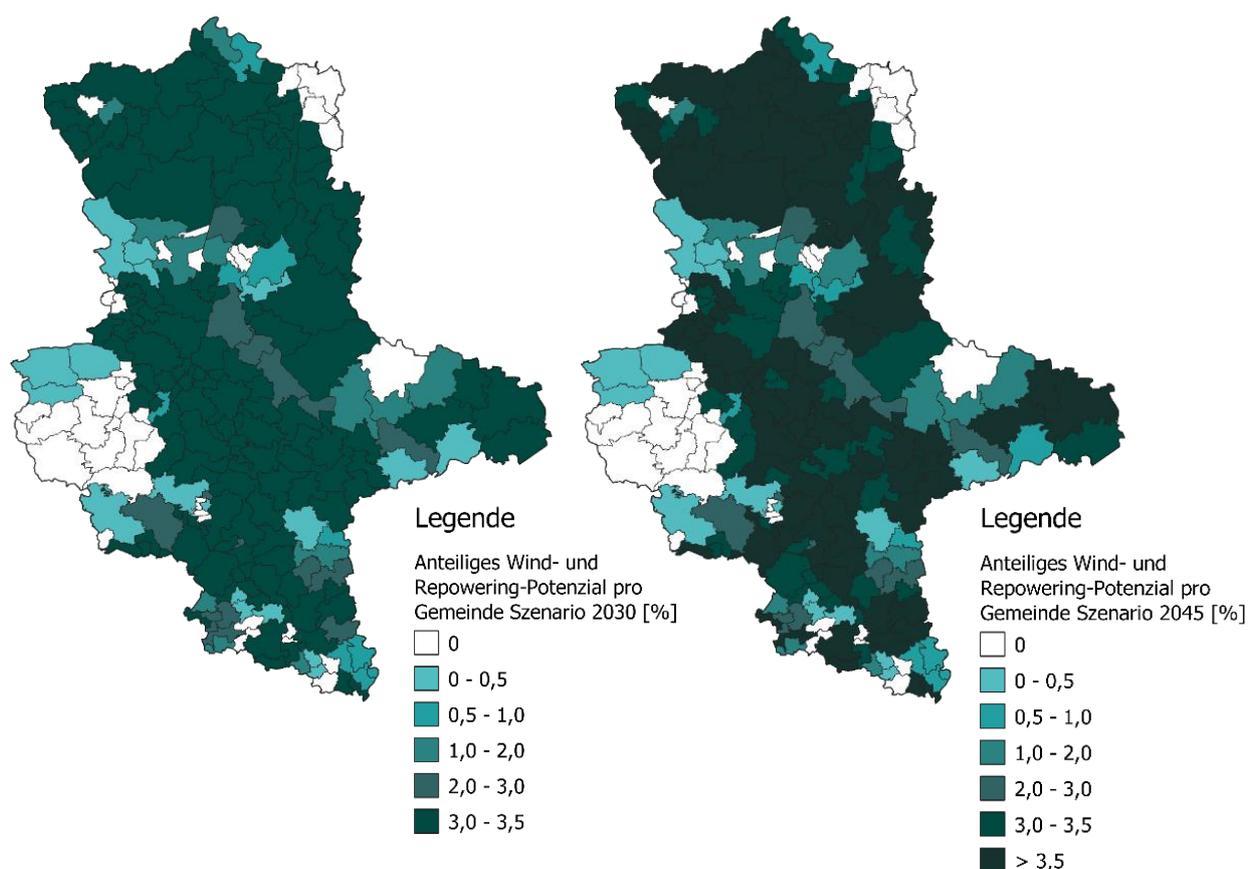


Abbildung 20: Verteilung des Potenzials für Windenergieanlagen-Repowering als Anteil der Gemeindefläche

<sup>28</sup> Im Rahmen der vorliegenden Analysen wurde ein repräsentativer Wert von 20 Jahren gewählt. Das bedeutet, dass für die Analysen der Stichjahre 2030 und 2045 die Inbetriebnahme bis Ende 2010 bzw. zusätzlich nach 2010 relevant sind.

Um auch hier teilweise sehr hohe Potenziale je Gemeinde zu vermeiden und regionale Akzeptanz zu erhalten, wurden die möglichen erreichbaren Gesamtpotenziale aus Neu- und Repoweringanlagen für das Jahr 2030 auf maximal 3,5% der Gemeindefläche beschränkt. Innerhalb dieser 3,5% werden dabei die Repoweringpotenziale bevorzugt behandelt. Für das Szenario für 2045 wurde keine Beschränkung angewendet. Aus den Analysen ergibt sich so für das Jahr 2030 ein Gesamtpotenzial für Windkraftanlagen von 2,5% und für 2045 von 3,3% der Landesfläche (vgl. Tabelle 5). Dabei sei ausdrücklich erwähnt, dass es sich bei den Analyseergebnissen nicht um Vorschläge für auszuweisende Windvorranggebiete handelt. Vielmehr sollen die Analyseergebnisse eine möglichst realistische Potenzialabschätzung abbilden, die sich an zukünftig zu erwartenden regionalplanerischen Vorgaben orientiert und somit eher eine räumliche Verteilung der vorhandenen Erzeugungspotenziale abbildet als eine tatsächliche Flächenkulisse, wie sie etwa von der Regionalplanung erarbeitet wird. Deshalb erreichen die Ergebnisse der Potenzialanalysen auch etwas höhere Werte als die bundesweit festgelegten Teilflächenziele von 2,2% für die Windenergie, da eine Überschreitung dieser Ziele nicht ausgeschlossen ist und bei höherem Strombedarf und vorhandenem lokalen politischen Willen durchaus zukünftig möglich sein könnte.

Tabelle 5: Ergebnisse der Potenzialanalysen für Repowering und Neuanlagen Wind.

<b>Planungsregion</b>	<b>Repowering-Potenzial 2030 [% Fläche]</b>	<b>Repowering-Potenzial 2045 [% Fläche]</b>	<b>Gesamt-Potenzial 2030 [% Fläche]</b>	<b>Gesamt-Potenzial 2045 [% Fläche]</b>
Altmark	0,63%	1,24%	3,09%	4,34%
Magdeburg	0,86%	0,86%	2,78%	3,63%
Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg	0,52%	0,52%	2,53%	3,06%
Halle	0,63%	1,02%	2,59%	3,60%
Harz	0,33%	0,20%	1,15%	1,35%
<b>Sachsen-Anhalt</b>	<b>0,62%</b>	<b>0,80%</b>	<b>2,50%</b>	<b>3,30%</b>

Im Folgenden Abschnitt werden diese Potenziale hinsichtlich der mit ihnen erzeugbaren Energie analysiert und eingeordnet.

### 4.3.3 Ermittlung von stündlichen Einspeisestrukturen und Clustering der Potenziale nach Standortgüte

Um die im Rahmen der Potenzialanalysen ermittelten Flächenpotenziale im Hinblick auf ihre Standortgüte bewerten und weiter analysieren zu können, wird auf regional und zeitlich hochaufgelöste, historische Wetterdaten zu Globalstrahlung, Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen und Temperatur zurückgegriffen. Die stündlichen Daten liegen für ein Gitternetzraster von 7x7 km<sup>2</sup> vor und können als Eingangsparameter für komplexe Berechnungen synthetischer Einspeiseganglinien genutzt werden. Diese Einspeiseganglinien repräsentieren jährliche Zeitreihen von jeweils 8.760 Stunden, für die auf Basis der Wetterdaten eines historischen Jahres jeweils eine relative Kapazitätsauslastung der Erneuerbaren-Technologien ermittelt wird. Das in den Analysen zugrundeliegende Wetterjahr ist 2010. Dieses wurde ausgewählt, um strukturelle Konsistenz mit den in den weiteren Analysen ebenfalls einfließenden unterjährigen Strompreiszeitreihen herzustellen.<sup>29</sup>

Für Sachsen-Anhalt können auf diese Weise je Technologie 425 individuelle Einspeiseganglinien ermittelt und berücksichtigt werden. In den folgenden Analysen zur Ermittlung einer kostenoptimalen Ausgestaltung der zukünftigen Wasserstoffwertschöpfungskette wäre die Berücksichtigung von individuellen Einspeisestrukturen für jeden der 425 Gitterpunkte bzw. jede Potenzialfläche nicht umsetzbar. Aus diesem Grund werden die Wind- und PV-Potenziale in zehn (Wind) bzw. fünf (PV) Wettercluster zusammengefasst. Jedes Wettercluster fasst Punkte im 7x7-km-Gitternetz mit sehr ähnlichen, energieträgerspezifischen Standortbedingungen zusammen. Für jedes der Cluster wird im nachfolgend beschriebenen Verfahren eine mittlere, repräsentative Einspeisestruktur ermittelt, die dann für alle dem Cluster zugeordneten Gitterpunkte gilt. Die Variation der Wetterbedingungen innerhalb Sachsens-Anhalts wirkt sich stärker auf die Ganglinien von Windenergieanlagen aus als auf die der PV-Anlagen. Aus diesem Grund wurde entschieden, die Anzahl der Cluster für Windenergie gegenüber PV auf zehn zu verdoppeln.<sup>30</sup>

Das Clustering der Gitterpunkte erfolgt getrennt je Energieträger, sodass für PV nach Temperatur und Globalstrahlung und für Wind nach den vorliegenden Windgeschwindigkeiten geclustert wird. Es kommt jeweils ein multivariates Clustering nach der K-Means-Methode mit euklidischen Distanzen zwischen normalisierten Datenreihen zum Einsatz.<sup>31</sup> Das Ergebnis der Clustering-Analysen ist anhand von Abbildung 21 visualisiert. Die linke Karte stellt die Ergebnisse für die Windenergie dar, die rechte die Cluster für die Freiflächen-PV. Die aus vorherigen Schritten vorliegenden

<sup>29</sup> Die verwendeten Strompreiszeitreihen für die Modelljahre 2030 und 2045 sind den Modellergebnissen der Langfrist-szenarien 3 entnommen (bzw. basieren auf diesen, vgl. Abschnitt 6) und wurden von den Studienautoren unter Verwendung des historischen Wetterjahres 2010 generiert.

<sup>30</sup> Die Analyse der Zeitreihen und Elbow-Kurve zeigt, dass eine Mindestanzahl von drei Clustern erforderlich ist.

<sup>31</sup> Die Analyse der Normalisierungsmethode zeigt, dass die „interval“-Normalisierungsmethode die besten Ergebnisse für PV-Clustering liefert und „z\_score“ Methode für Wind-Clustering.

Potenzialflächen werden anschließend dem nächsten Gitterpunkt und somit auch Cluster zugeordnet. Dabei kann es vorkommen, dass eine Gemeinde Potenzialflächen verschiedener Cluster enthält. Die Einzelpotenziale werden abschließend je Cluster und Gemeinde aufsummiert.

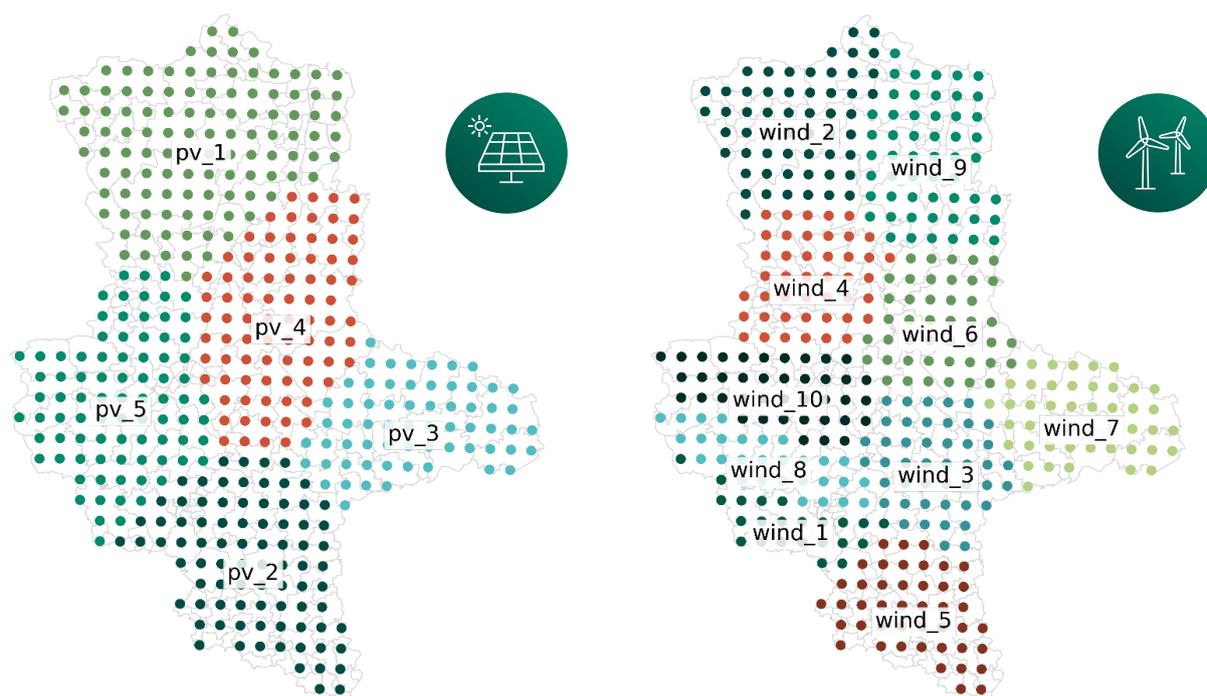


Abbildung 21: Regionale Verteilung der fünf PV- und zehn Wind-Cluster.

Im Ergebnis lässt sich anhand der fünf den PV-Potenzialen- und zehn den Wind-Potenzialen zugeordneten, vollständigen Einspeiseganglinien das energetische Potenzial der in den Abschnitten 4.3.1 und 4.3.2 ermittelten Flächen abschätzen. Dazu werden zunächst die ermittelten Potenziale in ha anhand einer angenommenen mittleren Leistungsdichte von  $0,4 \text{ MW}_{\text{el}}/\text{ha}$  für Wind bzw. von  $1 \text{ MW}_{\text{el}}/\text{ha}$  für Freiflächen-PV in Leistungswerte übersetzt. Anschließend erfolgt eine Bewertung anhand der ermittelten Clusterganglinien. Das Ergebnis, aggregiert auf Jahresebene, ist für das Jahr 2045 für Wind und PV in Abbildung 22 dargestellt. In Summe erlaubt das ermittelte Potenzial die Errichtung von ca.  $38 \text{ GW}_{\text{el}}$  Freiflächen-PV und  $25 \text{ GW}_{\text{el}}$  Windenergieanlagen. Die PV-Potenziale erlauben je Cluster einen Jahresertrag von ca. 1.000 bis 1.050 Volllaststunden, was bei

Vollausschöpfung der Potenziale einer Stromerzeugung von 38 TWh/a entspräche. Aufgrund der höheren Volllaststunden für die Windenergie, die sich je Cluster zwischen ca. 1.800 und 2.300 bewegen, ist hier eine Energieerzeugung von ca. 52 TWh/a möglich.

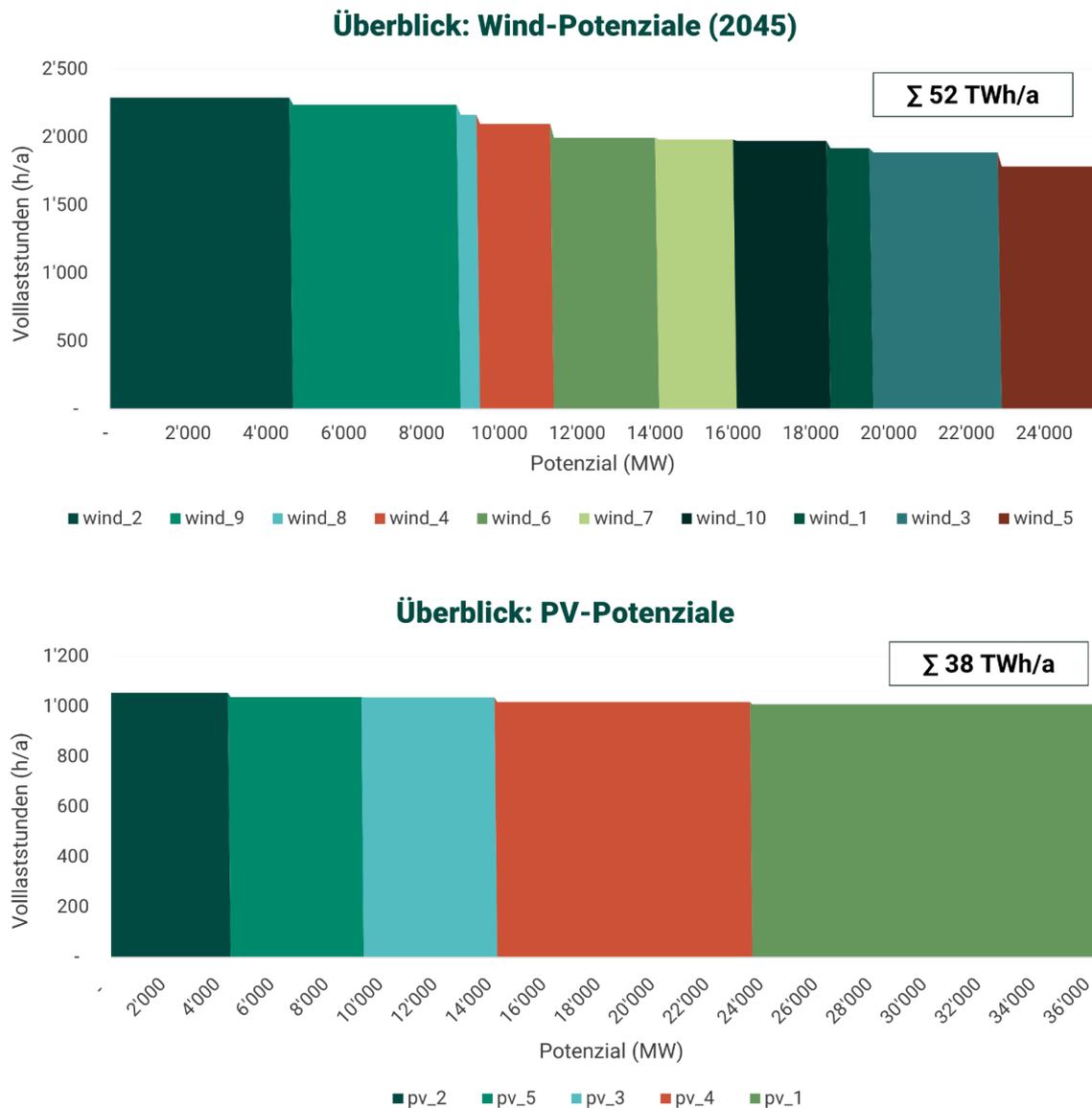


Abbildung 22: Volllaststunden (h/a) und Potenzial (MW) je Wettercluster für Wind und PV.  
 Hinweis: die PV-Potenziale der Jahre 2030 und 2045 sind identisch.

Es ist hervorzuheben, dass es sich bei den hier ermittelten Werten um die technischen Potenziale an prinzipiell geeigneten Standorten handelt; das wirtschaftlich erschließbare und in Summe realisierbare Potenzial ist vermutlich geringer. Der tatsächliche EE-Ausbau hängt dabei nicht nur von der Wasserstoffwirtschaft ab, sondern auch von Entwicklungen im weitergefassten Strom- und Energiesystem.

Die technischen Potenziale und Einspeiseganglinien stellen einen wichtigen Eingangsparameter für die im Abschnitt 6 beschriebene Analyse der Wasserstoffwertschöpfungskette dar, deren erster Schritt die Erzeugung von EE-Strom ist.

#### **4.4 Exkurs: Wasserverfügbarkeit**

Neben Strom aus erneuerbaren Energiequellen ist Wasser der zweite wichtige Rohstoff zur Elektrolyse von Wasserstoff. Für die Erzeugung von 1 kg Wasserstoff werden etwa 15 Liter Rohwasser benötigt, die aufgrund hoher Wasserqualitätsanforderungen der Elektrolyse aufbereitet werden müssen. Aus energetischer Sicht ergibt sich für 1 TWh Wasserstoff ein Bedarf von 450.000 m<sup>3</sup> Wasser. Zur Einordnung: der Trinkwasserbedarf lag in Sachsen-Anhalt im Jahr 2021 bei rund 137.000.000 m<sup>3</sup>. D.h. allein um den heutigen Wasserstoffbedarf der sachsen-anhaltischen Industrie mit Elektrolyse zu decken (mind. 10 TWh) sind mindestens 3,3 % des heutigen Trinkwasserbedarfs notwendig. Dies ist ein kleiner, jedoch nicht zu vernachlässigender Anteil, wenn man bedenkt, dass es im Jahr 2022 in einigen Landkreisen zu Wasserknappheit und Entnahmeeinschränkungen aufgrund anhaltender Dürre gekommen ist.

Um sich der Frage der ausreichenden Wasserverfügbarkeit zu nähern, wurden die in 2017/2018 aktualisierten Wasserhaushaltsdaten des Landes Sachsen-Anhalt als Datengrundlage genutzt. Bei dieser wurden mit Hilfe des ArcEGMO Modells, ein öko-hydrologisches Modellierungssystem, wichtige Kenngrößen des Wasserhaushaltes räumlich und zeitlich simuliert.<sup>32</sup> Um mögliche Zusammenhänge zwischen dem Wasserhaushalt und einer potenziellen Wassernutzung zu untersuchen, wurden zwei Parameter näher betrachtet, die Grundwasserneubildung sowie der ober- und unterirdische Abfluss auf Gemeindeebene. Der oberirdische Abfluss beschreibt hierbei den Teil des Niederschlags, der nicht verdunstet, vom Boden gehalten wird oder zur Grundwasserneubildung beiträgt. Dies sind insbesondere der Oberflächenabfluss, der hypodermische Abfluss (Bodenwasserabfluss unterhalb der Oberfläche) und der Drainageabfluss. Die Grundwasserneubildung ergibt sich aus der Differenz zwischen dem gesamten unterirdischen Abfluss und dem hypodermischen sowie des Drainageabflusses. Die Betrachtung der jährlichen Grundwasserneubildung in Sachsen-

---

<sup>32</sup> Vgl. LHW (2021).

Anhalt offenbart in einigen Gemeinden abnehmende Grundwasservorräte (weiße Flächen in Abbildung 23), was potenziell problematisch für die Wasserversorgung von Elektrolyseuren sein kann.

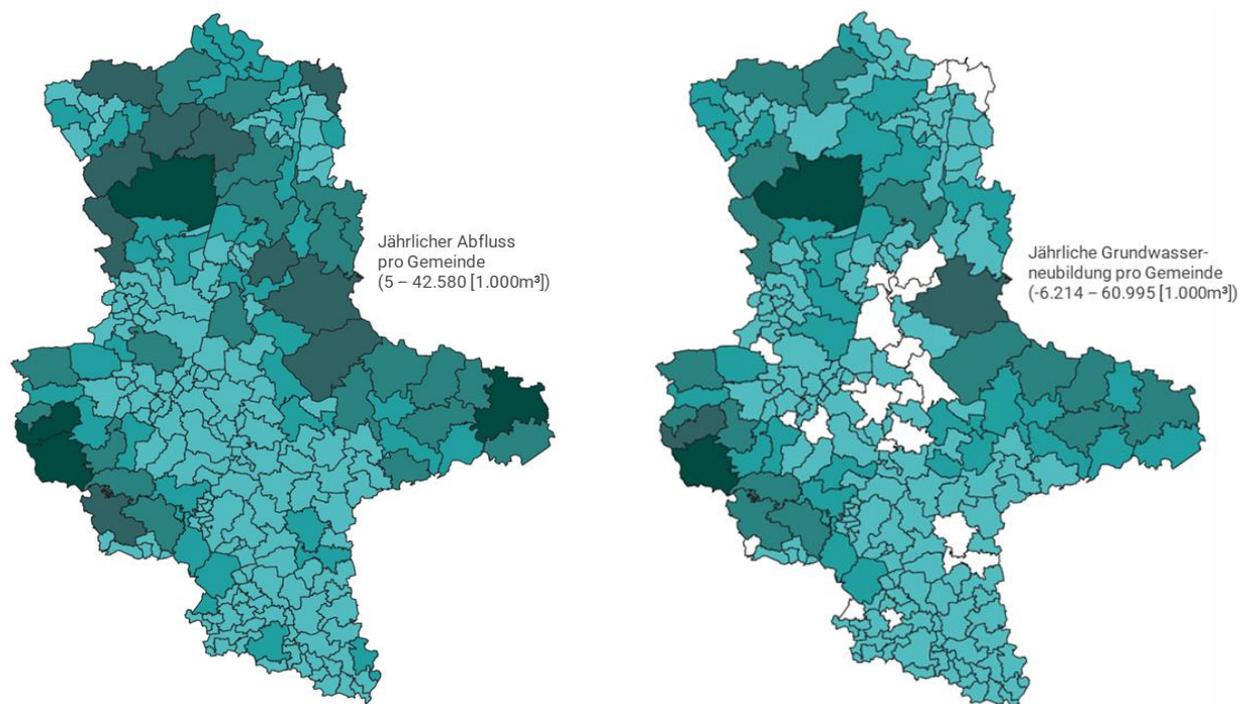


Abbildung 23: Jährlicher Abfluss und jährliche Grundwasserneubildung je Gemeinde.

Die Grundwasserneubildung ist allerdings als Kriterium nicht ausreichend, um die Wasserverfügbarkeit zu bewerten. Entscheidend für die Ansiedlung von Unternehmen ist, dass am Standort entweder ein ausreichendes Wasserdargebot vorhanden ist, welches durch das Unternehmen selbst erschlossen und genutzt werden kann, oder der Wasserversorger in der Lage ist, das Unternehmen zu versorgen. Dies wiederum hängt davon ab, ob dem Wasserversorger ausreichende Ressourcen zur Verfügung stehen, ob er über ausreichende Aufbereitungskapazitäten verfügt und ob er über sein Leitungsnetz das Wasser an den betreffenden Standort liefern kann. Hier muss im Einzelfall geprüft werden, ob bei Elektrolyseprojekten lokal ausreichend Ressourcen und Wasseraufbereitungskapazitäten zur Verfügung stehen.

In Sachsen-Anhalt wurde in der Vergangenheit ein leistungsfähiges Fernwasserversorgungssystem errichtet. Es wurde in den Bereichen aufgebaut, wo eine Nutzung des örtlichen Dargebotes aus hydrologischen oder hydrogeologischen Gegebenheiten mengenmäßig oder durch anthropogene Beeinflussung nicht bzw. nur eingeschränkt möglich war. Die vorhandenen Aufbereitungs-

kapazitäten sind zurzeit laut MWU weitestgehend ausgeschöpft. Zur Sicherstellung einer nach Menge und Qualität ausreichenden Wasserversorgung sind, soweit erforderlich, vorhandene Wasseraufbereitungsanlagen zu erweitern, alte Anlagen zu reaktivieren oder neue Anlagen zu errichten. Grundsätzlich sollte dies – nach Expertenmeinung im Stakeholder-Workshop – Stand heute ausreichen, um eine großskalige Wasserstofferzeugung im Land aufbauen zu können. Saisonale Faktoren, wie z.B. Dürren, müssen ebenfalls berücksichtigt werden und das Risiko einer Wasserentnahmebegrenzung sollte bei der Standortentscheidung für Elektrolyseprojekte kalkuliert werden. Zudem sind in der mittleren und langen Frist durch klimatische Veränderungen sinkende bzw. fluktuierende Wasserverfügbarkeiten möglich.

Auf Basis dieser Überlegungen wurde die Wasserverfügbarkeit in den nächsten Analyseschritten des vorliegenden Gutachtens nicht explizit als einschränkender Faktor berücksichtigt. Die hier beschriebenen Einzelaspekte stellen keine abschließende Bewertung dar und reichen nicht aus, um endgültige Aussagen über die Eignung von Gemeinden als Elektrolysestandorte treffen zu können. Vielmehr bedarf es einer ausführlichen Untersuchung, die sich dezidiert mit allen Aspekten der Wasserverfügbarkeit auseinandersetzt.

#### **4.5 Fazit Erzeugungspotenziale für grünen Wasserstoff in Sachsen-Anhalt**

Die verfügbaren und in der Entwicklung befindlichen Elektrolyseverfahren weisen ein breites Spektrum an Möglichkeiten für die strombasierte Wasserstoffproduktion auf. Aufgrund des vergleichsweise jungen Forschungs- und Entwicklungsstadiums der AEM und HTEL sowie der stärker verbreiteten Anwendung der AEL und PEM wird in den folgenden Analysen primär auf die AEL und PEM als Niedertemperatur-Elektrolyseverfahren abgestellt. Um der Bandbreite der in der Literatur diskutierten technoökonomischen Parameter Rechnung zu tragen, werden den drei Szenarien „Konservativ“, „Basis“ und „Progressiv“ jeweils konsistente, aber sich unterscheidende Parameterbereiche für z.B. Investitions- und Fixkosten zugeordnet (vgl. Abschnitt 4.1)

In Bezug auf den regulatorischen Rahmen steht auf europäischer Ebene die Definition von grünem Wasserstoff im Vordergrund. Nach der Erneuerbaren Richtlinie II (RED II) und dem Delegierten Rechtsakt zur RED II gibt es unterschiedliche Erzeugungskonstellationen, d.h. Modelle des Betriebs eines Elektrolyseurs in Verbindung mit EE-Strombezug, die eine Ausweisung der „grünen“ Eigenschaft des Wasserstoffs erlauben, jeweils mit Vor- und Nachteilen in Abhängigkeit der Gegebenheiten im (nationalen) Marktumfeld (vgl. Abschnitt 4.2.1). Im Bereich der nationalen Regulierung ist in erster Linie die weitgehende Befreiung von zur Herstellung von grünem Wasserstoff eingesetztem Strom von Umlagen und Abgaben relevant. So lassen sich die Stromkosten der Wasserstoffelektrolyse bei der Produktion von grünem Wasserstoff bzw. bei Zugehörigkeit des Betreibers zur

stromkostenintensiven Industrie auf einen Wert nahe der reinen Energiekosten reduzieren (Vgl. Abschnitt 4.2.2). In Summe lässt sich festhalten, dass sich zur Herstellung von grünem Wasserstoff in Sachsen-Anhalt auf Basis des heutigen und zukünftig erwarteten Regulierungsrahmens folgende Erzeugungsmodelle anbieten: Für den Zeithorizont bis um 2030 steht das Modell „**PPA**“ aus dem Delegierten Rechtsakt im Vordergrund. Insbesondere gegenüber dem „Insel“-Modell hat es den Vorteil einer deutlich freieren Anlagendimensionierung und einer freieren Auswahl und Kombination von EE-Erzeugungsanlagen (bspw. PV-Anlagen im Süden und Windenergieanlagen im Norden). Für den Zeithorizont 2045 ist das Modell „**Grid-Mix DA**“ aus Sicht eines Anlagenbetreibers die strikt dominante Erzeugungskonstellation, da es eine de facto uneingeschränkte Elektrolyse-Fahrweise ermöglicht (Vgl. Abschnitt 4.2.3)

Die Ergebnisse der GIS- basierten Flächenpotenzialanalyse in Abschnitt 4.3 ergibt, unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Kriterien, ein Gesamtpotenzial für die Errichtung von Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen von rd. 46.650 ha, was 2,3% der Landesfläche entspricht, und ein Gesamtpotenzial für die Errichtung neuer und die Erneuerung bestehender Windenergieanlagen bis zum Jahr 2045 von in Summe rd. 66.900 ha, also 3,3% der Landesfläche. Auf diesen Flächen können 38 GW an PV-Leistung und 25 GW Windstromerzeugungsleistung installiert werden, die bei Unterstellung durchschnittlicher Sonneneinstrahlung bzw. durchschnittlichen Windaufkommens 38 TWh/a PV-Strom und 52 TWh/a Windstrom erzeugen können. Die Potenziale mit den besten Standortbedingungen liegen bei Photovoltaik in der groben Tendenz in der Mitte und der Südhälfte Sachsen-Anhalts, bei Wind im Norden des Landes.

In Bezug auf die Prüfung der Wasserverfügbarkeit zur Herstellung von grünem Wasserstoff in Sachsen-Anhalt wird empfohlen, ausführlichere Untersuchung durchzuführen, die sich dezidiert mit allen Aspekten der Wasserverfügbarkeit (vor Ort) auseinandersetzt (Vgl. Abschnitt 4.4).

## 5 Infrastrukturpotenziale in Sachsen-Anhalt

Ein wichtiges Bindeglied zwischen Wasserstoffherzeugung und -anwendung in der Wasserstoffwertschöpfungskette ist die Infrastruktur, die einen Ausgleich von im Jahresverlauf volatiler Erzeugung und geographisch unterschiedlich auftretenden Verbrauchsspitzen leisten muss. Insbesondere stehen dabei leitungsgebundene Transportnetzwerke, alternative Transportoptionen und großvolumige (saisonale) Speichermöglichkeiten im Fokus.

Die für den Transport geeigneten Optionen und in Sachsen-Anhalt diesbezüglich geplanten Projekte werden in Abschnitt 5.1 erörtert. Anschließend diskutiert Abschnitt 5.2 die in Sachsen-Anhalt vorhandenen Potenziale der insbesondere längerfristigen Wasserstoffzwischenlagerung.

### 5.1 Transportoptionen

Für den Transport von Wasserstoff stehen unterschiedliche Optionen mit verschiedenen Anwendungsfällen zur Verfügung. Neben dem Wasserstofftransport in Pipelines (leitungsgebunden), gibt es grundsätzlich auch die Möglichkeit des Transports in Trailern mit Transportfahrzeugen. Für den Transport über große Entfernungen sowie für die regionale Verteilung in H<sub>2</sub>-Clustern mit großen H<sub>2</sub>-Verbrauchsmengen spielen Pipelines die zentrale Rolle. In einer ausgeprägten Wasserstoffwirtschaft wird der Pipelinetransport den weit überwiegenden Großteil an den Gesamttransportmengen einnehmen. Aufgrund der im Vergleich zum Pipelinetransport, geringen Transportvolumina bzw. -frequenzen wird der Trailer-Transport hauptsächlich für geringe H<sub>2</sub>-Mengen eingesetzt.

#### 5.1.1 Leitungsgebundener Transport

Beim leitungsgebundenen Transport wird der Wasserstoff im gasförmigen Zustand bei Druckniveaus unter 100 bar in Pipelines transportiert. Aufgrund der hohen Investitionskosten eignen sich Pipelines vor allem dann, wenn die zu verteilende Wasserstoffmenge groß ist. Deshalb eignet sich der leitungsgebundene Pipelinetransport primär für die Lieferung mit großen Abnahmemengen, bspw. energieintensive Industriebetriebe oder Wohngebiete.<sup>33</sup>

Beim Aufbau eines Wasserstoff-Pipelinenetzes kommt einerseits der Neubau von H<sub>2</sub>-Pipelines in Betracht und andererseits die Umstellung bestehender Gaspipelines. **Neubauten** sind vor allem dort relevant, wo einerseits wichtige Produktions- und/oder Verbrauchsstandorte oder wichtige Transportkorridore eingerichtet werden sollen, die für den Erfolg des Hochlaufs der H<sub>2</sub>-Wirtschaft besonders wichtig erscheinen, wo sich andererseits aber keine Bestandsinfrastrukturen kurzfristig

---

<sup>33</sup> Vgl. Frontier Economics Ltd. (2023).

für die Umstellung anbieten. Erwartbar wird Neubauten daher im Betrachtungsjahr 2030 eine höhere Bedeutung zukommen, da dann noch ein weit überwiegender Teil der heutigen Gasnetze für den Erdgastransport benötigt wird. Dagegen kann im Stichtag 2045 mit einem szenariokonform vollständig dekarbonisierten Energiesystem davon ausgegangen werden, dass die meisten Gasnetze in ihrer eigentlichen Funktion obsolet werden und auf Wasserstoff umgestellt werden können. Tabelle 6 zeigt die Kostenannahmen für Pipeline-Neubauten, die in die weiteren Analysen einfließen.

Durch die Nutzung bereits vorhandener Infrastruktur, fallen die Investitionskosten bei **Umstellungen** gegenüber einem Neubau deutlich geringer aus und es kann von einer beschleunigten Umsetzungsdauer ausgegangen werden (vgl. Tabelle 6). Außerdem werden eventuell zusätzlich benötigte Umwelteingriffe vermieden und hierdurch die gesellschaftliche Akzeptanz erhöht. Bei der Umstellung bestehender Pipelines auf Wasserstoff ist zwischen einer Beimischung von Wasserstoff (Erdgas-Wasserstoff-Gemisch) und einer vollständigen Umstellung auf einen wasserstoffbasierten Betrieb zu unterscheiden. In der Praxis wurden in Deutschland bislang in verschiedenen Projekten regional bis zu 20 Vol.% Wasserstoff dem Erdgasnetz beigemischt<sup>34</sup>. Bei der vollständigen Umstellung auf Wasserstoff sind technische Anpassungen an der Pipeline sowie der dazugehörigen Infrastruktur notwendig. Aufgrund unterschiedlicher physikalischer Eigenschaften von Erdgas und Wasserstoff sind verschiedene sicherheitsrelevante Aspekte zu beachten<sup>35</sup>. Zum einen sind die unterschiedlichen zündtechnischen Eigenschaften von Erdgas und Wasserstoff zu berücksichtigen. Hierbei wird berücksichtigt, dass Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas leichter ist und in einem breiteren Mischungsverhältnis zündfähig ist und sich hierdurch bei möglichen Leckagen anders verhält. Des Weiteren ist die mögliche Versprödung der in der Pipeline eingesetzten Materialien / Werkstoffe zu beachten (Materialverträglichkeit). Vor allem in bereits bestehenden Materialfehlern, wie z.B. Kerben oder Rissen, können sich die Wasserstoffatome einlagern und zu einer Materialversprödung führen. Zudem ist bei einer vollständigen Umstellung auf Wasserstoff der unterschiedliche Brennwert von Erdgas und Wasserstoff zu berücksichtigen. Aufgrund der geringen Dichte hat Wasserstoff einen um den Faktor 3 geringeren volumetrischen Brennwert. Folglich müsste der Volumenstrom um ebendiesen Faktor erhöht werden, um die gleiche Energiemenge in einer Pipeline zu transportieren.<sup>36</sup>

In den folgenden Analysen wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2030 ein etwas höherer Anteil von 40% an der neu zu errichtenden Pipeline-Infrastruktur durch Neubauten gestellt wird und nur 60% der Pipeline-Infrastruktur auf Umstellungen basieren. Aufgrund der höheren Verfügbarkeit

---

<sup>34</sup> Vgl. DVGW e.V. (2021).

<sup>35</sup> Vgl. Nationaler Wasserstoffrat (2021a).

<sup>36</sup> Vgl. Nationaler Wasserstoffrat (2021a).

nutzbarer Bestandsinfrastruktur im Jahr 2045 verschiebt sich dieses Verhältnis dann auf 75% Umstellungen und 25% Neubauten.

Tabelle 6: Technoökonomische Parameter des Pipeline-Transports.

Parameter	Einheit	Wert (Neubau)	Wert (Umstellung)	Quelle
<b>Investitionskosten (600mm)</b>	$\frac{\text{€}_{2023}}{\text{km} * \text{MW}}$	600 – 1.000	60 – 200	[1], eigene Berechnungen auf Basis von [2]
<b>Investitionskosten (100 – 300mm)</b>	$\frac{\text{€}_{2023}}{\text{km} * \text{MW}}$	1.500 – 9.000	260 – 1.600	Eigene Berechnungen auf Basis von [2], [3]
<b>O&amp;M</b>	$\frac{\%_{\text{Invest}}}{a}$		2,5	[1]
<b>Technische Lebensdauer</b>	$a$		70	[1]
<b>WACC</b>	$\% \text{ p.a.}$		7,5	Eigene Annahme

Quellen: [1] Frontier Economics Ltd. (2023) [2] Amber Grid et al. (2022) [3] Swiss Economics et al. (2018).

## Regulatorische Bewertung

Neben technischen Anpassungen zur Umstellung der Gasnetze auf Wasserstoff sind ebenfalls **regulatorische Aspekte** sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene zu betrachten. Auf **nationaler Ebene** enthält insbesondere das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) (Übergangs-)Regelungen zur Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen.<sup>37</sup> Darüber hinaus haben Infrastrukturbetreiber die Möglichkeit, sich auf eigenen Antrag und nach einer Bedarfsprüfung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) weiteren Regelungen im Sinne eines „Opt-Ins“ zu unterwerfen.<sup>38</sup> Für Wasserstoffnetze ist entsprechend keine Anreizregulierung anzuwenden; stattdessen werden die jährlich zu erwartenden Kosten genehmigt und über Entgelte umgelegt.

<sup>37</sup> Für diese gelten verpflichtend Bestimmungen, bspw. zur Planfeststellung und Wegenutzung (§43 ff.), zur Umstellung von Erdgasnetzen auf Wasserstoff (§113 a-c), sowie zu technischen Mindestanforderungen an Wasserstoffnetze.

<sup>38</sup> Dabei handelt es sich um Regelungen zu Rechnungslegung und Buchführung (§28k), Entflechtung (§28m) - so gelten eigentumsrechtliche Entflechtungsbestimmungen zur Wasserstoffherzeugung, -vertrieb und -speicherung -, (diskriminierungsfreien) Anschluss und Zugang zu Wasserstoffnetzen (§28n), sowie Bedingungen und Entgelte für Netzzugang (§28o).

Auf **europäischer Ebene** ist das Gasmarktpaket als Teil des Fit-for-55-Pakets hervorzuheben. Nachdem die EU-Kommission zuletzt am 15.12.2021 einen Vorschlag für das Gasmarktpaket vorgelegt hat, hat der EU-Rat nun allgemeine Ausrichtungen zu den Vorschlägen festgelegt, sodass die Verhandlungen mit dem europäischen Parlament aufgenommen werden können<sup>39</sup>. Sollte es verabschiedet werden, so müssen nationale Bestimmungen in den Mitgliedsstaaten an die Legislativvorgaben des Pakets angepasst werden. Diese enthalten unter anderem:

- > **Entflechtungsbestimmungen Wasserstoffnetzbetreiber:** Gemäß Vorschlag der Kommission gelten Entflechtungsbestimmungen sowohl für vertikal- als auch für horizontal integrierte Unternehmen:
  - Vertikal, d.h. entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette integrierte Unternehmen sind demnach ab 2030 eigentumsrechtlich zu entflechten
  - Horizontal integrierte Unternehmen, die also sowohl Netzbetreiber für Gas- als auch für Wasserstoff sind, sind ebenfalls zu entflechten. Im Gegensatz zur vertikalen Entflechtung wird hier lediglich eine gesellschaftsrechtliche, buchhalterische und informatorische Entflechtung verlangt.
- > **Netzplanung:** Für Wasserstoffnetze soll eine eigenständige Netzplanung, ähnlich zu den Netzentwicklungsplänen, auf nationaler Ebene erfolgen. Auch wird die Gründung einer Organisation der Wasserstoffnetzbetreiber ENNOH (European Network of Network Operators for Hydrogen) vorgeschlagen, die in regelmäßigen Abständen ein TYNDP für Wasserstoffnetze erstellt. ENNOH ist dabei vergleichbar mit ähnlichen, bereits existierenden Organisationen für Strom (ENTSO-E) und Gas (ENTSOG).
- > **Netzentgelte:** Ab 2030 sollen Netzentgelte nach dem Muster der Gasnetzentgelte erhoben werden. Eine Ausnahme dafür stellen Grenzübertragungskapazitäten dar, für die keine Netzentgelte erhoben werden sollen.

Die Entflechtungsbestimmungen des EU-Vorschlags dienen insbesondere dem Ziel einen freien, diskriminierungsfreien und transparenten Wettbewerb zwischen den Marktteilnehmern zu schaffen. Die Bestimmungen könnten vor allem Quersubventionierungen zu Marktvorteilen oder Investitionsverzögerungen verhindern, um ihre Position am Markt in Bezug auf den erstrangigen Zugriff auf bestehende Netzkapazitäten zu erhalten. Auf der anderen Seite bringt der regulatorische Aufwand der Entflechtung vor allem auf Verteilnetzebene das Risiko einer Marktverzögerung mit sich. Darüber hinaus könnten Synergieeffekte von verschiedenen Gasnetzen, wie z.B. technisches Know-

---

<sup>39</sup> Vgl. Europäischer Rat & Rat der Europäischen Union (2023).

how, durch eine Entflechtung verloren gehen. Die Aufteilung des Know-hows und Kapitals birgt zudem das Risiko, dass durch hohe Investitionskosten die Netzentgelte stark ansteigen<sup>40</sup>.

## Wasserstoff-Kernnetz und angenommene Pipeline-Projekte

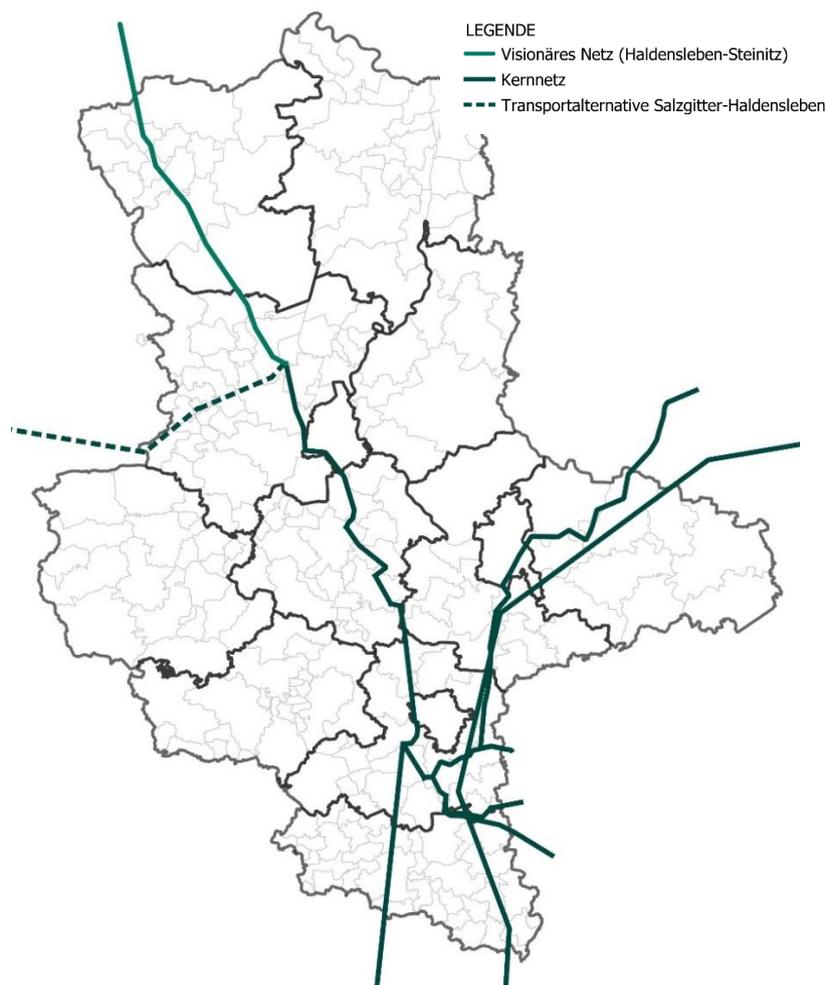


Abbildung 24: Berücksichtigte Pipeline-Projekte in Sachsen-Anhalt

die bis 2032 in Betrieb gehen sollen, enthält. Im erstellten **Szenario für das Wasserstoff-Kernnetz**

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben ihre Planungen für das nationale Wasserstoff-Kernnetz am 12. Juli 2023 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz sowie die Bundesnetzagentur übermittelt. Die präsentierten Routenoptionen werden in den nächsten Phasen überprüft und verbessert, unter Berücksichtigung der eingegangenen Vorschläge im Rahmen der "Stellungnahmemöglichkeit" von potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern<sup>41</sup>.

Als Basis des Entwurfes des Kernnetzes durch die Fernleitungsnetzbetreiber dienen die in § 28r Energiewirtschaftsgesetz (EnWG-E) normierten Voraussetzungen. Auf der Basis der hierfür entwickelten Kriterien wurde ein Szenario gesetzt, das wesentliche Wasserstoff-Infrastrukturen,

<sup>40</sup> Vgl. Becker Büttner Held (2023).

<sup>41</sup> Vgl. FNB Gas e.V. (2023).

wurden insgesamt 309 Wasserstoffprojekte einbezogen. Die Gesamtleistung für die Einspeisung von Wasserstoff beträgt 101 GW. Zusätzlich zu diesen Einspeisungen gibt es Importe über Schiff-terminals, wo Wasserstoff in anderen Formen wie LOHC, Methanol oder Ammoniak transportiert und dann nach dem Abtrennen von Wasserstoff vom Trägermolekül als Gas in das Wasserstoffnetz eingespeist wird. Über das Kernnetz können 87 GW Leistung für die Wasserstoffversorgung bereitgestellt werden. Nach der Planung des Wasserstoff-Kernnetzes wird in der zweiten Phase ein integrierter Netzentwicklungsplan (NEP) für Erdgas und Wasserstoff für die Jahre 2025-2037 erstellt.<sup>42</sup> Dieser Plan wird dann alle zwei Jahre auf einer kontinuierlichen Basis aktualisiert<sup>43</sup>.

Das im weiteren Verlauf der Analyse als exogen gesetzt angenommene überregionale Transportnetz in den Grenzen Sachsen-Anhalts ist in Abbildung 24 dargestellt. Für das Stichjahr 2030 beruht es auf dem Wasserstoff-Kernnetz, inkl. Umsetzung der Transportalternative Salzgitter – Wefensleben. Bis zum Jahr 2045 wird darüber hinaus von einer Erweiterung Richtung Norden ausgegangen, die eine weitere Route für Importwasserstoff eröffnet und Kavernenspeicher Peckensen mit dem überregionalen H<sub>2</sub>-Netz verbindet. Dieser Abschnitt wurde bereits als Teil des „Visionären Startnetzes“<sup>44</sup> der FNB Gas diskutiert. Es wurden nur solche Projekte berücksichtigt, für die hinreichende technische Daten vorhanden oder approximierbar sind, bspw. durch im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas zur Verfügung gestellte Meldungen zur Leitungsnetzinfrastruktur.<sup>45</sup> Am 14.11.2023 wurde ein aktualisierter Planungsstand des Wasserstoff-Kernnetzes von der Bundesregierung mit einer Konkretisierung eines 9.700 km langen Netzes vorgestellt. Diese Aktualisierung konnte im Rahmen der Analysen des vorliegenden Gutachtens nicht mehr berücksichtigt werden.

### 5.1.2 Trailertransport

Die Optionen des Trailertransports unterscheiden sich u.a. hinsichtlich des Aggregatzustands von Wasserstoff, also des eingesetzten Mediums. Grundsätzlich werden drei relevante Möglichkeiten unterschieden:

- **Gasförmiger Transport:** Der Wasserstoff wird in Flaschenbündeln auf Container- oder Tube-Trailern bei Drücken zwischen 200 bis 500 bar transportiert. Hierbei können derzeit je nach Druck bis zu 1.100 kg H<sub>2</sub> (37 MWh<sup>46</sup>) pro Trailer transportiert werden. Nachteilig an diesem Transportverfahren ist die, trotz des hohen Drucks, geringe Energiedichte. Deshalb ist der

---

<sup>42</sup> Ein Referentenentwurf zu einer entsprechenden EnWG-Änderung (§§ 15a-f EnWG) wurde bereits vorgelegt.

<sup>43</sup> Vgl. BMWK (2023a).

<sup>44</sup> Vgl. FNB e.V. (2021).

<sup>45</sup> Vgl. FNB e.V. (2022).

<sup>46</sup> Heizwertbezogen (33,33 kWh/kgH<sub>2</sub>)

gasförmige Transport primär für geringe Volumina mit kurzen Transportwegen geeignet (z.B. Versorgung einer H<sub>2</sub>-Tankselle).<sup>47</sup>

- > **Flüssiger Transport:** Alternativ zum Transport von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff kann dieser bei Temperaturen unter -253°C verflüssigt werden. Hierdurch wird die Energiedichte erhöht und es kann bei gleichem Volumen mehr Wasserstoff transportiert werden. Hierbei können pro Trailer bis zu 4.500kg H<sub>2</sub> (150 MWh<sup>48</sup>) transportiert werden. Der Transport erfolgt in hochisolierten Trailern. Für die Verflüssigung wird allerdings circa ein Drittel der im Wasserstoff gespeicherten Energie (heizwertbezogen) zur Verflüssigung benötigt; im Falle längerer Speicherdauern bzw. Transportdistanzen werden darüber hinaus Abdampfungsverluste relevant. Die Anlieferung von flüssigem Wasserstoff ist daher nur bei großen Verbrauchsmengen ökonomisch sinnvoll.<sup>49</sup>
- > **Chemisch gebunden (LOHC):** Neben dem gasförmigen und flüssigen Transport von Wasserstoff, kann dieser auch chemisch an flüssige, organische Wasserstoffträger (engl.: Liquid Organic Hydrogen Carriers – LOHC) gebunden und transportiert werden. Der LOHC-Transport ermöglicht eine höhere Energiedichte als der gasförmige Transport.<sup>50</sup> Für die Beladung (Hydrierung) wird der Wasserstoff unter Wärmeabgabe über einen Katalysator an die organischen Wasserstoffträger gebunden. Unter Wärmezufuhr kann der chemisch gebundene Wasserstoff wieder freigesetzt werden (Dehydrierung). Für die Nutzung von LOHC ist daher eine Hydrierungs- und eine Dehydrierungsanlage an der Wasserstoffquelle bzw. am Bestimmungsort notwendig, um den Wasserstoff nutzbar zu machen. Der Transport erfolgt bei Umgebungstemperatur in konventionellen Mineralöl-Trailern. Aufgrund eines limitierten Dehydrierungsgrades ist nicht die gesamte eingesetzte Wasserstoffmenge wieder nutzbar.<sup>51</sup> Die Effizienz des LOHC-Kreislaufs hängt davon ab, ob die bei der Hydrierung freigesetzte Wärme genutzt wird und wie die für die Dehydrierung benötigte Wärme bereitgestellt werden kann. Daher sind bei der Beurteilung mögliche Synergieeffekte zu berücksichtigen (z.B. Wärmespeicher).

Über diese Unterscheidung des Mediums hinaus lässt sich der Trailertransport je nach gewähltem Transportmittel klassifizieren und ist dabei straßengebunden (LKW), schienengebunden (Zug) sowie mit dem Schiff möglich.

---

<sup>47</sup> Vgl. Shell Deutschland Oil GmbH (2017)

<sup>48</sup> Heizwertbezogen (33,33 kWh/kgH<sub>2</sub>)

<sup>49</sup> Vgl. Shell Deutschland Oil GmbH (2017)

<sup>50</sup> Vgl. Nationaler Wasserstoffrat (2021a)

<sup>51</sup> Vgl. Shell Deutschland Oil GmbH (2017)

Der exakte Hydrierungsanteil ist dabei abhängig vom gewählten Medium, von Temperatur, Druck etc.

- > **Straßentransport:** Der Straßentransport ist derzeit das am häufigsten genutzte Transportmittel und ist primär für Transportmengen in der lokalen Verteilung geeignet. Der Vorteil des Straßentransports liegt darin, dass die vorhandene Straßeninfrastruktur genutzt werden kann. Zur Deckung von Spitzenbedarfen kann jedoch auch über längere Distanzen der LKW-Transport eine Option sein; so wurden Akteure des Mitteldeutschen Chemiedreiecks in der Vergangenheit bereits mit Wasserstoffmengen im GWh-Bereich aus Westdeutschland beliefert.<sup>52</sup>
- > **Schienentransport:** Im Vergleich zum Straßentransport können mit dem Schienentransport, aufgrund der höheren Kapazität pro Waggon, größere Mengen Wasserstoff transportiert werden. Allerdings ist der Schienentransport in der Regel nicht für die Belieferung bis zum letzten Kilometer geeignet. Der Schienentransport stellt für die Wasserstoffbetankung von Zügen oder für große Industriebetriebe mit Gleisanschluss eine Möglichkeit dar. Für alle anderen Abnehmer ist eine zusätzliche, nachgelagerte Verteilinfrastruktur notwendig, um den Wasserstoff von der Bahn auf einen LKW umzuladen und zu den Verbrauchern weiter zu transportieren.<sup>53</sup>
- > **Schiffstransport:** Für den internationalen Transport über große Entfernungen eignet sich der Schiffstransport; diese Diskussion wird im Zusammenhang mit Binnenschifffahrtsrouten nicht geführt. Gegenwärtig gibt es allerdings keine Schiffe, die reinen Wasserstoff transportieren können. Solche Schiffe sind mit heutigen LNG-Tankern vergleichbar. Der Wasserstofftransport wird, aufgrund der höheren Energiedichte, voraussichtlich flüssig erfolgen und erfordert eine entsprechende Infrastruktur am Hafen sowie eine nachgelagerte Verteilinfrastruktur.<sup>54</sup>

Um eine geeignete Annahme für durchschnittliche Kosten des Trailertransports innerhalb Sachsen-Anhaltes abzuleiten, wurde ein gemischter Kostenschätzer über flüssigen Wasserstofftransport, gasförmigen Wasserstofftransport und LOHC-Transport gewählt, da ein Nebeneinander der Optionen künftig am wahrscheinlichsten scheint. Hinsichtlich des Transportmittels wurde auf LKW als ubiquitäres, etabliertes und überall einsetzbares Transportmittel abgestellt. Das Ergebnis dieser Kostenschätzung ist in Tabelle 7 angegeben.

---

<sup>52</sup> Experteninterview; vgl. Ludwig Bölkow Systemtechnik und Schultz Projekt Consult (2022)

<sup>53</sup> Vgl. Frontier Economics Ltd. (2023).

<sup>54</sup> Ibid.

Tabelle 7: Annahmen zu Kosten des Trailertransports.

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
<b>Durchschnittskosten Trailertransport</b>	$\frac{\text{€}_{2023}}{\text{km} * \text{MWh}}$	0,109	Eigene Berechnungen auf Basis von Forschungszentrum Jülich GmbH (2019)

## 5.2 Wasserstoffspeicherung

Für die kurz- und mittelfristige Speicherung von Wasserstoff stehen die Medien der trailergebundenen Speicherung (gasförmig, flüssig, LOHC) zur Verfügung. Darüber hinaus kann der Wasserstoff chemisch in Ammoniak, Methanol oder in Metallhydriden gespeichert werden. Die Speicherung in Metallhydriden findet, aufgrund des hohen Gewichts der Speicher, vor allem Anwendung in der stationären Wasserstoffspeicherung. Für die Langzeitspeicherung dagegen nimmt die Untergrundgasspeicherung eine dominante Rolle ein.

Deutschland verfügt gegenwärtig über das größte Erdgasspeichervolumen in Europa. Die Untergrundgasspeicherung lässt sich im Wesentlichen in die zwei Speichertypen Porenspeicher und Kavernenspeicher unterteilen. Bei Porenspeichern wird das Gas wie in einem Schwamm in Gesteinsporen gepresst, meist in ehemalige Erdöl-/Erdgaslagerungsstätten oder Aquifere. Bei Kavernenspeichern hingegen handelt es sich um künstlich erstellte Hohlräume in Salzlagerstätten. Kavernenspeicher eignen sich aufgrund ihrer geologischen Voraussetzungen<sup>55</sup> besser für die Speicherung von Wasserstoff und verfügen über eine höhere Ein- und Ausspeicherleistung als Porenspeicher. Deshalb bieten sich Kavernenspeicher neben der saisonalen Grundlastdeckung darüber hinaus besonders für die tageszeitliche Spitzenlastdeckung an.<sup>56</sup> Aus verschiedenen wissenschaftlichen Untersuchungen ist deutlich geworden, dass Kavernenspeicher gut für die Langzeitspeicherung von Wasserstoff geeignet sind. Kavernenspeicher können vollständig auf die Wasserstoffspeicherung umgerüstet werden, während bei Porenspeichern noch erheblicher

<sup>55</sup> Bei Kavernenspeichern in Salzstöcken können die Hohlräume vollständig mit Wasserstoff befüllt werden (keine Reaktivität mit dem Salzgestein). Bei Porenspeichern kann der Wasserstoff in Verbindung mit Materialien wie Stahl oder Zement aus den ehemaligen Erdöl-/Erdgaslagerungsstätten reagieren und chemische Reaktionen Veränderungen der Porenspeicher bewirken können.

<sup>56</sup> Vgl. Frontier Economics Ltd. (2023).

Forschungsbedarf besteht, um herauszufinden, in welchem Ausmaß Wasserstoff gespeichert oder beigemischt werden kann.<sup>57</sup>

Die deutsche Gasspeicherinfrastruktur basiert auf ca. zwei Dritteln aus Kavernenspeichern sowie knapp einem Drittel aus Porenspeichern. Porenspeicher befinden sich hauptsächlich im Süden Deutschlands, während Kavernenspeicher primär im Nordwesten Deutschlands sowie in Mittel-



Abbildung 25: Kavernenspeicher in Sachsen-Anhalt.

deutschland liegen. In Sachsen-Anhalt gibt es Erdgas-Kavernenspeicher in Bad Lauchstädt, Staßfurt, Bernburg, Peißen und Peckensen (vgl. Abbildung 25).

Die in Sachsen-Anhalt liegenden Kavernenspeicher repräsentieren allein ca. 12,6% des in Deutschland insgesamt für Erdgasspeicherung zur Verfügung stehenden Speichervolumens von rund 23 Mrd. Nm<sup>2</sup>.<sup>58</sup> Im Falle der Wasserstoffspeicherung sind Arbeitsgasvolumina geringer, und es kommen vor allem Kavernenspeicher infrage. Energetisch bedeutet dies, dass die in Sachsen-Anhalt liegenden Kavernenspeicher im Falle einer vollständigen Umstellung auf Wasserstoff mit 5,9 TWh ca. 18,3% des in Deutschland insgesamt zur Verfügung stehenden Speichervolumens von 32,4 TWh Wasserstoff repräsentieren. Übertrüge man das heutige Verhältnis aus jährlichem Erdgasbedarf und den in Deutschland vorhandenen Untergrund-

speicherkapazitäten auf die in den Langfristszenarien ermittelten Wasserstoffbedarfe für das Jahr 2045, so ergäbe sich je Szenario ein Speicherbedarf von ca. 85 – 165 TWh H<sub>2</sub>/a.

<sup>57</sup> Vgl. Nationaler Wasserstoffrat (2021b)

<sup>58</sup> Vgl. DBI GUT et al. (2022).

Im Rahmen des Reallabors „Energiepark Bad Lauchstädt“ soll ein Teil der Salzkavernen vor Ort bis spätestens 2028 auf eine vollständige Wasserstoffspeicherung mit einem Volumen von 50 Mio. m<sup>3</sup> umgestellt werden<sup>59, 60</sup> Aufgrund des bis 2045 angestrebten Ausstiegs aus dem Energieträger Erdgas kann darüber hinaus langfristig von einer Umstellung der weiteren Kavernenspeicher in Sachsen-Anhalt ausgegangen werden, sofern entsprechende Speicherbedarfe identifiziert werden.<sup>61</sup> Insgesamt ist hervorzuheben, dass den hiesigen Speicherpotenzialen auch über die Landesgrenzen Sachsen-Anhalts und Deutschlands hinaus eine wichtige Bedeutung zukommen wird.

Zudem ist die Rolle von Gasspeichern unter **regulatorischen** und **Versorgungssicherheitsaspekten** zu berücksichtigen. Nachdem der Gasspeichermarkt in der Vergangenheit liberalisiert wurde, ist in Folge niedriger Füllstände aufgrund des Kriegs in der Ukraine im Jahr 2022 das Gasspeichergesetz mit Änderungen im EnWG in Kraft getreten. Dieses beinhaltet verbindliche Mindestfüllstands-Vorgaben der Gasspeicher zu Stichtagen im Jahr. Um diese zu gewährleisten, ist ein Stufenmodell zur Einhaltung der Füllstandsvorgaben eingeführt worden.<sup>62</sup> Bei einer Umstellung von Kavernenspeichern auf die Ein- und Ausspeicherung von Wasserstoff sind somit aus regulatorischer Sicht Versorgungssicherheitsaspekte in Folge des Gasspeichergesetzes mit zu berücksichtigen. So muss die Versorgungssicherheit für beide Energieträger – Erdgas und Wasserstoff – im Umstellungsprozess berücksichtigt werden.

Tabelle 8 fasst die wesentlichen technoökonomischen Parameter zusammen, die der Analyse der Wasserstoffspeicherung in Sachsen-Anhalt zugrunde gelegt werden. Die zukünftigen Speicherkosten werden dabei auf der Basis von Prognosen zu künftigen *levelized cost of storage* (LCOS) abgeschätzt; entsprechend künftig zunehmender Speichergrößen kommen im Zeitverlauf Skaleneffekte zum Tragen. Um Versorgungssicherheitsaspekte abzubilden, wird von einem Füllstand von 75% am ersten Januar eines jeden Jahres ausgegangen.

---

<sup>59</sup> Vgl. Energiesystem-Forschung (2022).

<sup>60</sup> Vgl. Nationaler Wasserstoffrat (2021b).

<sup>61</sup> Darüber hinaus ist die Nutzung zukünftig zusätzlich zur Verfügung stehender ausgesohlter Speicherpotenziale aus der Sodaindustrie denkbar, derzeit aber noch nicht quantifizierbar.

<sup>62</sup> Vgl. INES e.V. (2022).

Tabelle 8: Annahmen zu technoökonomischen Parametern der Wasserstoffspeicherung in Kavernenspeichern in Sachsen-Anhalt.

Parameter	Einheit	2030	2045	Quelle
<b>Durchschnittliches Speicherentgelt</b>	$\frac{\text{€}_{2023}}{\text{MWh}}$	6,7	3,2	[1]
<b>Kissengasanteil*</b>	Vol. %	30		Eigene Berechnung auf Basis von [2]
<b>Durchschnittliche Ausspeicherleistung</b>	Vol. %/d	ca. 4		Eigene Berechnung auf Basis von [3] [4] [5]
<b>Durchschnittliche Einspeicherleistung</b>	Vol. %/d	ca. 1,6		
<b>Speicherverluste</b>	Vol. %/d	0,1		[1]
<b>Durchschnittlicher Füllstand am 1. Januar</b>	Vol. %	75		Eigene Berechnung auf Basis [6]

Quellen: [1] Bloomberg NEF (2020) [2] LBEG (2023) [3] INES, BVEG & DVGW (2022) [4] VNG Gasspeicher GmbH (2022) [5] RWE Gas Storage West (2023) [6] DVFG e.V. (2023)

\*In den folgenden Analysen wird davon ausgegangen, dass der Kissengasanteil durch H<sub>2</sub> bereitgestellt wird; in der Realität ist der Einsatz von Substituten (wie bspw. Erdgas) zu prüfen.

### 5.3 Fazit Infrastrukturpotenziale in Sachsen-Anhalt

Für den **Wasserstofftransport** gibt es grundsätzlich die Alternativen Pipelinetransport und Transport in Trailern mit Transportfahrzeugen. Für den Transport über große Entfernungen sowie für die regionale Verteilung in H<sub>2</sub>-Clustern mit großen Verbrauchsmengen spielen Pipelines die zentrale Rolle. Aufgrund der im Vergleich zum Pipelinetransport, geringen Transportvolumina bzw. -frequenzen wird der Trailer-Transport hauptsächlich für geringe H<sub>2</sub>-Mengen eingesetzt.

Ausgangspunkt für den leitungsgebundenen Transport in Pipelines in den nachfolgenden Analysen sind die aktuellen Planungen der FNB zum Aufbau eines Wasserstoff-Pipelinenetzes. Für 2030 wird in den nachfolgenden Analysen das Wasserstoff-Kernnetz inkl. Umsetzung der Transportalternative Salzgitter – Wefensleben als gesetzte Ausgangsbasis vorgegeben. Für das Stichjahr 2045 wird zusätzlich die Verbindung Haldensleben-Steinitz (über Peckensen) vorgegeben. Darüber hinaus wird im Rahmen der Optimierung der Wasserstoff-Wertschöpfungskette in Abschnitt 6

zusätzlicher Transportbedarf ermittelt. Es ist zu erwarten, dass im Zeitbereich um 2030 Neubauprojekte eine größere Rolle beim Aufbau neuer Pipelineverbindungen einnehmen, als in einem vollständig dekarbonisierten Energiesystem im Jahr 2045. Für den zu ermittelten Leitungsausbau, der über das vorgegebene Wasserstoffnetz hinausgeht, wird in den folgenden Analysen unterstellt, dass im Jahr 2030 Neubauleitungen einen Anteil von 40% einnehmen und 60% der zusätzlichen Pipeline-Infrastruktur auf Umstellungen basieren. Im Jahr 2045 wird ein Verhältnis von 75% Umstellungen und 25% Neubauten unterstellt.

Regulatorisch wird der Aufbau von Wasserstoffpipelines auf nationaler und europäischer Ebene begleitet. Hervorzuheben ist auf nationaler Ebene insbesondere die Ausnahme von Wasserstoff-Pipeline-Projekten von der Anreizregulierung und der stattdessen anzuwendenden Umlage der jährlich erwarteten Kosten auf die Netzentgelte. Auf europäischer Ebene ist das Gasmarktpaket als Teil des Fit-for-55-Pakets hervorzuheben, das mit Entflechtungsbestimmungen für Wasserstoffnetzbetreiber, Regelungen zur Netzplanung und Vorgaben zur Erhebung von Netzentgelten einen einheitlichen, wettbewerblichen Rahmen für den europäischen Binnenmarkt vorsieht.

Beim Wasserstofftransport per Trailer gibt es unterschiedliche technologische Alternativen. Bezüglich des Aggregatzustandes kommen flüssig, gasförmig und chemisch gebunden (LOHC) in Frage. Als Verkehrsmittel bieten sich grundsätzlich Straßen-, Schienen- und Schiffstransport an. Zur Ableitung durchschnittlicher Kosten für den Trailertransport innerhalb Sachsen-Anhalts in den folgenden Analysen, wurde ein gemischter Kostenschätzer über flüssigen, gasförmigen und LOHC-Transport angenommen, da ein Nebeneinander der Optionen künftig am wahrscheinlichsten scheint. Hinsichtlich des Transportmittels wurde auf LKW als ubiquitäres, etabliertes und überall einsetzbares Transportmittel abgestellt.

Für die mittel- und langfristige **Speicherung** von Wasserstoff bieten sich vor allem Kavernenspeicher an. Sachsen-Anhalt verfügt über außerordentlich große Potenziale, so entsprächen die in Sachsen-Anhalt liegenden Kavernenspeicher im Falle einer vollständigen Umstellung auf Wasserstoff mit 5,9 TWh ca. 18,3% des in Deutschland insgesamt zur Verfügung stehenden Speichervolumens von 32,4 TWh Wasserstoff. Dabei ist hervorzuheben, dass den hiesigen Speicherpotenzialen auch über die Landesgrenzen Sachsen-Anhalts und Deutschlands hinaus eine wichtige Bedeutung zukommen wird. Regulatorisch und energiepolitisch sind bei dem Aufbau von Wasserstoffspeichern die Regelungen des Gasspeichergesetzes (2022) zu berücksichtigen. Diese sehen vor, dass Mindestfüllstände eingehalten werden und im Rahmen der Umstellungsprozesse von Speicherkapazitäten von Erdgas auf Wasserstoff die Versorgungssicherheit sowohl mit Erdgas als auch Wasserstoff gewährleistet werden muss.

## 6 Untersuchung der zukünftigen Wasserstoffwertschöpfungskette in Sachsen-Anhalt

In diesem Abschnitt wird die Entwicklung der verschiedenen Stufen der (physischen) Wasserstoff-Wertschöpfungskette innerhalb Sachsen-Anhalts für die drei Szenariowelten untersucht. Auf der ersten Stufe – der **Erzeugung** – steht dabei die Wettbewerbsfähigkeit der (grünen) Wasserstoffproduktion im Land Sachsen-Anhalt gegenüber Importoptionen und der Herstellung bzw. dem Import von konventionellem Wasserstoff im Vordergrund. Auf der zweiten Stufe – der **Speicherung** – werden darauf aufbauend Bedarfe für die mittel- bis langfristige Wasserstoffspeicherung abgeleitet. Auf der dritten Stufe – dem **Transport/der Verteilung** – werden auf der Basis vorliegender Netzinfrasturkturplanungen die Transportbedarfe in Sachsen-Anhalt analysiert, mögliche Lücken identifiziert und kostenoptimale Ziel-Netzinfrasturkturen abgeleitet.

### Grüner Wasserstoff-Import nach Sachsen-Anhalt

Neben der Erzeugung im Land Sachsen-Anhalt ist durch den ausgebauten H<sub>2</sub>-Backbone auch der Import von grünem Wasserstoff möglich. Als Exporteure kommen Regionen mit sehr günstigen Bedingungen für erneuerbaren Strom in Frage, wie z.B. Südeuropa oder Nordafrika. Da sich noch keine grenzüberschreitenden Märkte oder Transportrouten für grünen Wasserstoff etabliert haben, sind belastbare Kostenabschätzungen für grünen Importwasserstoff schwierig.

Im Sinne eines konsistenten Szenariorahmens stellen wir auf die Kostenannahmen der Langfristszenarien 3 ab, die bei circa 100 €/2023/MWh für 2030 und 70 €/2023/MWh für 2045 liegen.

Eine sequenzielle Analyse der Stufen der Wertschöpfungskette ist jedoch nicht sachgemäß, da starke Wechselwirkungen bestehen. So ist bspw. die Wirtschaftlichkeit eines Elektrolyseurs auch abhängig von der vorhandenen Speicher- & Netzinfrasturktur; eine Bewertung der lokalen Infrastruktur hängt gleichzeitig aber auch davon ab, wo wie viel Wasserstoff erzeugt wird. Aus diesem Grund werden Erzeugung, Transport und Speicherung gesamthaft und integrativ untersucht. Auf die entsprechende Methodologie wird zunächst in Abschnitt 6.1 eingegangen, bevor Abschnitt 6.2 die Ergebnisse für die drei Hauptszenarien vorstellt. In Abschnitt 6.3 werden darauf aufbauend die aus den Entwicklungen der Wasserstoffwirtschaft resultierenden Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte analysiert. Anschließend werden Sensitivitäts- und Risikoanalysen diskutiert (Abschnitt 6.4).

## 6.1 Kurzbeschreibung Methodik

Um die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in Sachsen-Anhalt in den drei Szenariowelten abschätzen zu können, wird auf ein eigens für diesen Zweck entwickeltes Wertschöpfungskettenmodell zurückgegriffen. Das bedeutet, dass – unter der Vorgabe von geographisch und zeitlich disaggregierten Wasserstoffbedarfen (vgl. Abschnitt 3) – die Investitionen und Einsatzentscheidungen auf allen Stufen der Wertschöpfungskette so erfolgen, dass die Gesamtkosten des Systems minimiert werden.

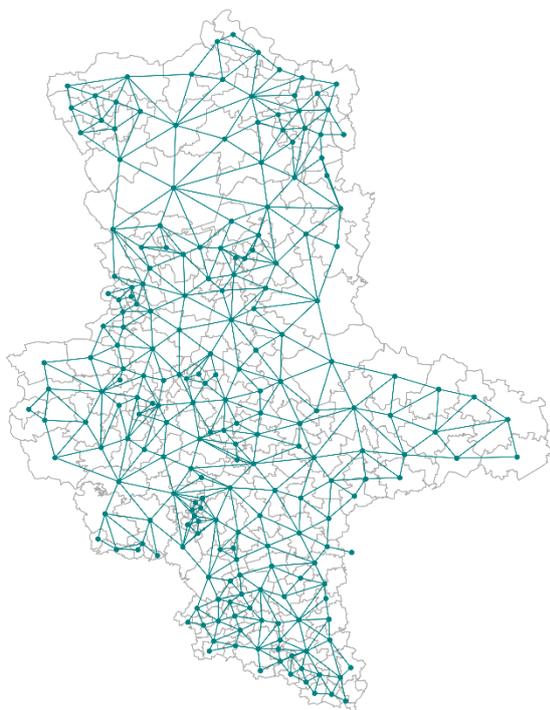


Abbildung 26: Netzwerkstruktur H<sub>2</sub>-Modell Sachsen-Anhalt

Technisch umgesetzt ist das Modell als lineares Programmierungsproblem in der Modellierungsumgebung Python. In seiner hier genutzten Konfiguration umfasst die Berechnung eines vollständigen Szenarios etwa 10,3 Mio. Variablen und 9,7 Mio. Gleichungen. Das Land Sachsen-Anhalt wird dabei als Netzwerk aus 219 Knoten<sup>63</sup> und 570 Kanten dargestellt; die Knoten repräsentieren dabei Gemeindemittelpunkte und die Kanten die jeweils kürzesten Verbindungen zwischen den Mittelpunkten angrenzender Gemeinden (vgl. Abbildung 26).

Das Modell bildet je Stichjahr (2030 und 2045) ein vollständiges Jahr ab; dabei sind Teilmärkte und -module unterschiedlich granular abgebildet. Der Großteil der Wasserstoffwirtschaft wird mit täglicher Auflösung abgebildet, bspw. einer täglichen Wasserstoffnachfrage je Gemeinde, täglicher Transport- und Speichernutzung etc. Die elektrochemische

Wasserstoffproduktion ist dagegen auf stündlicher

Basis abgebildet. Die höhere zeitliche Granularität ist aufgrund des Einflusses bspw. stündlicher Strompreise und hochauflösender Wetterdaten geboten; die Einsatzentscheidungen von Elektrolyseuren, die Interaktionen der Erneuerbaren mit dem Strommarkt und der Einsatz von Batteriespeichern lassen sich entsprechend auch auf stündlicher Basis auswerten.

<sup>63</sup> Zusätzlich zu den 218 Gemeinden Sachsen-Anhalts ist auch der Flughafen Halle/Leipzig als Knoten berücksichtigt.

Abbildung 27 fasst die wesentlichen Eingangsparameter und auswertbaren Ergebnisse des Modells zusammen. Die zentrale Vorgabe sind die individuellen<sup>64</sup> täglichen Wasserstoff-Nachfragen je Gemeinde<sup>65</sup>; die sonstigen Parameter beschreiben und begrenzen den Lösungsraum, in dem das Modell die wirtschaftlich optimale Lösung ermittelt. Der regulatorische Rahmen der Nutzung und Produktion von grünem Wasserstoff beschreibt vor allem die Ziele für den RFNBO-Einsatz in der Industrie<sup>66</sup> und die im Rahmen von Abschnitt 4.2 diskutierten und als zulässig/relevant befundenen Erzeugungskonstellationen<sup>67</sup>, die für die elektrochemische Wasserstoffproduktion zugelassen sind.

Dem Modell als exogene Bestandsanlagen vorgegeben sind bereits heute bekannte bzw. vorhandene Projekte im Bereich Elektrolyse, Transportinfrastruktur, konventioneller Wasserstoffherzeugung und der Speicherung, deren Umsetzung bis zum jeweiligen Stichjahr erwartbar/angekündigt ist und für die entsprechende technische Daten verfügbar/abschätzbar sind. Zur Abbildung optimaler Investitions- und Einsatzentscheidungen benötigt das Modell darüber hinaus detaillierte technoökonomische Parameter der eingesetzten Technologien (vgl. Abschnitte 4.1, 5.1 und 5.2), regional hochauflösende Wetterdaten (vgl. Abschnitt 4.3.3) sowie stündliche Strompreiszeitreihen<sup>68</sup>.

---

<sup>64</sup> Die Höhe und tägliche Struktur der Nachfrage ist bestimmt durch die konstituierenden Anwendungen (vgl. Abschnitt 3) und unterscheidet sich entsprechend je nach Szenario, Stichjahr und Gemeinde.

<sup>65</sup> Für eine detaillierte Aufschlüsselung der unterjährigen Wasserstoffbedarfe je Szenario und Stichjahr wird auf Anhang B verwiesen.

<sup>66</sup> Operationalisiert und im Modell abgebildet werden RFNBO-Ziele über ein Herkunftsnachweissystem. Das bedeutet, dass die Quoten bspw. nicht je Branche erfüllt sein müssen, sondern dass Ausgleichseffekte zwischen Branchen und Sektoren genutzt werden können, sofern dies systemkostenoptimal ist.

<sup>67</sup> So wird für 2030 in den Hauptszenarien eine monatliche Korrelation zwischen EE-Stromerzeugung und Verbrauch im Elektrolyseur gefordert; 2045 werden aufgrund der Möglichkeit der Nutzung von Netzstrom zur Produktion von grünem Wasserstoff lediglich die benötigten Grünstrommengen (ohne Anforderungen an den Erzeugungszeitpunkt) benötigt.

<sup>68</sup> Da mit Sachsen-Anhalt nur ein kleiner Teil der Gebotszone und mit dem Wasserstoffsystem nur ein Teil des gesamten Energiesystems modelliert wird, werden die Strompreiszeitreihen exogen vorgegeben. Konsistent mit der Ausrichtung der Szenarien orientieren diese sich an den stündlichen Grenzkostenpreisschätzern der Langfristszenarien (vgl. Fraunhofer ISI, 2021), sie setzen also bereits einen umfangreichen (Strommarkt-getriebenen) Ausbau der Erneuerbaren Energien voraus.

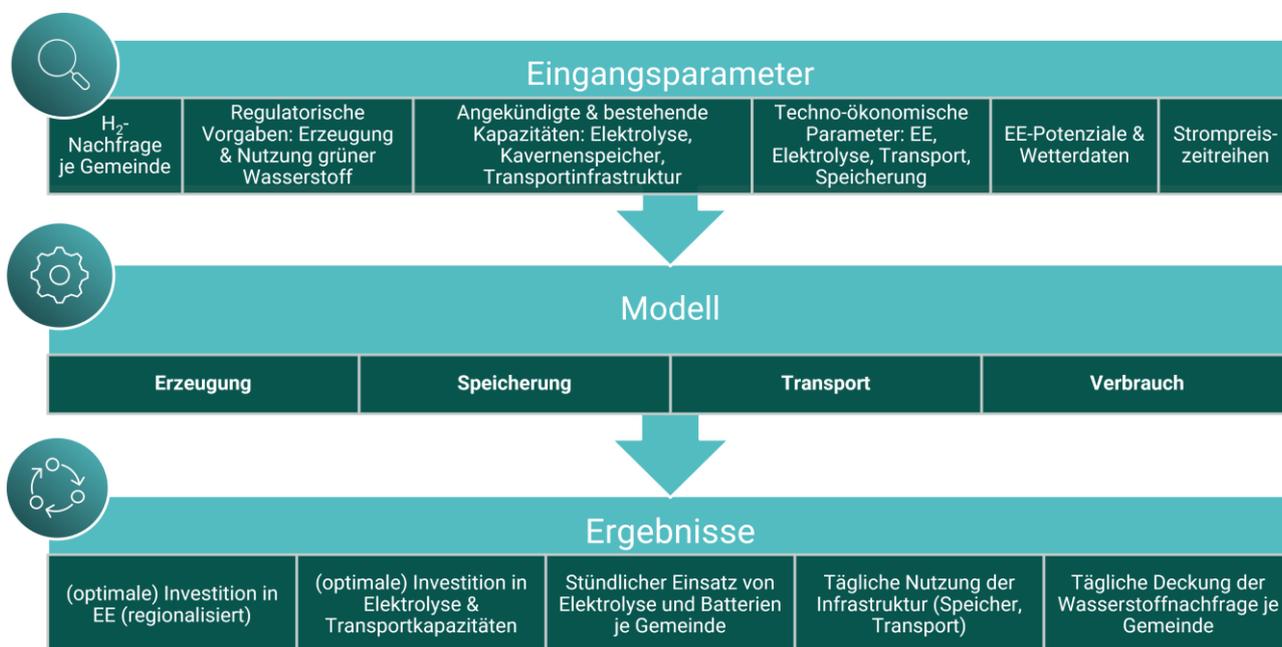


Abbildung 27: Schematischer Überblick über das Wasserstoff-Wertschöpfungskettenmodell.

Wesentliche Ergebnisse der Optimierung sind die Investitionsentscheidungen in verschiedene Technologien, insb. in Erneuerbare Energien und Elektrolyseure, darüber hinaus aber auch in modellendogen optimierte Infrastrukturen<sup>69</sup>. Hierbei lassen sich nicht nur die absoluten Höhen in Sachsen-Anhalt, sondern auch die optimale Verteilung im Land beschreiben. Darüber hinaus lässt sich das Ergebnis hinsichtlich stündlicher/täglicher Einsatzvariablen auswerten, bspw. der Deckung der Wasserstoffbedarfe, der Transportflüsse und -modalitäten und der täglichen Speichernutzung.

<sup>69</sup> Aufgrund a) der vereinfachten Abbildung der räumlichen Dimension, b) der Ableitung von Ergebnissen auf der Basis eines Kostenoptimalitätskriteriums unter Berücksichtigung eines Wetterjahres, sowie c) den Beschränkungen eines linearen Optimierungsmodells ersetzen die Ergebnisse des Modells unter keinen Umständen eine dezidierte Netzplanung und -optimierung.

## 6.2 Ergebnisse für die Hauptszenarien

In diesem Abschnitt werden die mithilfe der oben beschriebenen Modellierung generierten, quantitativen Ergebnisse für die Hauptszenarien „Konservativ“, „Basis“ und „Progressiv“ dargelegt und eingeordnet.

Im Hinblick auf die simulierte Optimierung unterscheiden sich die Rahmenbedingungen der drei Szenarien insbesondere durch Variationen der folgenden Parameter-Annahmen:<sup>70</sup>

- **Wasserstoffnachfrage** und **Anteil (Quote) des verpflichtend grünen Wasserstoffs** an der gesamten Wasserstoffnachfrage: Im konservativen Szenario sind beide Größen geringer als im Basisszenario, im progressiven Szenario höher. In 2030 überwiegen dabei Unterschiede in den Quoten, in 2045 die Unterschiede der absoluten Bedarfe.
- **Kostenentwicklung** für Wasserstoff-Elektrolyseure: Im konservativen Szenario sind diese höher als im Basisszenario, im progressiven Szenario niedriger.
- **Strompreise**: Entsprechend der unterschiedlich hohen Strombedarfe und der unterschiedlichen Struktur der Nachfragen in den unterstellten Szenariowelten, sind in den drei Szenarien unterschiedliche, stündliche Strompreiskurven hinterlegt. Für das Szenario „Konservativ“ stammen diese aus dem Szenario „TN Strom“ der Langfristszenarien 3 (LFS 3) und für das Szenario „Progressiv“ aus dem Szenario „TN PtG“ der LFS 3. Für das „Basis“-Szenario wurde ausgehend von den Kurven der beiden Randszenarien eine Strompreiskurve abgeleitet, die im Niveau und in ihrer Struktur eine mittlere Entwicklung darstellt.

Wichtige Gemeinsamkeiten der Szenarien, die ggf. im Rahmen anschließender Sensitivitätsanalysen (vgl. Abschnitt 6.4) variiert werden:

- Es werden die im Rahmen von Abschnitt 4.2.3 abgeleiteten **Erzeugungskonstellationen** für die grüne Wasserstoffproduktion unterstellt. Das bedeutet vor allem, dass 2030 eine monatliche Zeitgleichheit zwischen EE-Stromerzeugung und Verbrauch im Elektrolyseur erfüllt sein muss, und das (über alle Szenarien und Stichjahre hinweg) der benötigte EE-Strom bilanziell auch in Sachsen-Anhalt erzeugt werden muss. Diese Vorgaben werden in den Sensitivitäten 1 und 7 variiert.
- Weitere Parameter:

---

<sup>70</sup> Abgeleitet wurden Annahmen hauptsächlich aus den Ergebnissen der Langfristszenarien 3 der Bundesregierung, wie ausführlich in Abschnitt 2 erläutert, ergänzt um weitere technische und wirtschaftliche Parameter basierend auf öffentlich anerkannten Publikationen (vgl. Abschnitte 4.1, 5.1 und 4.5).

- **Importpreise für grünen Wasserstoff** (2030: 100 €<sub>2023</sub>/MWh<sub>th</sub>, 2045: 76 €<sub>2023</sub>/MWh<sub>th</sub><sup>71</sup>, Variation in Sensitivität 4 und 5)
- **Exogen gesetzte Kapazitäten** von Elektrolyse, Wasserstoffspeichern, Infrastrukturplanungen und Kapazitäten der konventionellen Wasserstofferzeugung (Variation des Speicherzugriffes in Sensitivität 2, der Importverfügbarkeit in Sensitivität 6)
- **Technoökonomische Parameter** für Speicherung und Transport (vgl. Abschnitt 5.2)

Tabelle 9: Weitere techno-ökonomische Parameter

Parameter	Einheit	2030	2045	Quellen
<b>Investitionskosten PV-Freiflächenanlagen</b>	$\frac{\text{€}_{2023}}{\text{kW}_{el}}$	455	427	Eigene Annahmen basierend auf [1]
<b>Investitionskosten Windenergieanlagen</b>	$\frac{\text{€}_{2023}}{\text{kW}_{el}}$	1.190	1.125	
<b>Investitionskosten Batteriespeicher (2h)</b>	$\frac{\text{€}_{2023}}{\text{kW}_{el}}$	665	610	

Quellen: [1] Fraunhofer ISE (2021)

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Analysen vorgestellt, die im Wesentlichen auf diese Treiber zurückführbar sind.

### Deckung der Wasserstoffnachfrage

Abbildung 28 stellt die Deckung der Wasserstoffbedarfe auf aggregierter Ebene für Sachsen-Anhalt in den drei Szenarien in den Modelljahren 2030 und 2045 dar. Im Jahr 2030 wird in allen Szenarien ein substantieller Anteil der Nachfrage durch konventionellen Wasserstoff (auf Basis fossiler Energien) gedeckt, im Wesentlichen beschränkt durch die Vorgaben zu Mindest-RFNBO-Quoten, die in allen Szenarien bindend sind. Das bedeutet, dass der Einsatz von grünem Wasserstoff in 2030 vor allem von regulatorischen Vorgaben getrieben ist. Im Jahr 2045 wird der gesamte Bedarf „grün“ gedeckt. Der konventionelle Wasserstoffbedarf kann durch Dampfreformer mit (blau) oder ohne (grau) nachgelagerte Abscheidung und Speicherung/Nutzung des im Prozess freigesetzten CO<sub>2</sub>, sog. CCU/CCS, gedeckt werden. Der Einsatz von CCU/CCS ist politisch umstritten; rein ökonomisch ist die Entscheidung einer Nachrüstung getrieben durch das Verhältnis aus

<sup>71</sup> Fraunhofer ISI (2021)

Zusatzkosten und dem Preis für Emissionszertifikaten. In allen Szenarien liegen die indikativen Kosten des blauen Wasserstoffes unterhalb jener für grauen Wasserstoff (vgl. Exkurs in Abschnitt 4.1).

In beiden Stichjahren kommt im grünen Nachfragesegment eine Mischung von Elektrolyse- und Importwasserstoff zum Einsatz. Dabei überwiegt im Szenario „Konservativ“ der Importanteil deutlich, da die höheren Kosten für die Elektrolyse eine geringere Wirtschaftlichkeit der inländischen grünen Wasserstoffproduktion nach sich ziehen. In den Szenarien „Basis“ und „Progressiv“ dagegen wird der Hauptteil des grünen Bedarfs durch Elektrolysewasserstoff bedient. Importe nehmen dazu eine eher ergänzende Rolle ein, bspw. um höhere Bedarfe in den Wintermonaten abzufangen, die nicht wirtschaftlich durch Elektrolysekapazitäten und Speicher gedeckt werden können.

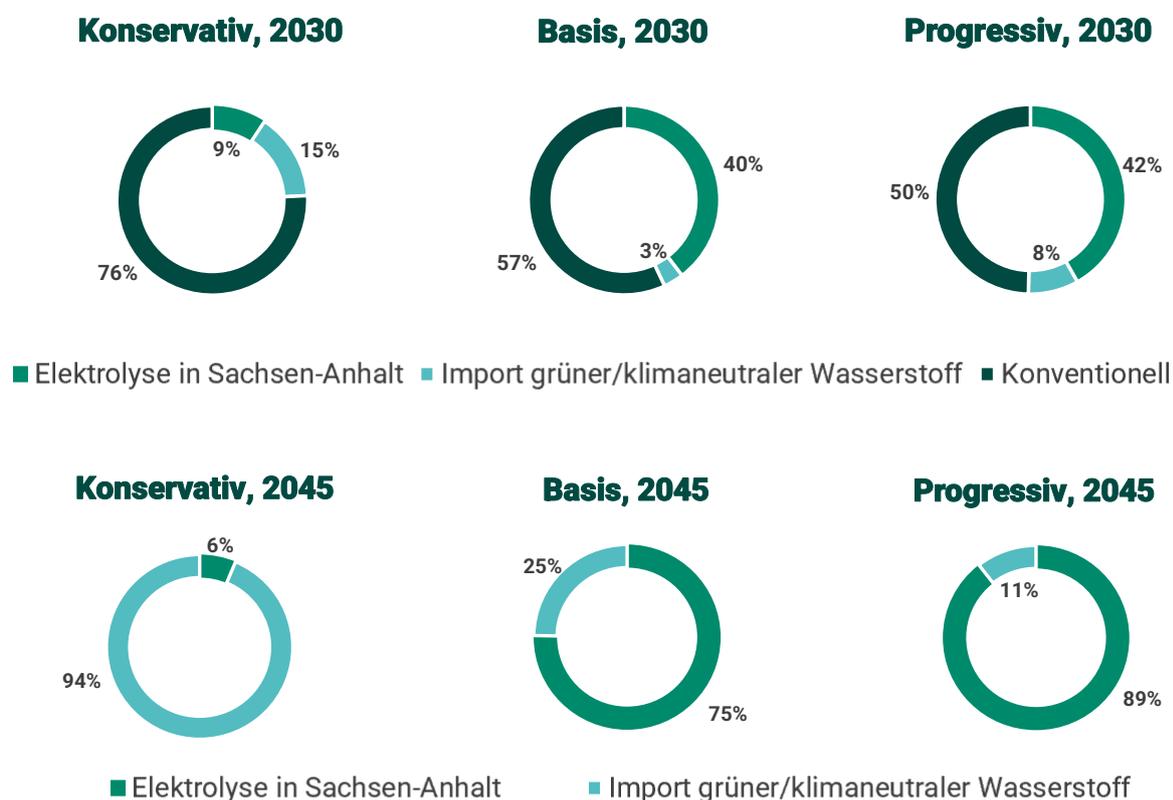


Abbildung 28: Deckung der H<sub>2</sub>-Bedarfe nach Betrachtungsjahr und Szenario

Eine regional (nach Landkreisen) disaggregierte Aufschlüsselung der Wasserstoffgestehung ist in Tabelle 10 dargestellt. Der Wasserstoffbedarf je Landkreis inkl. etwaiger Speicherverluste (in der

Tabelle nicht explizit ausgewiesen) ergibt sich jeweils aus der Summe aus Erzeugung und Nettoimport.

Tabelle 10: Wasserstoffgestehung (Erzeugung\* und Nettoimport\*\*) nach Landkreisen

Erzeugung (l.)   Nettoimport (r.) [TWh H <sub>2</sub> ]	Konservativ		Basis		Progressiv	
	2030	2045	2030	2045	2030	2045
Salzwedel	0   0,04	0   0,36	<b>0,02   0,03</b>	<b>0,94   -0,47</b>	0,04   0,04	1,73   -1,05
Anhalt-Bitterfeld	0,26   -0,11	0,2   1,18	<b>0,24   -0,09</b>	<b>1,09   0,92</b>	0,19   -0,02	2,38   0,35
Burgenlandkreis	0,28   -0,26	0,21   0,39	<b>0,27   -0,2</b>	<b>0,7   0,74</b>	0,22   -0,06	1,27   1,23
Börde	0   0,08	0   1,13	<b>0,02   0,1</b>	<b>0,79   1,34</b>	0,04   0,15	1,33   1,97
Dessau-Roßlau	0   0,05	0   0,27	<b>0,02   0,04</b>	<b>0,11   0,25</b>	0,02   0,04	0,19   0,28
Fl. Halle/Leipzig	0   0	0   0	<b>0,04   0,01</b>	<b>0,1   0,08</b>	0,07   0,03	0,19   0,16
Halle (Saale)	0   0,33	0   1,09	<b>0,01   0,27</b>	<b>0,1   0,89</b>	0,02   0,12	0,22   0,49
Harz	0   0,02	0,1   0,51	<b>0,04   0,03</b>	<b>0,65   0,51</b>	0,11   0,08	1,13   0,87
Jerichower Land	0   0,01	0,03   0,14	<b>0,01   0,02</b>	<b>0,22   0,21</b>	0,04   0,05	0,48   0,34
Magdeburg	0,03   -0,02	0,02   0,16	<b>0,03   0</b>	<b>0,15   0,2</b>	0,04   0,06	0,31   0,4
M.-Südharz	0   0,01	0,07   0,14	<b>0,02   0,02</b>	<b>0,2   0,18</b>	0,07   0,04	0,46   0,26
Saalekreis	4,71   -0,37	0,38   3,37	<b>4,94   -0,48</b>	<b>4,55   0,07</b>	5,06   -0,54	6,14   -0,95
Salzlandkreis	0,15   0,24	0,01   2,2	<b>0,1   0,26</b>	<b>5,31   -2,66</b>	0,12   0,12	7,85   -4,91
Stendal	0   0,03	0,12   0,14	<b>0,03   0,03</b>	<b>0,37   0,29</b>	0,08   0,05	0,74   0,46
Wittenberg	4,42   1,65	0   6,04	<b>5,74   0,36</b>	<b>2,81   3,39</b>	5,26   0,91	3,17   3,36

\* Erzeugung durch Elektrolyse & Dampfreformer (links)

\*\* Nettoimporte inkl. Austausch mit inländischen Landkreisen und Importe von außerhalb Sachsen-Anhalts (rechts).

## Ausbau von Elektrolyse und erneuerbaren Energien

Der für diese Entwicklungen notwendige Ausbau von Elektrolysekapazitäten und erneuerbaren Energien in den Jahren 2030 und 2045 ist in Abbildung 29 abgetragen. Im Basisszenario wird bis zum Jahr 2030 eine Elektrolysekapazität von etwa 1,7 GW<sub>el</sub> und bis 2045 von rund 8 GW<sub>el</sub> errichtet. Im konservativen Szenario bleibt die Elektrolysekapazität über beide Stichjahre hinweg aufgrund

der hohen Investitionskosten auf einem sehr niedrigen Niveau. Im progressiven Szenario ist ein Ausbau von 2,3 GW<sub>el</sub> in 2030 und von 16,4 GW<sub>el</sub> in 2045 wirtschaftlich; diese hohen Kapazitäten sind aufgrund geringer Investitionskosten auch vergleichsweise niedrig ausgelastet (vgl. Abbildung 32).

Über die Szenarien hinweg kommt es zu einem in Zusammensetzung und Ausmaß variierenden Ausbau erneuerbarer Energien. Im Gesamtbild lässt sich ein recht ausgewogener Mix aus beiden Technologien festhalten. Im Einzelnen sind die Kombinationen bestimmt durch das Zusammenspiel aus Gestehungskosten (den annualisierten Kosten pro erzeugter MWh<sub>el</sub> Strom) und dem Marktwert der erneuerbaren Energien (der mit dem erzeugten Strom erzielbare durchschnittliche Erlös am Stromgroßhandel). Im Jahr 2030 überwiegt dabei der Kosteneffekt leicht, was zu einem vermehrten Ausbau der (pro MWh) günstigeren PV-Potenziale führt.

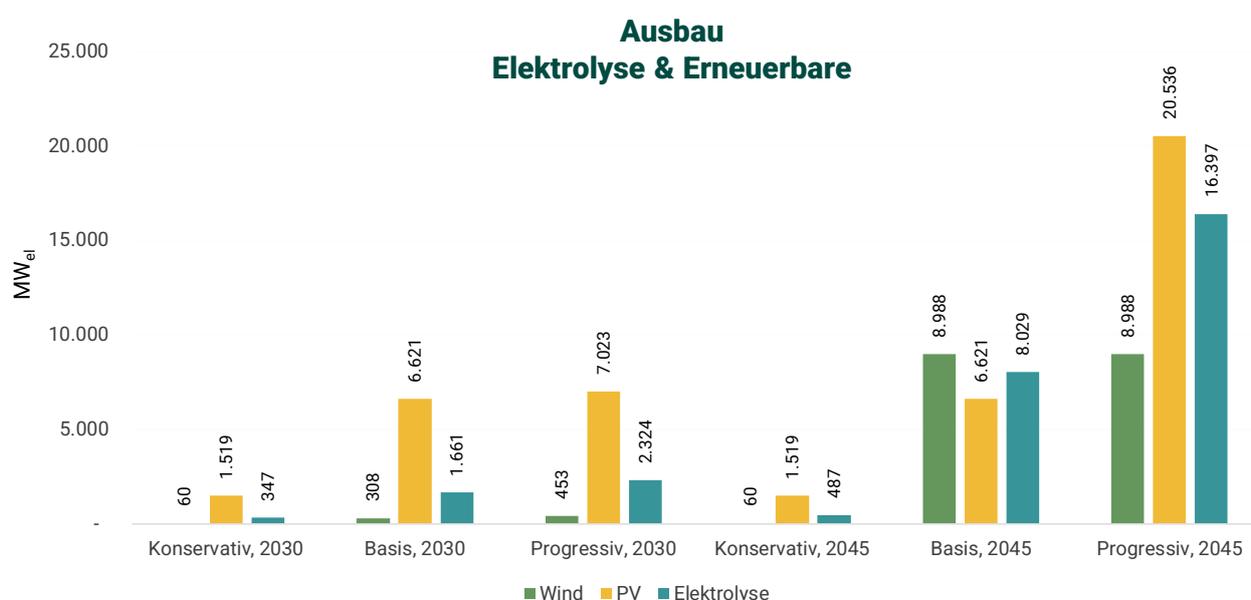


Abbildung 29: Ausbau von Elektrolyse & erneuerbaren Energien

Im Jahr 2045 ist jegliche Zeitgleichheitsbedingung innerhalb eines Jahres aufgehoben, d. h. die erneuerbare Stromerzeugung muss nur bilanziell für die inländische Elektrolyse innerhalb eines Jahres ausreichen. Das bedeutet, dass EE-Stromerzeugung vollständig flexibel innerhalb eines Jahres verschoben werden kann; sie wird also zunächst am Strommarkt veräußert und bei Bedarf der Elektrolyseure in entsprechender Menge am Großhandel zugekauft. Dadurch entkoppelt sich die Wirtschaftlichkeit der einzelnen EE-Technologien vom Einsatz der Elektrolyse und die EE-Potenziale werden verstärkt gemäß ihrer Wirtschaftlichkeit am Strommarkt erschlossen. Dies führt zu

einem recht ausgewogenen Energiemix in 2045, mit mehr PV-Kapazität in den Randszenarien und mehr Windkraft im Basisszenario.

Abbildung 30 stellt die regionale Verteilung des im Rahmen der Modellrechnung erfolgten Ausbaus erneuerbarer Energien dar und zeigt dabei Abhängigkeiten der verschiedenen Szenarien auf. Im Jahr 2030 ist im konservativen Szenario ein verstärkter Ausbau von Photovoltaikanlagen im Süden von Sachsen-Anhalt zu erkennen. In den Basis- und progressiven Szenarien hingegen erfolgt zusätzlich zum PV-Ausbau im Süden von Sachsen-Anhalt auch ein Ausbau im Westen dieser Region. Der Ausbau von Windenergieanlagen konzentriert sich in allen Szenarien mit geringer Leistung auf den Norden. Im Jahr 2045 zeigt sich vom konservativen bis zum progressiven Szenario ein Anstieg beim Ausbau von Photovoltaik- und Windenergieanlagen in allen Gebieten. Im Basis-Szenario ist der Ausbau von Windenergie besonders stark, vor allem im Norden von Sachsen-Anhalt. Im progressiven Szenario hingegen ist der Ausbau von Solarenergie am größten und erstreckt sich nahezu flächendeckend über Sachsen-Anhalt. An dieser Stelle ist anzumerken, dass die Ausbreitung der Windenergie im Norden nicht geringer wird, jedoch von der Einfärbung der Photovoltaikanlagen mit höherer Leistung überdeckt wird. Dieses Ergebnis ist als kostenoptimal zu interpretieren, allerdings besteht in der Realität dennoch die Möglichkeit einer gleichmäßigeren Verteilung.

Abbildung 31 zeigt die regionale Verteilung des Ausbaus von Elektrolyseanlagen in Sachsen-Anhalt in 2030 (grün) und in 2045 (rot). Im konservativen Szenario fällt auf, dass der Ausbau von Elektrolyseanlagen weit entfernt von den Anbindungspunkten an das überregionale Transportnetz erfolgt. Dies spiegelt die untergeordnete Rolle der Elektrolyse in diesem Szenario wider, in dem die meisten Nachfrager durch Importe versorgt werden. Elektrolyseure kommen folglich vor allem dort zum Einsatz, wo sich ein Anschluss an überregionale Transportinfrastruktur bspw. aufgrund niedriger Bedarfe nicht lohnt. Hingegen zeigt sich im Basis- und progressiven Szenario eine verstärkte Entwicklung von Elektrolyseanlagen nahe der großen Verbrauchsstandorte und Speicher. Da Elektrolyseure den Hauptteil der Nachfrage bedienen, konzentriert sich der Ausbau verstärkt auf solche Gebiete, die für die Versorgung der meisten Nachfrager strategisch günstig gelegen sind.<sup>72</sup> An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass Fragen der Stromnetzauslastung nicht berücksichtigt wurden, aber ein netzdienlicher Ausbau aus Systemsicht zu bevorzugen wäre.

---

<sup>72</sup> Hier wie auch im Falle des regionalisierten EE-Ausbaus ist zu beachten, dass Aspekte der Stromnetzauslastung nicht berücksichtigt wurden. Aus Systemsicht ist ceteris paribus ein netzdienlicher Ausbau zu bevorzugen.

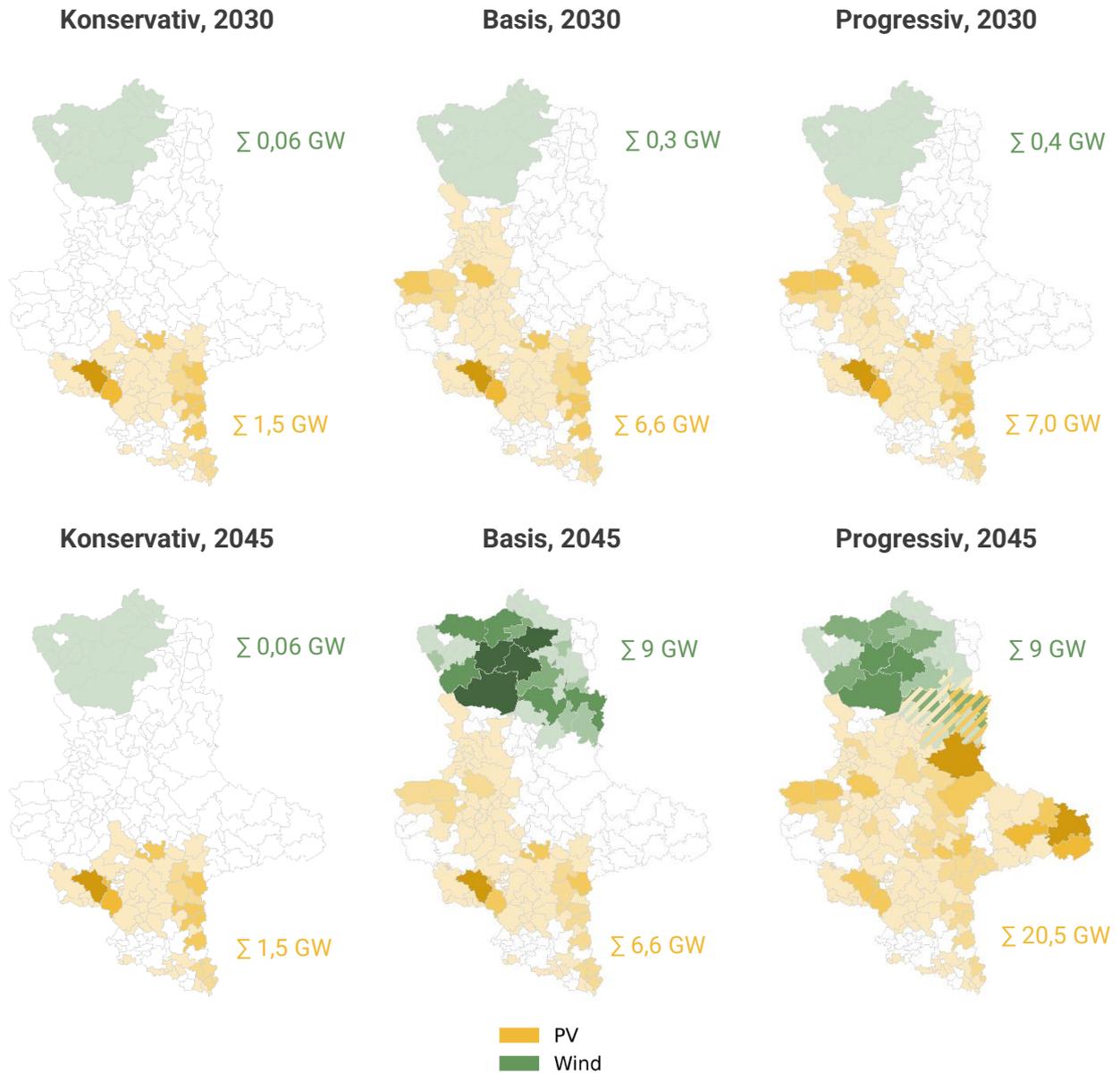
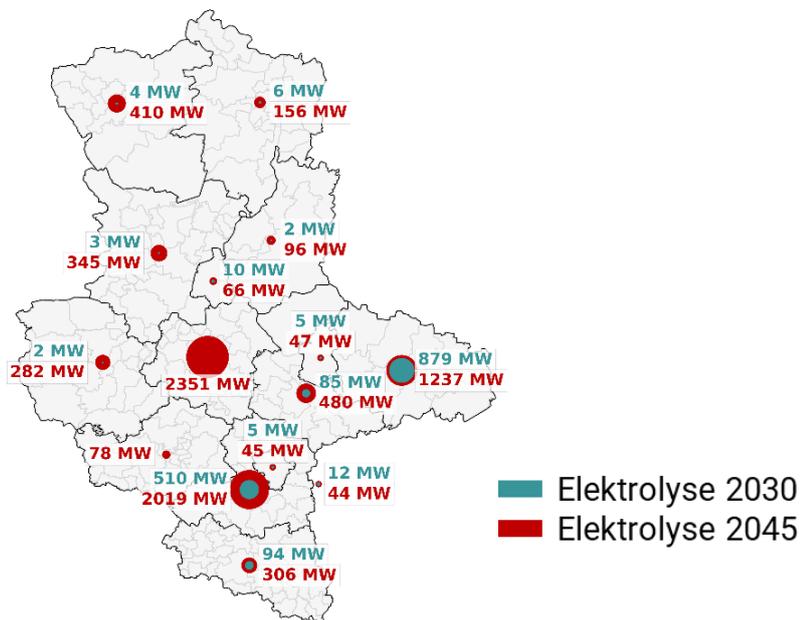
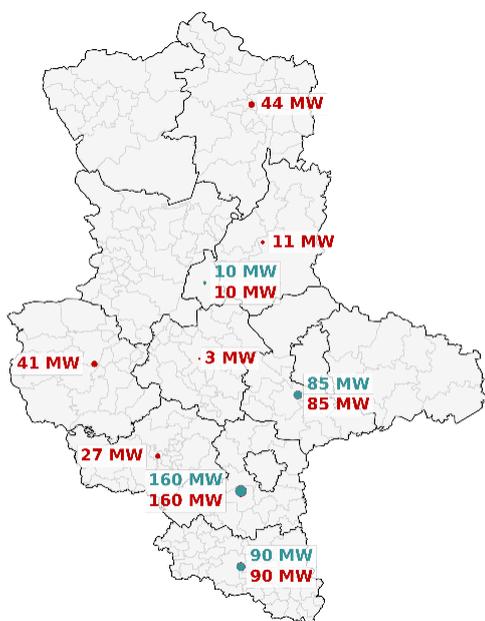


Abbildung 30: Regionale Verteilung des EE-Zubaus in 2030 und 2045

### Basis, 2030/2045



### Konservativ, 2030/2045



### Progressiv, 2030/2045

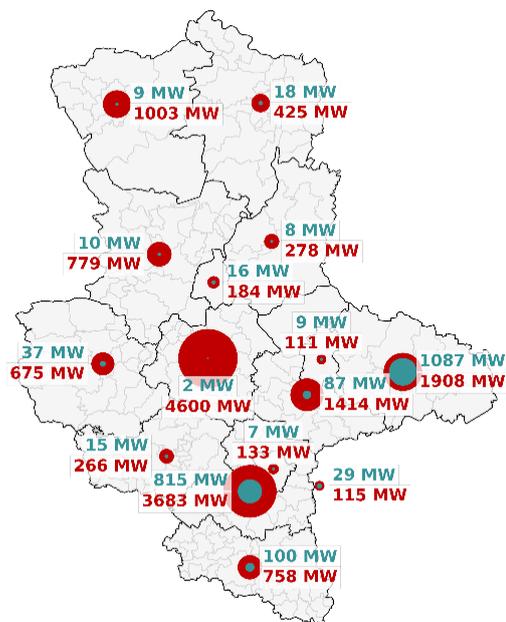


Abbildung 31: Regionale Verteilung des Elektrolyse-Zubaus in 2030 (grün) und 2045 (rot)

## Einsatz der Elektrolyse

Abbildung 32 stellt die Auslastung der Elektrolysekapazitäten in drei verschiedenen Szenarien für die Jahre 2030 und 2045 dar. Dabei orientiert sich die Wasserstoffproduktion 2030 an der saisonalen Erzeugung erneuerbarer Energien, die aufgrund des überwiegenden PV-Anteils im Sommer ihren Höhepunkt erreicht.<sup>73</sup> Dagegen muss im Jahr 2045 keine Zeitgleichheitsbedingung erfüllt werden. Allerdings sind dann vor allem die stündlichen Strompreise entscheidend, welche über alle Szenarien hinweg im Sommer durchschnittlich niedriger sind als im Winter. Entsprechend ist die Auslastung im Jahresverlauf 2045 nur etwas ausgeglichener.

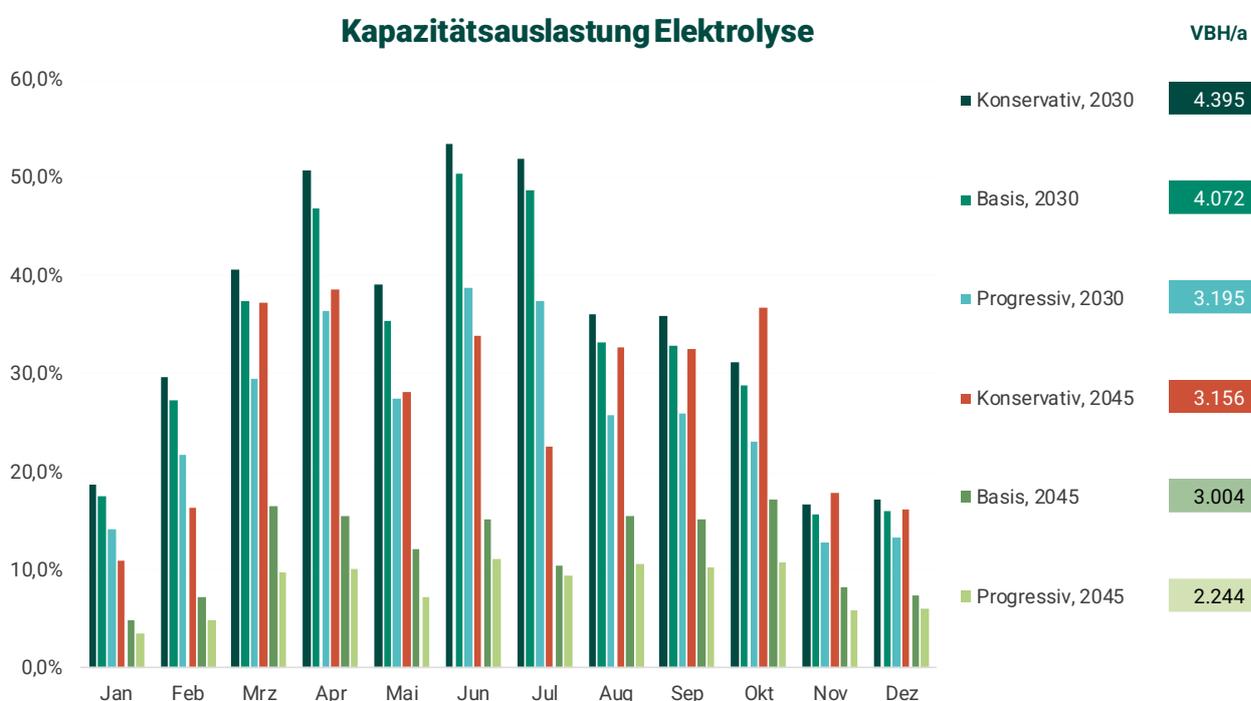


Abbildung 32: Einsatz der Elektrolyse

Die spezifische Auslastung sinkt vom konservativen zum progressiven Szenario sowie in allen Szenarien von 2030 bis 2045. Dies ist auf die jeweils sinkenden Investitionskosten für Elektrolyseanlagen zurückzuführen, die niedrigere Energie-zu-Leistung-Verhältnisse ermöglichen und den Betrieb

<sup>73</sup> Es ist eine im Jahresverlauf durchgängig sichergestellte Wasserversorgung unterstellt (vgl. Abschnitt 4.4), für die bei hohen Elektrolyseanteilen im Sommer ggf. entsprechende Maßnahmen erforderlich sind.

flexibler gestalten lassen. Gleichzeitig steigen die Wirkungsgrade der Elektrolyseure, was eine insgesamt effizientere Nutzung des erzeugten EE-Stromes ermöglicht.

### Nutzung der Speicherinfrastruktur

Abbildung 33 veranschaulicht den aggregierten Füllstand aller inländischen Wasserstoffspeicher über das Jahr hinweg, abhängig von den verschiedenen Szenarien für die Jahre 2030 und 2045. Die Darstellung bezieht sich auf das nutzbare Speichervolumen, d.h. abzüglich des relativen Kissengasanteils. Dabei beträgt die angenommene Speicherkapazität für das Jahr 2030 ca. 177 GWh und für das Jahr 2045 5,9 TWh. Der Füllstand der Speicher zu Beginn des Jahres ist exogen festgelegt und wird in allen Szenarien stark genutzt. In den Szenarien "Basis, 2030", "Konservativ, 2030" sowie "Konservativ, 2045" zeigt sich in der Mitte des Jahres kaum oder nur wenig Nutzung der Speicherkapazitäten, bevor gegen Ende des Jahres wieder die Füllstände erhöht werden. Kurzfristige Nachfrageschwankungen werden primär durch Importe und konventionellen Wasserstoff ausgeglichen.

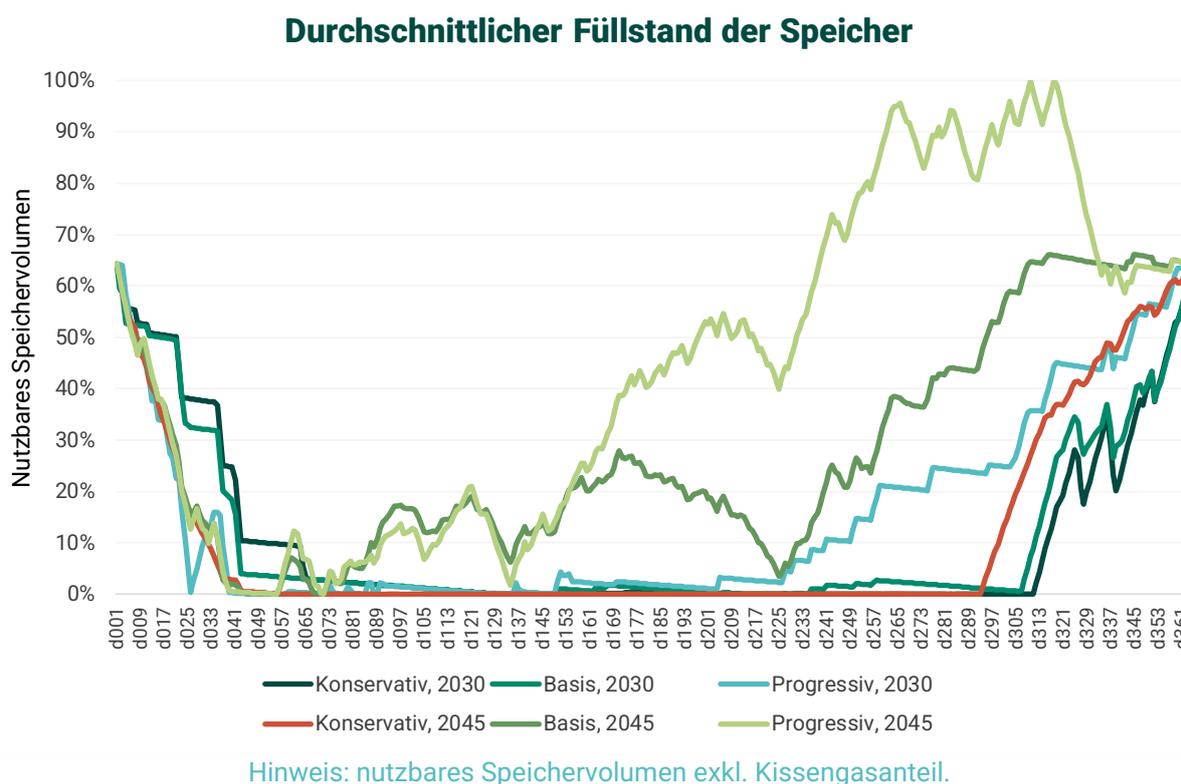


Abbildung 33: Täglicher Verlauf der Speichernutzung

Dagegen führt der sehr hohe Anteil von Elektrolysewasserstoff in den Szenarien "Progressiv, 2030", "Basis, 2045" sowie "Progressiv, 2045" aufgrund eines flexiblen Einsatzes, der sich primär nach Strompreisen und EE-Erzeugung richtet, zu erheblichem auch mittelfristigen Speicherbedarf. Auch hier erfüllt der Speicher eine saisonale Reservefunktion; es werden ab Sommer oder Herbst Füllstände aufgebaut, um den Wasserstoffbedarf während der Wintermonate sicherzustellen. Darüber hinaus werden die Speicher aber auch für einen kurzfristigeren Ausgleich stark genutzt. Die Ergebnisse unterstreichen die wichtige Rolle von Speichern im Zusammenhang mit hohen inländischen Elektrolysekapazitäten.

### Transportmodalitäten und -Infrastruktur

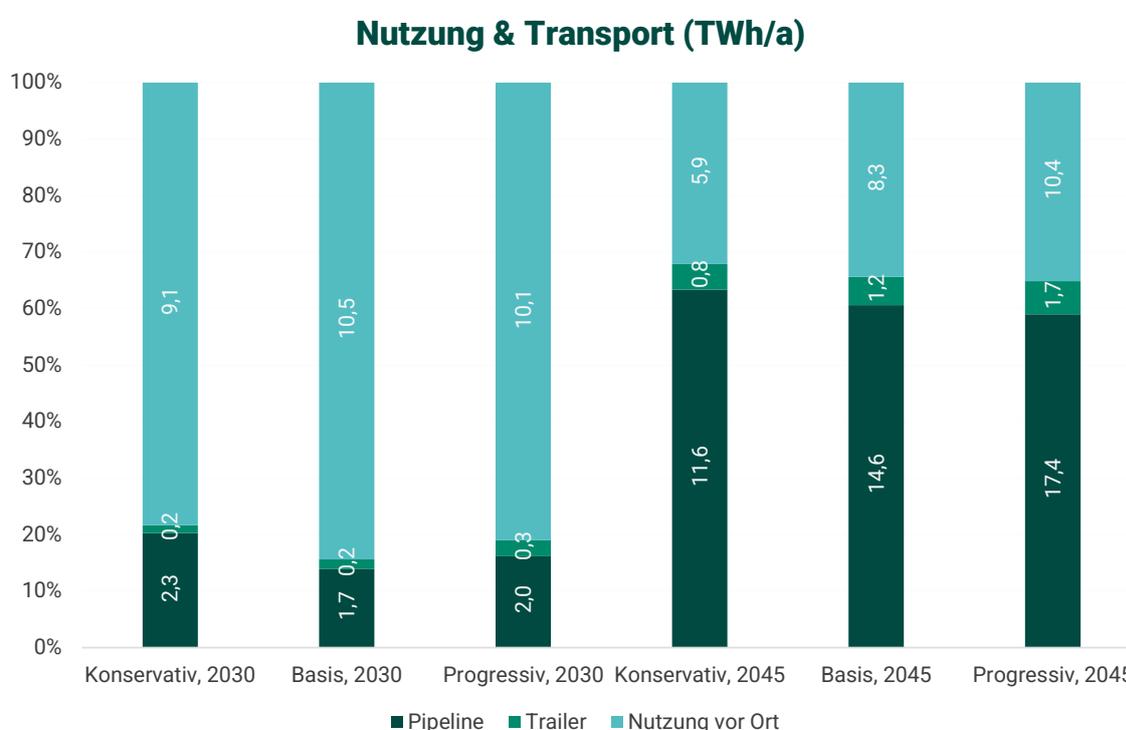


Abbildung 34: Transportmodalitäten und lokale Nutzung

Abbildung 34 zeigt auf, was im Anschluss an die Erzeugung mit dem Wasserstoff geschieht. Über alle Szenarien hinweg ist im Jahr 2030 die Nutzung des Wasserstoffs vor Ort dominant. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Nachfrage zu diesem Zeitpunkt noch wenig flächendeckend und die Weiterverteilung des Wasserstoffs daher noch nachrangig ist. Darüber hinaus werden bedeutende Anteile der Nachfrage durch an industriellen Nachfragezentren erzeugten konventionellen

Wasserstoff gedeckt, der anschließend direkt verbraucht wird. Der höhere Transportanteil im konservativen Szenario ist auf die dominantere Rolle der Wasserstoffimporte zurückzuführen, die Sachsen-Anhalt auf dem Wege der überregionalen Transportinfrastruktur erreichen und anschließend inländisch weiterverteilt werden. Im Modelljahr 2045 hingegen nimmt der Anteil des transportierten Wasserstoffs deutlich zu. Eine wichtige Rolle dabei spielen die Kavernenspeicher, die in der Fläche verteilte, überschüssige Produktion im Sommer zentralisiert aufnehmen und im Winter wieder ausspeichern können. Darüber hinaus wird die konventionelle, verbrauchsnahe Wasserstoffproduktion durch weniger konzentrierte Erzeugungsrouten abgelöst, während sich die Nachfrage weiter in die Fläche verteilt. Im konservativen Szenario steigen vor allem die Importe von Wasserstoff, was zu einem größeren Bedarf an Transporten führt. In den Szenarien „Basis“ und „Progressiv“ dagegen überwiegt der Effekt höherer Elektrolyseleistungen an einzelnen Standorten, die zur Deckung der Nachfrage in weiter entfernten Gemeinden genutzt werden. Im Gesamtbild spielen Trailertransporte insgesamt eine (erwartbar) geringere Rolle. Sie kommen vor allem dann zum Einsatz, wenn sich Bau oder Umstellung von Wasserstoffpipelines nicht lohnen, bspw. aufgrund vereinzelt auftretender und insgesamt niedriger Wasserstoffbedarfe in peripheren Gemeinden.

Abbildung 35 veranschaulicht die wirtschaftlich optimierte Pipeline-Infrastruktur in 2030 über alle Szenarien hinweg. Der geringe Anteil an (endogen) im Modell zubauten Pipelines, der über das exogen gesetzte überregionale Transportnetz hinausgeht, beschränkt sich über alle Szenarien hinweg auf den verbrauchsstarken Süd-Osten von Sachsen-Anhalt; es wird allerdings deutlich, dass das geplante Kernnetz für die in 2030 noch sehr konzentriert auftretenden Wasserstoffbedarfe weitestgehend ausreicht. Die endogen zugebauten Pipelines sind von geringer Länge (ca. 17 km in den Szenarien „Basis“ und „Progressiv“, ca. 42 km im Szenario „Konservativ“) und von geringem Durchmesser (im Bereich von ca. 100mm) und haben damit Verteilnetzcharakter. Der höhere Transportbedarf im konservativen Szenario (vgl. Abbildung 34) spiegelt sich hier in einem leicht erhöhten Infrastrukturbedarf gegenüber den anderen Szenarien wider.

Im Jahr 2045 wird darüber hinaus in allen Szenarien eine deutlich robustere und flächendeckendere Infrastruktur benötigt, wie Abbildung 36 illustriert. Diese verbindet Großverbraucher, Importmöglichkeiten, große Erzeuger und Speicher miteinander, insbesondere über einen (mittelbaren) Anschluss an das bestehende Transportnetzwerk, dem auch hier wieder eine zentrale Rolle zukommt. Die höheren Wasserstoffbedarfe im Szenario „Progressiv“ schlagen sich im umfangreichsten über die exogen gesetzte Infrastruktur hinausgehende Netzwerk von ca. 440 km nieder, während im Szenario „Basis“ ca. 300 km und im Szenario „Konservativ“ insgesamt ca. 220 km ausgebaut werden. Die meisten Pipelines liegen bei einem Durchmesser von 100 – 200mm, vereinzelt werden aber auch größere Pipelines im Bereich 300 – 600 mm im Süd-Osten des Landes errichtet.

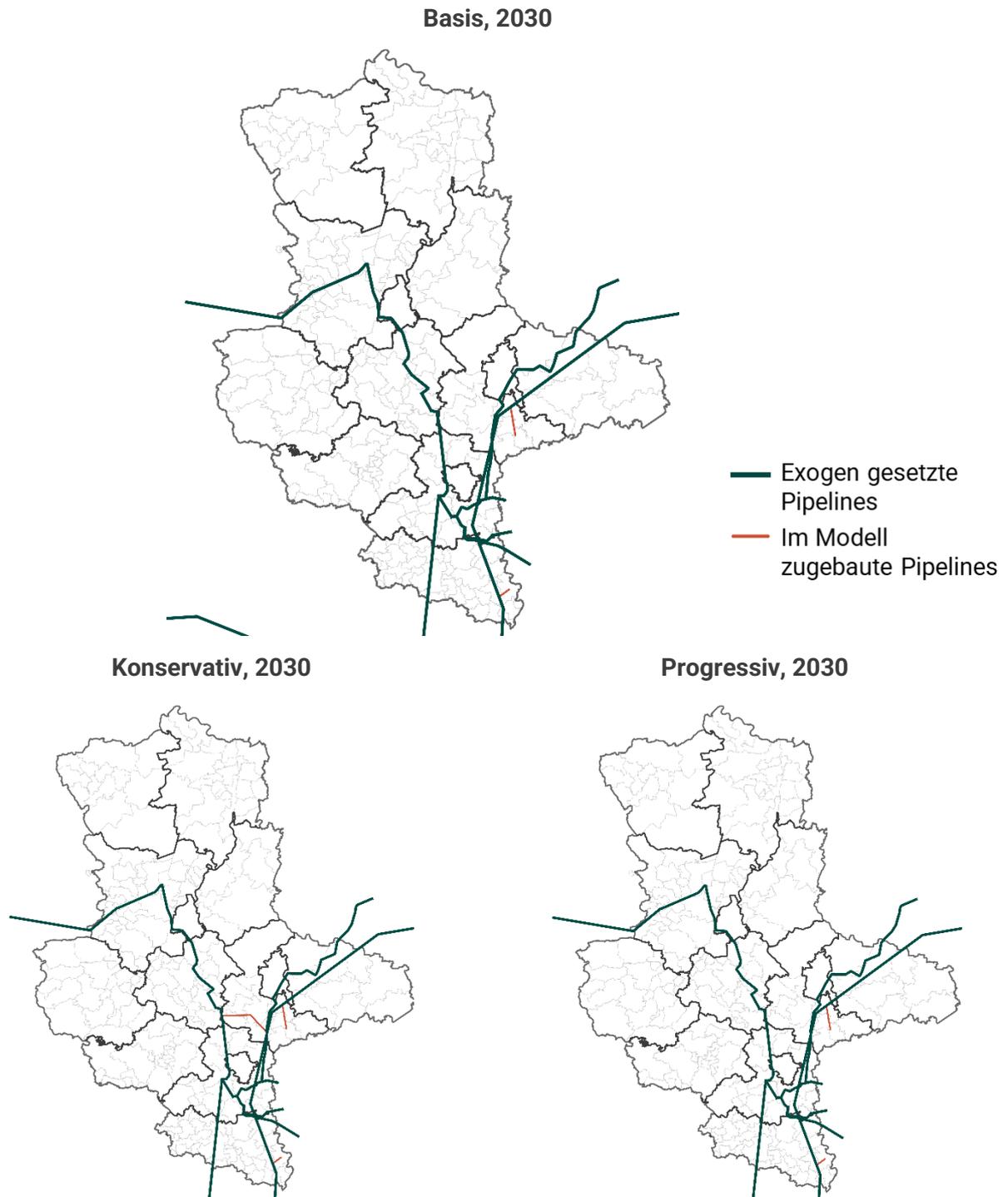
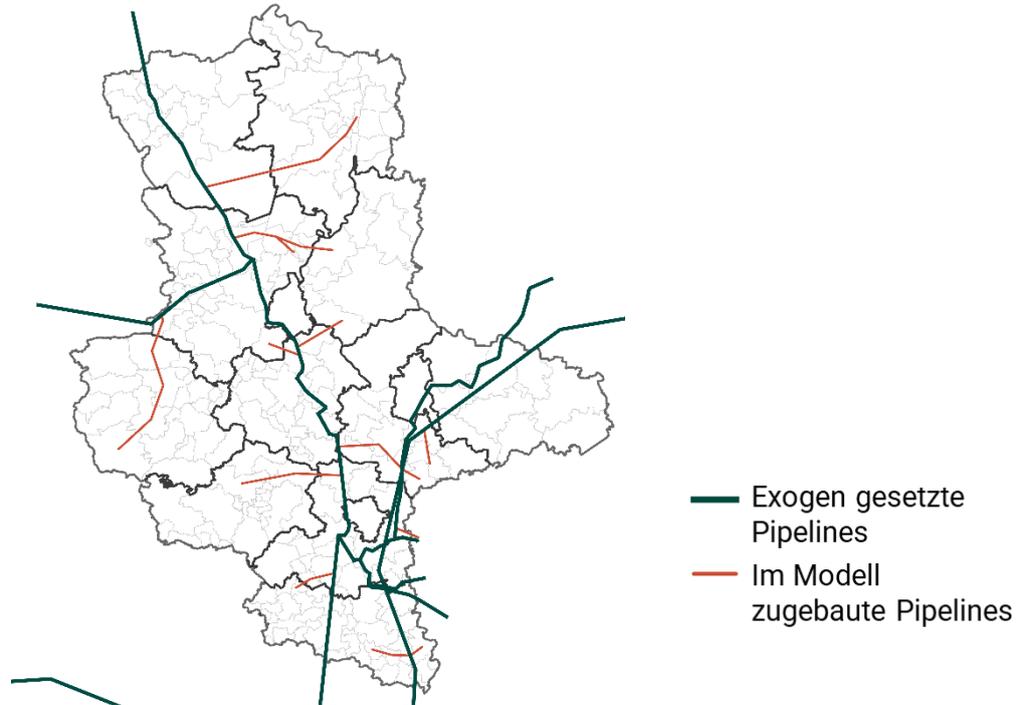
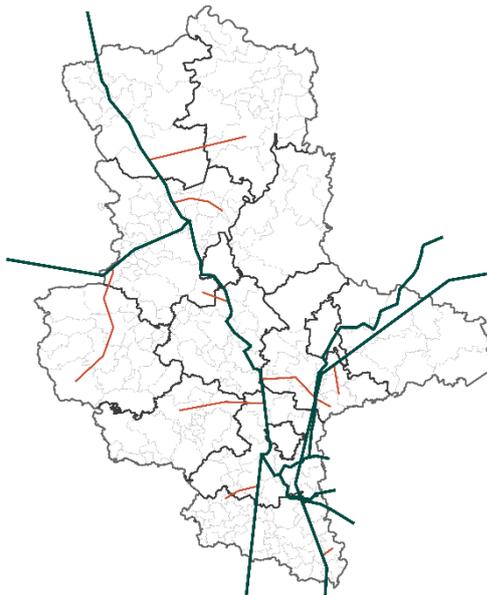


Abbildung 35: Pipeline-Infrastruktur in 2030.

**Basis, 2045**



**Konservativ, 2045**



**Progressiv, 2045**

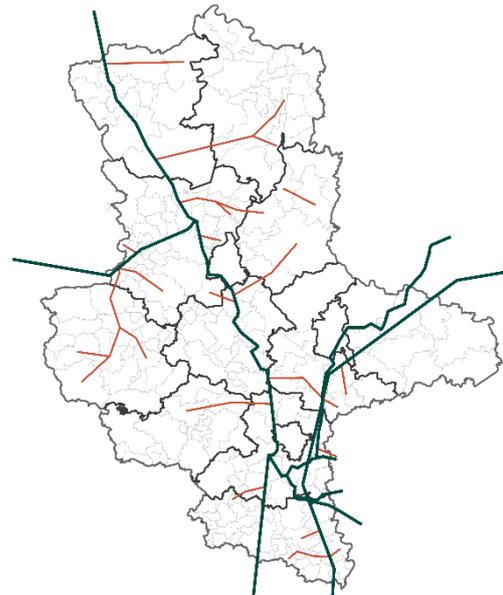


Abbildung 36: Pipeline-Infrastruktur in 2045

Gemeinden und Standorte, die in 2030 und 2045 nicht ans überregionale Transportnetz angeschlossene sind, werden entweder mittels Trailertransport aus anderen Gemeinden versorgt, oder verfügen über eigene Erzeugungskapazitäten vor Ort. Insbesondere im Falle von Wasserstoffverbräuchen aus Anwendungen, die vermutlich eher konzentriert auftreten werden, deren zukünftige geographische Verteilung heute aber noch nicht zuverlässig absehbar ist – bspw. aus dem Verkehrs- oder Gebäudesektor – lassen sich kaum robuste Infrastrukturbedarfe ableiten. Da der Erwartungswert des Bedarfes für jede potenziell infrage kommende Gemeinde gering ist (vgl. Abschnitt 3.2), wird in der Optimierung bspw. die Nutzung von Trailertransporten bevorzugt, auch wenn in der Realität zukünftig Netzinfrastuktur zum Einsatz kommen dürfte. Zum jetzigen Zeitpunkt kann die Empfehlung eines konkreten Aus- oder Umbaus in diesem Falle jedoch noch nicht wirtschaftlich optimal sein.

### **6.3 Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte**

Die Bildung einer lokalen Wasserstoffwirtschaft treibt die wirtschaftliche Entwicklung an und schafft Arbeitsplätze. Ziel dieses Analyseschritts ist es, diese Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte abzuschätzen, die sich aus der Errichtung und den Betrieb von Elektrolyseuren, Windenergieanlagen, PV-Anlagen und neuen bzw. umgewidmeten Pipelinenetzen sowie der Speicherung und dem Transport von Wasserstoff in Sachsen-Anhalt ergeben. Dazu dienen in erster Linie die Ergebnisse der Modellrechnungen, die mit Angaben zu regionalen Wertschöpfungsanteilen und Beschäftigungsintensitäten verschnitten werden.

Es handelt sich hierbei um einen vereinfachten Ansatz, da die genutzten regionalen Anteile und Beschäftigungsintensitäten nicht dezidiert für Sachsen-Anhalt bestimmt worden sind. Für eine ambitionierte Quantifizierung ist das Aufstellen eines Input-Output-Modells notwendig, welches die gesamte Wasserstoffwertschöpfungskette inklusive vorgelagerter Produktionsprozesse betrachtet. Eine solche Analyse ist außerhalb des Rahmens dieser Studie. Vielmehr soll hier eine ungefähre Größenordnung der wirtschaftlichen Effekte abgeleitet werden, die insbesondere dem Vergleich zwischen den Szenarien dient. Zudem werden lediglich Bruttoeffekte ausgewiesen. Etwaige Verdrängungseffekte von Wasserstoffinfrastruktur auf konventionelle Energieträger werden nicht betrachtet und ebenso wenig werden vergleichende Analysen zu den Effekten einer stärkeren Dekarbonisierung durch Elektrifizierung angestellt. Demnach können die hier ausgewiesenen Ergebnisse ausdrücklich nicht dazu genutzt werden, eine Bewertung einer wasserstoff-intensiven im Vergleich zu einer stark elektrifizierten Energieinfrastruktur vorzunehmen.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass nur diejenigen Effekte abgeschätzt werden, die direkt aus entstehenden wasserstoffwirtschaftlichen Aktivitäten innerhalb Sachsen-Anhalts hervorgehen und

hier als Modelloutput ausgewiesen werden, d.h. in Sachsen-Anhalt erzeugter grüner Wasserstoff, aufgebaute EE-Kapazität und oder errichtete Pipelineinfrastruktur. Auch unabhängig vom Ausmaß der wasserstoffpolitischen Ausrichtung innerhalb des Landes können sich Übertragungseffekte in Sachsen-Anhalt entfalten, wenn in benachbarten Ländern oder auf Bundesebene die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft forciert wird. Solche Übertragungseffekte sind beispielsweise Beschäftigungsoptionen für Sachsen-Anhaltiner in anderen Bundesländern oder durch den Transit von Wasserstoff durch Sachsen-Anhalt. Darüber hinaus ist mit Verdrängungseffekten zu rechnen, beispielsweise hinsichtlich nicht mehr genutzter Teile der Erdgaswirtschaft, der Verdrängung konventioneller Wasserstofferzeugung durch grünen Wasserstoff etc. Diese Effekte fallen sowohl im Bereich der Wertschöpfung wie auch bei Beschäftigungseffekten an, gehen aber über die hier vorgenommene Abschätzung hinaus.

### Methodik zur Berechnung von Wertschöpfungseffekten

Wird in Sachsen-Anhalt Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut, findet die resultierende Wertschöpfung nicht vollständig in Sachsen-Anhalt statt, da bspw. die notwendigen Komponenten nicht alle innerhalb des Landes hergestellt werden. Daher ist es notwendig neben den eigentlichen Kosten auch die regionalen Anteile der Wertschöpfung einzubeziehen. Da für die vorliegende Studie kein eigenes Input-Output-Modell Anwendung findet, wird auf Vorarbeiten für die Innovationsregion Mitteldeutschland (IRMD) zurückgegriffen. Im Rahmen der „Potenzialstudie Grüne Gase“<sup>74</sup> wurden die Kosten der Wasserstoffwertschöpfungsstufen auf verschiedene Wirtschaftszweige aufgeteilt, um anschließend jeweils regionale Anteile abzuschätzen. Die IRMD setzt sich zusammen aus neun Landkreisen und Städten aus den Bundesländern Sachsen-Anhalt, Sachsen und Thüringen. Durch die regionale Überschneidung werden die für die IRMD ermittelten Werte als geeignete Ergebnisse zur Übertragung auf Sachsen-Anhalt bewertet. Schließlich werden die in Tabelle 11 angegebenen Parameter zur Berechnung der wirtschaftlichen Effekte, basierend auf der genannten IRMD-Studie verwendet.

---

<sup>74</sup> Vgl. Ludwig Bölkow Systemtechnik und Schultz Projekt Consult (2022).

Tabelle 11: Parameter zur Berechnung der wirtschaftlichen Effekte

	<b>Elektro- lyseure</b>	<b>PV- Anlagen</b>	<b>Wind- Anlagen</b>	<b>H<sub>2</sub>- Pipeline</b>	<b>Trailer- Transport</b>	<b>Quellen</b>
<b>Regionaler Anteil Wertschöpfung</b>	51,6 %	49,0 %	85,1 %	45,1 %	66,7 %	[1], [2]
<b>Beschäftigungsintensität Errichtung der Anlage (Arbeitsplätze je Mio. € Umsatz)</b>	4	15	16	12	4,4	[3], [4]
<b>Beschäftigungsintensität Betrieb der Anlage (Arbeitsplätze je GW bzw. km)</b>	280 (2030)	270	559	1	n.a.	[3]
	120 (2045)					

Quellen: [1] Ludwig Bölkow Systemtechnik und Schultz Projekt Consult (2022), [2] Forlogic (2023) [3] Ludwig Bölkow Systemtechnik (2019) [4] DSLV Bundesverband Spedition und Logistik e. V. (2023)

### Methodik zur Berechnung von Beschäftigungseffekten

Durch den Aufbau einer lokalen Wasserstoffwirtschaft werden ebenfalls Beschäftigungseffekte induziert, da die Planung, Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung und Transport von Wasserstoff Arbeitskräfte erfordert. Für die Abschätzung der sogenannten Beschäftigungsintensität, also den geschaffenen Arbeitsplätzen je errichteter bzw. betriebener Anlage, greifen wir ebenfalls auf Vorarbeiten aus der Literatur zurück.<sup>75</sup> Da uns aus der Literatur keine Beschäftigungsintensität des Trailer-Transports von Wasserstoff bekannt ist, werden eigene Berechnungen auf Basis von Beschäftigungs- und Umsatzzahlen in der Speditionsbranche angestellt. Die resultierenden Werte sind ebenfalls in Tabelle 11 dargestellt.

<sup>75</sup> Vgl. Ludwig Bölkow Systemtechnik (2019).

## Ergebnisse der Berechnung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte

Die abgeleiteten Wertschöpfungseffekte sind in Abbildung 37 und die Beschäftigungseffekte in Abbildung 38 dargestellt. Erwartungsgemäß sind die wirtschaftlichen Effekte im Szenario „Progressiv“ am höchsten, im Szenario „Konservativ“ am niedrigsten und liegen im Szenario „Basis“ dazwischen.

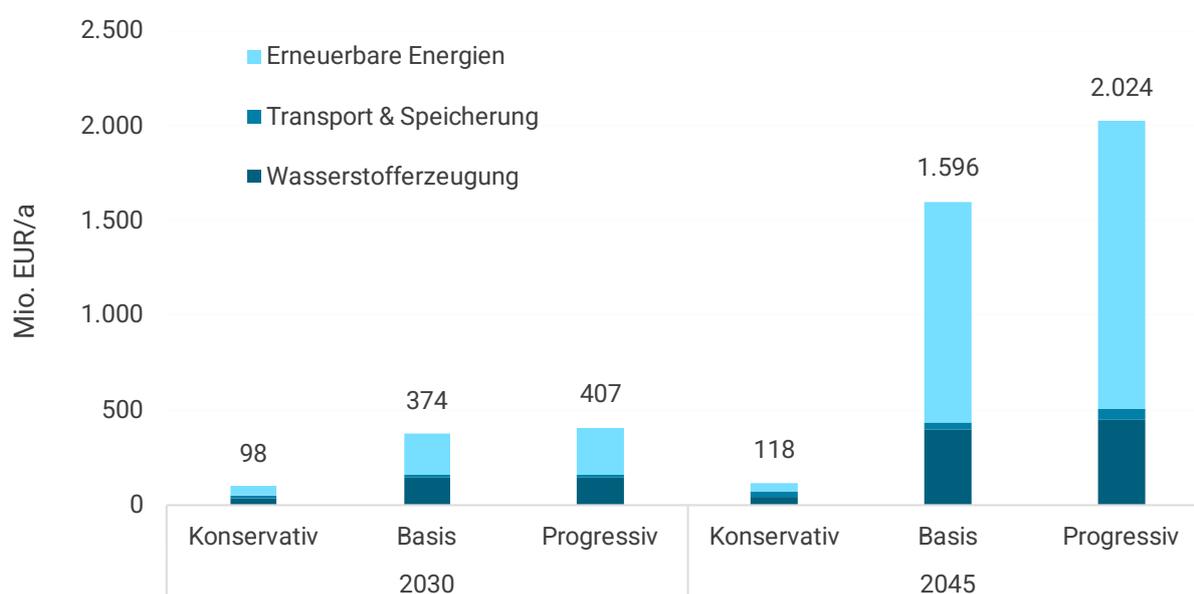


Abbildung 37: Wertschöpfungseffekte in den drei Hauptszenarien

Die Bandbreite der Wertschöpfungseffekte zwischen den Szenarien ist sehr hoch und reicht für das Jahr 2045 von 118 Mio. EUR/a im Szenario „Konservativ“ über 1.596 Mio. EUR/a im Szenario „Basis“ bis 2.024 Mio. EUR/a im Szenario „Progressiv“. Das bedeutet, dass der Wertschöpfungseffekt im Szenario „Progressiv“ mehr als 17-mal und im Szenario „Basis“ noch über 13-mal so hoch ist wie im Szenario „Konservativ“, obwohl der Wasserstoffbedarf nur knapp zwei Drittel bzw. ein Drittel höher liegt. Dies liegt an der im Gegensatz zum Szenario „Konservativ“ stark ausgeprägten lokalen Wasserstoffherzeugung. Die Wertschöpfungseffekte werden durch den Aufbau von Elektrolyseuren und insbesondere den EE-Kapazitäten induziert. So sind im Szenario „Basis“ 25 % (Szenario „Progressiv“: 22 %) der Wertschöpfungseffekte auf die Wasserstoffherzeugung und 73 % (75 %) auf den Aufbau von EE-Kapazitäten zurückzuführen. Im Szenario „Konservativ“ wird der Großteil des Wasserstoffbedarfs über Importe gedeckt, wodurch die Wohlfahrtseffekte deutlich geringer ausfallen.

Die für den Import notwendige Wasserstofftransport- und -speicherinfrastruktur trägt in absoluten Zahlen vergleichsweise wenig zur Wertschöpfung bei. Die wirtschaftlichen Effekte entfalten sich in den Szenarien „Basis“ und „Progressiv“ insbesondere nach 2030, da erst dann ein Großteil der Elektrolyseure und EE-Anlagen aufgebaut werden. Im Szenario „Konservativ“ hingegen ist die Bedeutung der Wasserstoffwirtschaft sowohl 2030 als auch 2045 auf einem ähnlich niedrigen Niveau. Treten hingegen die in den Szenarien „Basis“ oder „Progressiv“ skizzierten Entwicklungen ein, würde die lokale Wasserstofferzeugung bis 2045 ein starker Wirtschaftsfaktor im Land werden. So entspricht der hier ausgewiesene Wertschöpfungseffekt im Szenario „Basis“ circa 2,3 % (Szenario „Progressiv“: 3,0 %) der Wertschöpfung Sachsen-Anhalts im Jahr 2022.

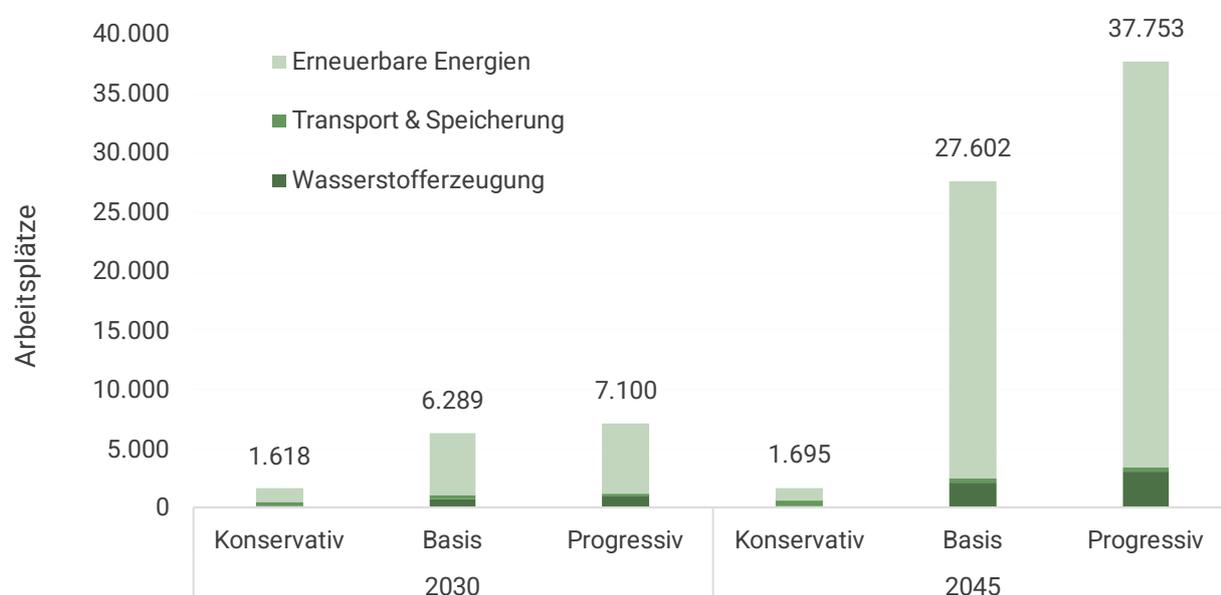


Abbildung 38: Beschäftigungseffekte in den drei Hauptszenarien

Die Beschäftigungseffekte sind in ihrer Ausprägung sehr ähnlich zu den Wertschöpfungseffekten und die beschriebenen Beobachtungen bzgl. des Verhältnisses zwischen den Szenarien und den Stichjahren treffen hier ebenfalls zu. Aufgrund der höheren Beschäftigungsintensität von Wind- und PV-Anlagen ist der Anteil der Erneuerbaren Energien am Gesamteffekt auf den Arbeitsmarkt höher im Vergleich zur Wertschöpfung. So entfallen in den Szenarien „Basis“ und „Progressiv“ im Jahr 2045 über 90 % des Beschäftigungseffekts auf die Erneuerbaren Energien, im Szenario „Konservativ“ noch knapp 67 %. Im Jahr 2022 waren in Sachsen-Anhalt knapp 994.700 Personen

erwerbstätig.<sup>76</sup> Die im Szenario „Basis“ und „Progressiv“ beschriebenen Beschäftigungseffekte würden demnach 2,8 % bzw. 3,8 % des heutigen sachsen-anhaltischen Arbeitsmarktes ausmachen. Einschränkend ist allerdings zu beachten, dass die hier ausgewiesenen Effekte mit konstanten Beschäftigungsintensitäten hergeleitet worden sind. Es ist durchaus denkbar, dass sich im Betrieb von Elektrolyseuren und EE-Anlagen Skaleneffekte entfalten, sodass die Beschäftigungsintensität mit steigendem Ausbau verringert. Die Beschäftigungseffekte werden hier demnach tendenziell überschätzt. Hier sind ebenfalls nicht abgebildete Verdrängungseffekte durch den Ersatz der bestehenden grauen Wasserstoffherzeugung zu berücksichtigen. Diese sind aus Mangel an Angaben in der Literatur schwer zu beziffern. Unterstellt man eine mit einer ausgereiften grünen Wasserstoffherzeugung vergleichbare Beschäftigungsintensität, belaufen sich diese Verdrängungseffekte in allen Szenarien für 2040 auf circa 435 Arbeitsplätze.

#### 6.4 Sensitivitäts- und Risikoanalysen

Im vorliegenden Abschnitt werden die einzelnen Sensitivitäts- und Risikoanalysen der Wasserstoff-Wertschöpfungskette behandelt. Die Sensitivitäten wurden so gewählt, dass sie die entweder die Robustheit der vorliegenden Analysen erhöhen und/oder dem Gewinn zusätzlicher Erkenntnisse dienen, insb. im Hinblick auf die Ableitung von Handlungsempfehlungen in Abschnitt 7. Es wurden folgende Sensitivitäten untersucht:

- > **Sensitivität 1 – Stündliche Zeitgleichheit in 2030:** Vorgabe einer stündlichen Zeitgleichheit zwischen EE-Stromerzeugung und Verbrauch im Elektrolyseur (anstelle einer monatlichen Zeitgleichheit). Diese Sensitivität adressiert die Unsicherheit bzgl. der europäischen regulatorischen Vorgaben zur Produktion von grünem Wasserstoff in 2030 (alle Hauptszenarien)
- > **Sensitivität 2 – Begrenzter Speicherzugriff:** pauschale Begrenzung des Zugriffs der sachsen-anhaltischen Wasserstoffwirtschaft auf (national und europäisch genutzte) Kavernenspeicher auf 33,3% (nur Basisszenario).
- > **Sensitivität 3 – Umsetzung der H<sub>2</sub>-Strategie:** Vorgabe von Mindestzielen bis 2030 (mindestens 5 GW<sub>el</sub> Wind und PV, mindestens 1 GW<sub>el</sub> Elektrolyse, mindestens 5 TWh inländische elektrochemische Wasserstoffproduktion) im Modell (nur Basisszenario).
- > **Sensitivität 4 – Höhere Importkosten:** pauschale Erhöhung der Importkosten um 30% (nur Basisszenario)

---

<sup>76</sup> Vgl. Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt (2023b).

- > **Sensitivität 5 – *Niedrigere Importkosten***: pauschale Verringerung der Importkosten um 30% (nur Basisszenario)
- > **Sensitivität 6 – *Importverfügbarkeit***: Begrenzung der täglichen Importmengen auf den durchschnittlichen Wasserstoffbedarf Sachsen-Anhalts an einem Wintertag. Hintergrund: Bedarfs-  
spitzen in Sachsen-Anhalt an einzelnen Tagen könnten entsprechend auch in ganz  
Deutschland auftreten, was die Verfügbarkeit von Importen an diesen kritischen Tagen be-  
grenzt.
- > **Sensitivität 7 – *Gelockerter Rahmen***: bereits 2030 wird von der Möglichkeit des Einsatzre-  
gimes „Grid-Mix-DA“ ausgegangen<sup>77</sup>; im Jahr 2045 wird zusätzlich die politische Vorgabe der  
EE-Stromgestehung im Inland gelockert, sodass 50% des genutzten Stromes auch außerhalb  
Sachsen-Anhalts (bspw. Offshore) erzeugt werden können.

Im Folgenden wird ein Überblick über Haupteffekte sowie Gemeinsamkeiten und Unterschiede in den Ergebnissen gegeben. Für eine detaillierte Analyse einzelner Effekte wird darüber hinaus auf den Anhang D verwiesen. Der Vergleich erfolgt anhand von Differenzengrafiken, die den Unterschied der einzelnen Aspekte im Vergleich zu den jeweils korrespondierenden Hauptszenarien darstellen. Das bedeutet, dass die Ergebnisse einer Sensitivität zum Basisszenario auch mit den Ergebnissen des Basisszenarios verglichen werden, und nicht bspw. mit den Ergebnissen des Szenarios „Progressiv“. Anhand der Differenzendarstellungen erfolgt übergeordnet eine Einordnung der Auswirkungen und Effekte der einzelnen Sensitivitäten.

Abbildung 39 verdeutlicht die Differenzen in der Deckung des aggregierten Wasserstoffbedarfs im Vergleich zu den Hauptszenarien, die sich durch die Sensitivitätsanalysen im Jahr 2030 ergeben. Insbesondere die Einführung einer stündlichen Zeitgleichheit zwischen der erneuerbaren Energieerzeugung und der Elektrolyse in Sensitivität 1 sowie die niedrigeren Importkosten in Sensitivität 5 haben erhebliche Auswirkungen auf den Wasserstoffmix mit einer deutlichen Verschiebung zugunsten von Wasserstoffimporten. Im Vergleich bleibt der optimale Wasserstoffmix in den restlichen Sensitivitäten jedoch eher stabil. Dies unterstreicht zunächst die Robustheit der Ergebnisse im Hinblick auf sonstige Einflussfaktoren.

---

<sup>77</sup> Die Anwendung dieses regulatorischen Modells wird zurzeit vor dem Hintergrund eines möglichen Gebotszonensplits diskutiert, der für einen hinreichend hohen Anteil erneuerbarer Energien nördlich der Gebotszonengrenze sorgen könnte (vgl. Abschnitt 4.2). Ein Gebotszonensplit hätte darüberhinausgehend allerdings auch weitere Implikationen (bspw. für Strompreise) und ist hier nicht explizit unterstellt.

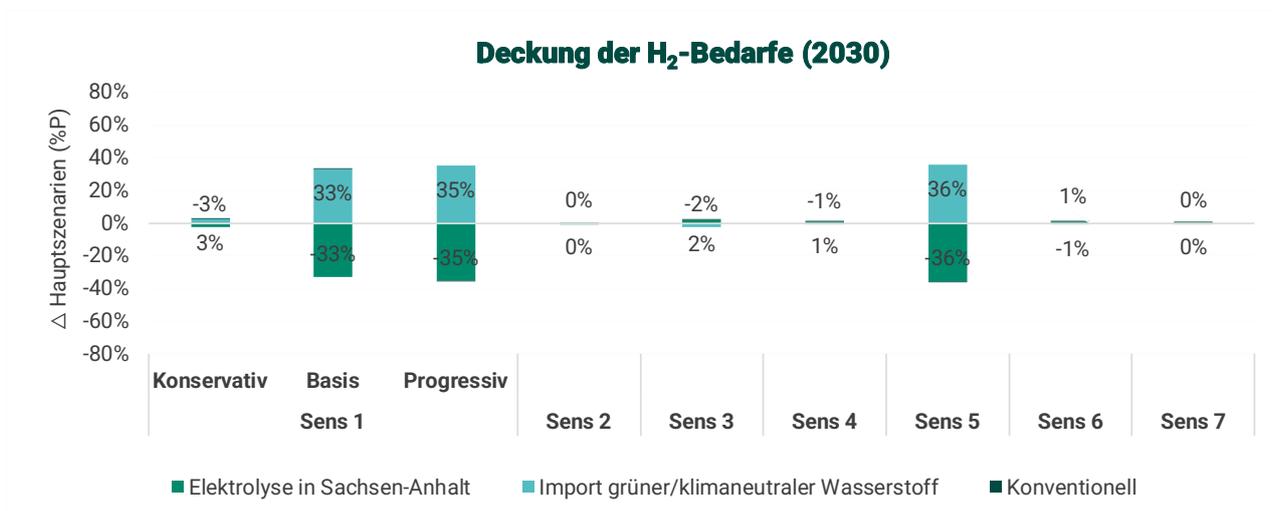


Abbildung 39: Differenz der Deckung der H<sub>2</sub>-Bedarfe gegenüber den Hauptszenarien in 2030

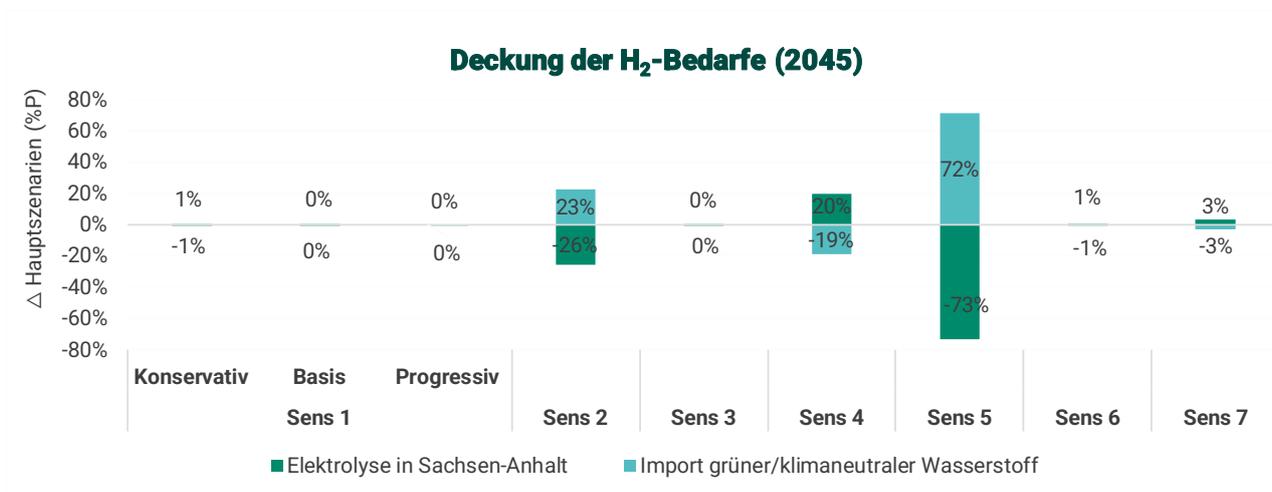


Abbildung 40: Differenz der Deckung der H<sub>2</sub>-Bedarfe gegenüber den Hauptszenarien in 2045

Es ist festzustellen, dass bestimmte Sensitivitäten, wie z.B. 1 und 3, die sich auf das Jahr 2030 konzentrieren, kaum einen Einfluss auf den optimalen Wasserstoffmix des Jahres 2045 haben, wie in Abbildung 40 dargestellt. Im Gegensatz dazu stellt Sensitivität 2, die einen begrenzten

Speicherzugriff zulässt, vor allem langfristig eine Herausforderung für die langfristige inländische Elektrolyse dar. Dies führt dazu, dass der Anteil der Wasserstoffimporte wächst, da die Möglichkeiten zur Speicherung und effizienten Nutzung des inländisch produzierten Wasserstoffs eingeschränkt sind. Des Weiteren haben niedrigere Importkosten in Sensitivität 5 stärkere Auswirkungen als erhöhte Importkosten in Sensitivität 4. Dies ist zunächst auf den in den Hauptszenarien sehr hohen Anteil der Elektrolyse zurückzuführen, der auch im Falle erhöhter Importkosten kaum wachsen kann, sehr wohl aber deutlich absinken. Insgesamt wird darüber hinaus die Sensibilität des Wasserstoffmarktes gegenüber Variationen des Zusammenspiels von Importpreisen und Elektrolysekosten deutlich.

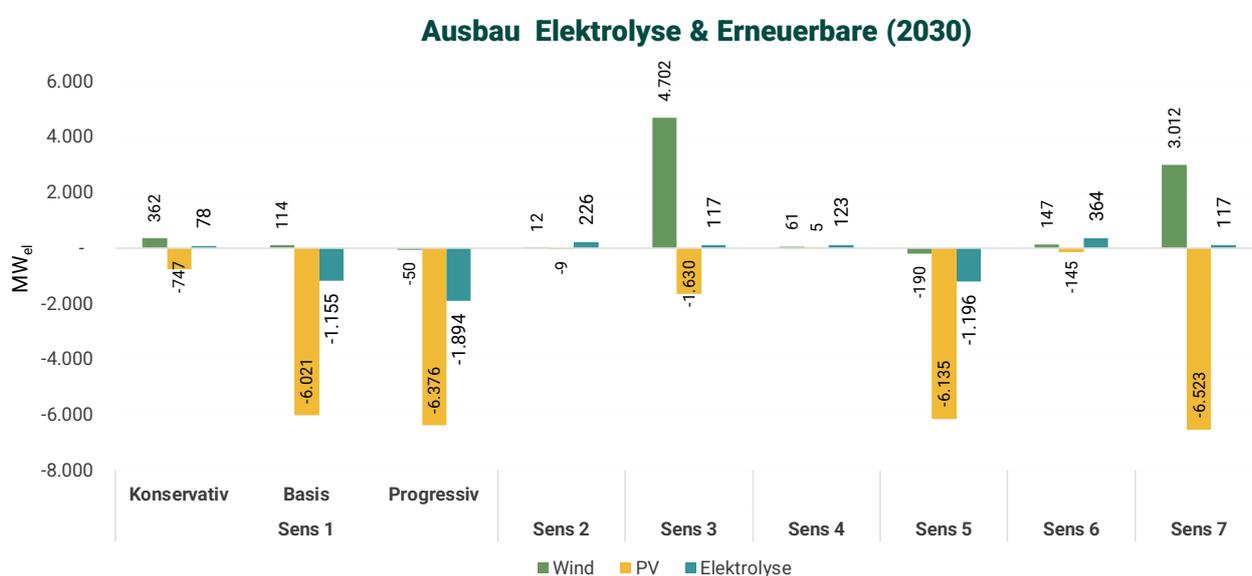


Abbildung 41: Ausbau Elektrolyse & Erneuerbare – Differenz zu den Hauptszenarien 2030

Abbildung 41 bietet einen Überblick über die Unterschiede im Ausbau von Elektrolyseanlagen und erneuerbaren Energien im Vergleich zu den Hauptszenarien im Jahr 2030. In Sensitivität 1 führt die Einführung stündlicher Zeitgleichheit dazu, dass der Ausbau erneuerbarer Energien vom Bereich der Photovoltaik verstärkt auf Windenergie verlagert wird, die ein im Erwartungswert saisonal und untertäglich ausgeglicheneres Erzeugungsprofil aufweist. Gleichzeitig führt dies, ausgenommen vom konservativen Szenario, jedoch zu einer geringeren Kapazitätserweiterung bei Elektrolyseanlagen, da im Vergleich zum Hauptszenario kaum Wasserstoffherzeugung im Inland verbleibt. In Sensitivität 3 verändert die implementierte Wasserstoffstrategie den Mix erneuerbarer Energien hin zu einem steigenden Anteil an Windenergie, der den (bindenden) Mindestvorgaben entspricht.

Niedrige Importkosten für Wasserstoff in Sensitivität 5 führen zu einer deutlichen Verringerung von Photovoltaik und Elektrolyseanlagen. Die eingeschränkte Verfügbarkeit von Wasserstoffimporten in Sensitivität 6 führt zu einer leichten Erhöhung der Elektrolysekapazitäten, da z. T. Elektrolyse für die Deckung von Spitzenbedarfen an einzelnen Tagen genutzt wird. Die Ermöglichung von Grid-Mix DA in Sensitivität 7 hat nur einen geringen Einfluss auf die gesamte Elektrolysekapazität; der EE-Zubau verschiebt sich jedoch hin zu einem höheren Anteil Windenergie.

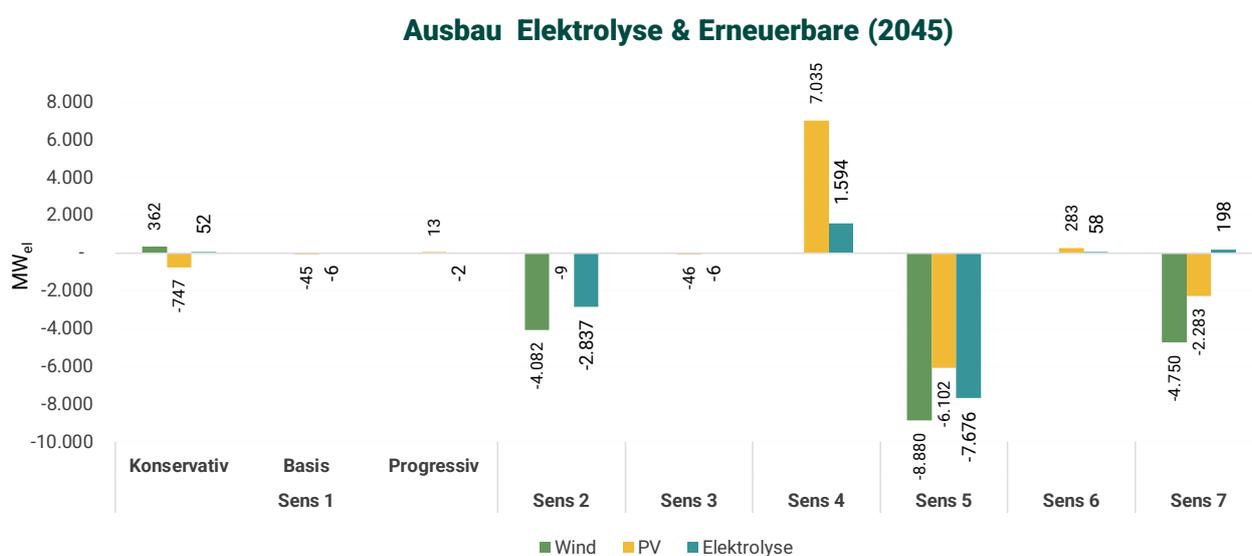
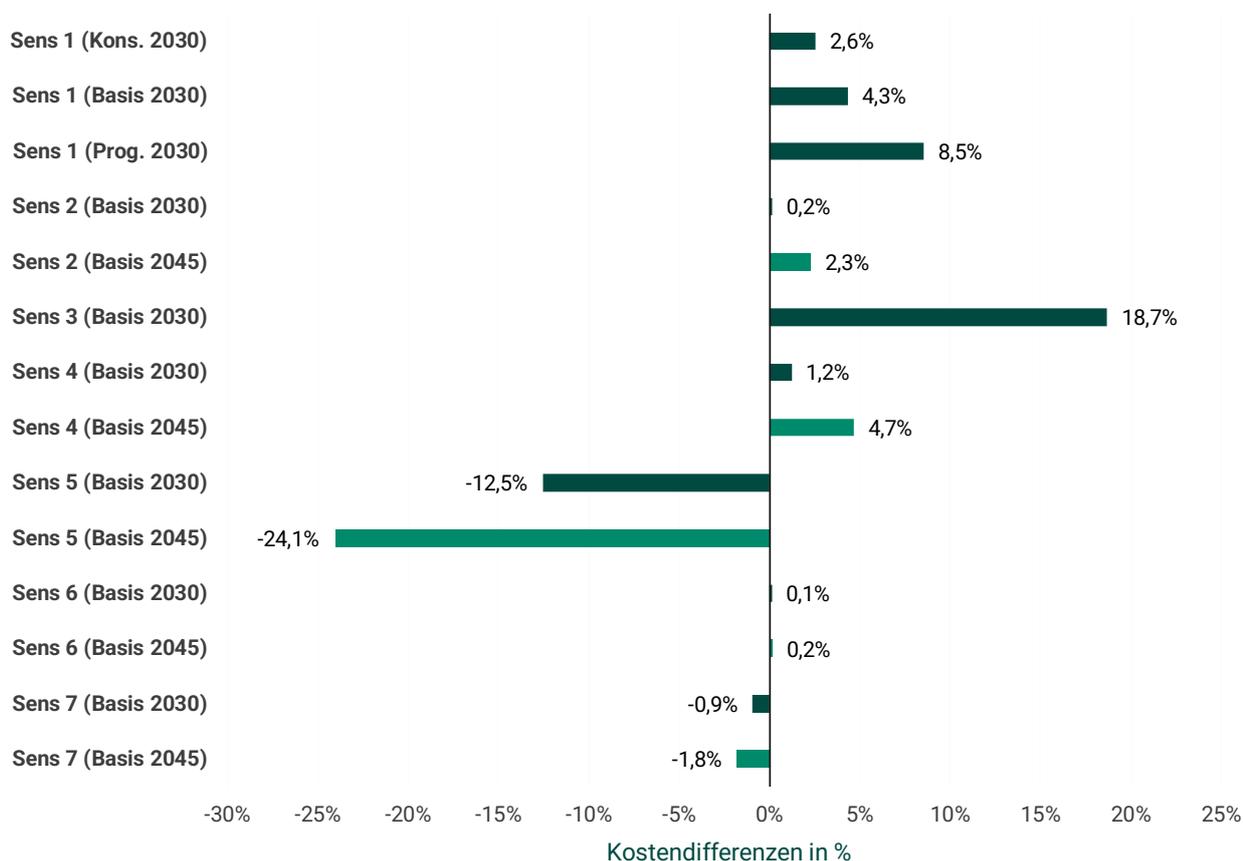


Abbildung 42: Ausbau Elektrolyse & Erneuerbare – Differenz zu den Hauptszenarien 2045

Abbildung 42 bietet eine Zusammenfassung der Unterschiede im Ausbau von Elektrolyseanlagen und erneuerbaren Energien im Vergleich zu den Hauptszenarien im Jahr 2045. In Sensitivität 2 führt die restringierte Speicherkapazität dazu, dass weniger Elektrolyseanlagen gebaut werden können. Dies bedeutet, dass aufgrund der begrenzten Speicherkapazitäten die Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyse eingeschränkt wird. Dies unterstreicht die wichtige Rolle großer Speicher für die inländische Wasserstoffproduktion. Die Variation der Importkosten in Sensitivität 4 und 5 zeigt signifikante Auswirkungen in beide Richtungen. Niedrigere Importkosten in Sensitivität 5 führen zu verstärktem Ausbau von erneuerbaren Energien und Elektrolysekapazitäten, hingegen führen höhere Importkosten in Sensitivität 4 dazu, dass der Ausbau sowohl von erneuerbaren Energien als auch von Elektrolyseanlagen (deutlich) zurückgeht. In Sensitivität 7 verändert sich vor allem der Anteil des inländisch erzeugten EE-Stroms, da für Elektrolyse nun auch in großem Umfang auf Ressourcen des nationalen Strommarktes zugegriffen wird.

## Gesamtkostendifferenzen zu den Hauptszenarien



Hinweis: Kostendifferenzen kleiner 0,1% werden nicht ausgewiesen.

Abbildung 43: Gesamtkostendifferenzen zwischen den Sensitivitäten und den Hauptszenarien

Abschließend sind in Abbildung 43 die relativen Gesamtkostendifferenzen für die Wasserstoffwerterschöpfungskette im Vergleich zu den Hauptszenarien ausgewiesen. Die Gesamtsystemkosten sind dabei auf die für das Modell sichtbaren Bereiche begrenzt und werden netto ausgewiesen, d. h. Zusatzerlöse – etwa durch den Abverkauf überschüssiger Strommengen oder Elektrolyse-Kuppelprodukte – sind bereits berücksichtigt. Es ist festzuhalten, dass eine Verschärfung regulatorischer Vorgaben (Sens 1, 2030) die Gesamtsystemkosten deutlich erhöht, eine Lockerung (Sens 7) dagegen vergleichsweise geringe Effekte nach sich zieht. Eine Umsetzung der exakten quantifizierbaren Ziele der Wasserstoffstrategie führt 2030 zu Zusatzkosten, da im insgesamt kostenintensivsten

Bereich – der Stromerzeugung – deutlich von der wirtschaftlich optimalen Konstellation abgewichen wird. Dabei ist einordnend zu bemerken, dass die entstehenden Zusatzkosten in der Realität nicht vollständig dem Wasserstoffsystem zugeordnet werden können, da ein Großteil der EE-Stromerzeugung dem Großhandel, nicht der Wasserstoffproduktion zugutekommt. Für weiterhin hohe Kostendifferenzen führen die Importpreisvariationen (Sens 4 und 5), die auch hier für verringerte Importkosten stärkere Effekte nach sich ziehen. Die Gesamtkosten der stark Import-dominierten Szenarien sind vor dem Hintergrund der für die Hauptszenarien errechneten wirtschaftlichen Effekte (vgl. Abschnitt 6.3) einzuordnen, in denen die sachsen-anhaltischen Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte stark von der inländischen EE- und Elektrolysekapazität abhängt. Eine Beschränkung des Speicherzugriffs (Sens 2) und der täglichen Importmengen (Sens 6) erhöhen die Kosten jeweils geringfügig.

## **6.5 Fazit Untersuchung der zukünftigen Wasserstoffwertschöpfungskette in Sachsen-Anhalt**

Zur Untersuchung der zukünftigen, wirtschaftlich optimalen Wertschöpfungskette für die Wasserstoffwirtschaft im Land Sachsen-Anhalt, wurden modellbasierte Simulationsrechnungen mit einem eigens für das Land Sachsen-Anhalt konfigurierten Modell durchgeführt. Für die Hauptszenarien wurden auf Basis der Ergebnisse der Modellrechnungen anschließend Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte errechnet. Eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse ist dem folgenden Abschnitt 7 zu entnehmen.

## 7 Fazit und Handlungsempfehlungen

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen formuliert, die aus den Erkenntnissen der im Rahmen der Studie durchgeführten Analysen abgeleitet werden können. Zunächst wird dabei auf zentrale Erkenntnisse der Analysen abgestellt, gefolgt von Handlungsempfehlungen.

### 7.1 Zusammenfassung von Kernergebnissen der Studie

In der vorliegenden Studie wurden mögliche Pfade der Wasserstoffwirtschaft in Sachsen-Anhalt bis 2045 im Rahmen einer Szenarioanalyse untersucht. Da diese maßgeblich auch von nationalen, europäischen und globalen Rahmenbedingungen abhängen, wurden zunächst unterschiedliche Szenarien formuliert, die einen mit den deutschen Klimazielen konformen Lösungsraum abstecken. Die Szenarien „Konservativ“, „Basis“ und „Progressiv“ decken jeweils für die Wasserstoffwirtschaft mehr oder weniger optimistische Entwicklungen ab und unterscheiden sich primär in der Höhe, Zusammensetzung, Verteilung und Struktur der Wasserstoffbedarfe. Um darüber hinaus die große Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger techno-ökonomischer Parameter der Wasserstoffelektrolyse abzudecken, variieren auch diese über die Szenarien. Das Basis-Szenario spiegelt dabei einen aus heutiger Sicht am ehesten erwartbaren „best-guess“ wider und ist auch Aufsatzzpunkt zusätzlicher Sensitivitätsuntersuchungen.

Aufbauend auf eingehenden Analysen wurde den Szenarien ein einheitlicher regulatorischer Rahmen zur Produktion und Nutzung von grünem Wasserstoff vorgegeben. Für 2030 ist dabei die Versorgung von Elektrolyseuren mit Grünstrom via PPA als dominante regulatorische Erzeugungskonstellation identifiziert worden. Für das Jahr 2045, in dem von einem dekarbonisierten Stromsystem ausgegangen werden kann, ist dagegen die Nutzung von ungekennzeichnetem Netzstrom möglich und voraussichtlich vorherrschend. Beide Konstellationen legen die räumliche Entkopplung von Elektrolyse- und EE-Anlagen nahe. Um das in künftigen Jahren für letztere zur Verfügung stehende Potenzial abzuschätzen, wurden zusätzlich umfangreiche Potenzialflächenanalysen für PV-Freiflächen und Windenergie an Land innerhalb Sachsen-Anhalts durchgeführt. Die Ergebnisse fließen ebenfalls in den Szenarioanalysen als beschränkender Faktor ein. Insgesamt verfügt Sachsen-Anhalt über ein auskömmliches Potenzial an EE-Anlagen, dessen jeweiliger Ausschöpfungsgrad vor allem durch lokal variierende Standort- und Wetterbedingungen getrieben wird.

Als weiteres Puzzlestück der Szenarioanalysen wurden Planungen und lokale Bedingungen für Wasserstoffinfrastrukturprojekte zusammengetragen. So verfügt Sachsen-Anhalt über ein

außergewöhnlich großes Potenzial für die mittel- und langfristige Wasserstoffspeicherung in Form bestehender und umrüstbarer Unterspeicher für Erdgas. Ferner erstrecken sich aktuelle Planungen einer überregionalen Wasserstoff-Transportnetzinfrastruktur auch auf Sachsen-Anhalt. In den Szenarien wurde eine Umsetzung des derzeit geplanten Kernnetzes unterstellt, langfristig ergänzt durch weitere Verbindungen nach Niedersachsen. Diese Analysen sind Grundlage der darauf aufbauenden, integrativen Untersuchung der Entwicklung der Wasserstoffwertschöpfungskette auf Basis eines eigens dazu entwickelten Modells. Unter der Vorgabe von geographisch und zeitlich disaggregierten Wasserstoffbedarfen werden Investitionen in Erzeugung und Infrastruktur so gewählt, dass die Gesamtkosten des Wasserstoffsystems minimiert werden. Zusammenfassend zeigen sich dabei für die **Hauptszenarien** (Konservativ, Basis und Progressiv) folgende Effekte:

- Über die Jahre hinweg ist eine Verdrängung von konventioneller Wasserstofferzeugung durch Erzeugung und Import von grünem Wasserstoff zu beobachten. Im Basisszenario und im progressiven Szenario, die sich im Vergleich zum konservativen Szenario durch verstärkten Wasserstoffeinsatz sowie niedrigere Elektrolysekosten auszeichnen, erfolgt dies primär durch Elektrolyse im Land Sachsen-Anhalt. Dennoch bleibt im Jahr 2030 ein nicht zu vernachlässigender Anteil an konventionellem Wasserstoff erhalten.
- Je nach Szenario und Stichjahr ist ein in Umfang und Zusammensetzung unterschiedlicher EE-Ausbau für die Wasserstofferzeugung notwendig. Tendenziell ist bis 2030 zunächst überwiegend PV-Zubau wirtschaftlich, der aber bis 2045 durch signifikante Zuwächse der Windenergie ergänzt wird (Gesamtkapazität Basisszenario 2045: 6,6 GW PV plus 9 GW Windenergie). Der Zubau an PV ist über alle Szenarien hinweg vermehrt im Süden zu beobachten, später großflächig in ganz Sachsen-Anhalt. Der Zubau an Windenergie beschränkt sich szenarienübergreifend verstärkt auf den Norden. Insgesamt erfolgt der Zubau der erneuerbaren Energien unabhängig von der Standortwahl für Elektrolyseure.
- In Richtung 2045 ist vor allem im Basisszenario und im progressiven Szenario ein verstärkter Elektrolysezubau in Zentral-Sachsen-Anhalt zu erwarten, da dort ein guter Zugang zu Importleitungen und Speichern besteht. Im konservativen Szenario lässt sich jedoch ein Zubau kleinerer Elektrolyseure fernab von Anbindungspunkten an überregionale Transportnetzinfrastruktur beobachten. Insgesamt werden im Basisszenario 2030 1,6 GW<sub>el</sub> Elektrolyse benötigt, 2045 ca. 8 GW<sub>el</sub>.
- Die Kapazitätsauslastung der Elektrolyse folgt der EE-Erzeugung im Land Sachsen-Anhalt, während in allen Szenarien von 2030 bis 2045 die Auslastung sinkt. Dies ist mit sinkenden Investitionskosten für die Elektrolyse und mit einhergehenden niedrigeren Energie/Leistungsverhältnissen zu begründen, die einen flexibleren Betrieb ermöglichen. Gleichzeitig ist durch

die steigenden Wirkungsgrade der Elektrolyse ein höherer Ausnutzungsgrad der erneuerbaren Energien zu erwarten.

- Die Speicherauslastung korreliert in allen Szenarien mit der Menge an Wasserstoff, die aus Elektrolyse bereitgestellt wird. Über alle Szenarien hinweg ist im Winter eine starke Speichernutzung und im Herbst ein Aufbau an Reserven für den Winter zu erkennen. Insbesondere im konservativen Szenario ist unterjährig eine sehr geringe Speichernutzung zu beobachten, da Bedarfsspitzen im Winter hauptsächlich durch Importe bedient werden.
- In 2030 ist in allen Szenarien eine überwiegende Nutzung des vor Ort erzeugten Wasserstoffs zu beobachten. Eine (noch) wenig flächendeckende Nachfrage begünstigt hier das Entstehen von Versorgungsinseln. Bestehende Infrastrukturbedarfe werden durch das unterstellte Kernnetz ausreichend bedient. In 2045 ist ein deutlich höherer Anteil der Versorgung durch Infrastruktur zu erwarten; entsprechend ist – je nach Szenario - ein Ausbau der Netzinfrastruktur innerhalb Sachsen-Anhalts um 220 – 440 km erforderlich.

Neben der Untersuchung des Hauptszenarios und der Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte zeigen die untersuchten [Sensitivitäts- und Risikoanalysen](#) insbesondere auf, welche Effekte einzelne Änderungen auf die Wasserstoffwertschöpfungskette haben können. Besonders hervorzuheben sind dabei folgende Effekte:

- Durch die Anforderung einer [stündlichen Zeitgleichheit in 2030](#) in Sensitivität 1 wird die Wasserstoffherzeugung in Sachsen-Anhalt unwirtschaftlich und nahezu vollständig durch Importe ersetzt.
- Im Rahmen der [Begrenzung des Speicherzugriffs](#) in Sensitivität 2 ist vor allem in 2045 das Zusammenspiel zwischen Elektrolyse und Speichern empfindlich gestört und der Anteil der Wasserstoffproduktion im Land Sachsen-Anhalt geht deutlich zurück. Dieser Effekt ist in 2030 noch nicht zu erkennen, da die bis dahin zur Verfügung stehende Speicherkapazität (Bad Lauchstädt) im Verhältnis zur Gesamtwasserstoffwirtschaft eher gering ist.
- Durch die [Umsetzung der Ausbauziele der H<sub>2</sub>-Strategie in Sachsen-Anhalt](#) im Rahmen von Sensitivität 3 steht im Jahr 2030 wesentlich mehr EE-Strom zur Verfügung, dennoch ist nur geringfügig mehr Elektrolysewasserstoff zu beobachten. Dies ist damit zu begründen, dass die Vorgabe von 5 TWh Wasserstoff in 2030 annähernd einer vollständigen Deckung der RFNBO-Anforderungen (RED III) mit Elektrolyse entspricht und damit über diese Marke hinaus in Konkurrenz zu konventionellem Wasserstoff steht, der vergleichsweise günstiger ist.

- Bei der **Variation der Importkosten** in Sensitivität 4 und 5 hat vor allen Dingen die Verbilligung von Importwasserstoff einen erheblichen Effekt. Der Anteil an Elektrolyse im Land Sachsen-Anhalt reduziert sich in diesem Fall im Vergleich zum Hauptszenario langfristig deutlich.
- Die **begrenzte Verfügbarkeit an Wasserstoffimporten** in Sensitivität 6 wirkt sich insbesondere auf den Speichereinsatz aus. Sowohl in 2030 als auch in 2045 ist im Herbst eine intensivere Befüllung der Speicher zu beobachten, um den Bedarf für den Winter zu decken.
- Bei einem **gelockerten Rahmen** hinsichtlich politischer und regulatorischer Vorgaben in Sensitivität 7 ist insgesamt ein geringerer EE-Zubau, allerdings in 2030 ein erhöhter Windzubau zu beobachten. Dies ist durch die Aufweichung von einer monatlichen auf eine jährliche Zeitgleichheit zu begründen, wodurch der Elektrolysedispatch überwiegend nach den besten Strompreisen erfolgt.

## 7.2 Handlungsempfehlungen

Im Folgenden werden die zentralen Handlungsempfehlungen beschrieben, die sich aus den Untersuchungen dieser Studie ergeben. Die Handlungsempfehlungen sind in drei Abschnitte gruppiert. Zunächst wird auf den Umgang mit **Chancen und Risiken** eingegangen, anschließend auf die Schaffung eines **Rahmens für die H<sub>2</sub>-Wirtschaft**. Abschließend werden Handlungsempfehlungen diskutiert, die der **Schärfung des Zielbildes** für eine H<sub>2</sub>-Wirtschaft dienen. Die Strukturierung bzw. Reihenfolge der Aspekte erfolgt nach Themenbereichen und stellt keine Priorisierungsrangfolge dar. Auch ist die Zuordnung der Handlungsempfehlungen nicht immer trennscharf, so könnte die Umsetzung einer Handlungsempfehlung bspw. sowohl Nutzung von Chancen darstellen wie auch eine Verbesserung des Rahmens der H<sub>2</sub>-Wirtschaft nach sich ziehen.

### Chancen & Risiken

Die Untersuchungen haben sowohl Chancen als auch Risiken für den Hochlauf der sachsen-anhaltischen Wasserstoffwirtschaft offengelegt. Daraus ergeben sich Handlungsempfehlungen, die a) der Nutzung von Chancen und b) dem Vermeiden von Risiken zuzuordnen sind.

#### Risiken vermeiden

**Handlungsempfehlung 1 – Einsatz für wirtschaftlich tragfähige Definition von grünem Wasserstoff:** Wie die Ergebnisse der Sensitivität 1 zeigen (vgl. Abschnitt 6.4), macht die stündliche Zeitgleichheitsbedingung den Aufbau von H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten im Jahr 2030 nahezu gänzlich unwirtschaftlich. Der im Basisszenario (mit monatlicher Zeitgleichheit) in Sachsen-Anhalt erzeugte Wasserstoff wird in der Sensitivität nahezu vollständig durch Importe ersetzt.

Hintergrund der Untersuchung der stündlichen Zeitgleichheitsbedingung für das Modelljahr 2030 sind die Diskussionen um die zukünftig gültige Definition von grünem Wasserstoff auf europäischer Ebene. Vorschlag und Wunsch der europäischen Kommission ist die Forderung der stündlichen Zeitgleichheit, einzelne EU-Länder fordern hingegen weniger strikte Bedingungen und/oder Übergangsregelungen (wie sie aktuell bereits in Kraft sind).

Zur Unterstützung des politischen Ziels des Aufbaus von Wasserstoffherstellungskapazitäten im Land Sachsen-Anhalt, wird den politischen Entscheidungsträgern des Landes Sachsen-Anhalt empfohlen, sich im Rahmen politischer Diskussionen auf Bundes- und EU-Ebene für eine aus Sicht des Landes Sachsen-Anhalt tragfähige Definition von grünem Wasserstoff, mindestens ohne die Bedingung einer stündlichen Zeitgleichheit zwischen EE-Stromerzeugung und Stromverbrauch im Elektrolyseur, einzusetzen.

**Handlungsempfehlung 2 – Investitionskosten für Elektrolyseure als entscheidender Risikofaktor für den Hochlauf der Wasserstoffproduktion in Sachsen-Anhalt:** Der Vergleich der Ergebnisse der Hauptszenarien zeigt, dass die Entwicklung der Investitionskosten für Elektrolyseure einen sehr starken Einfluss auf den Aufbau der Wasserstoffherstellungskapazitäten in Sachsen-Anhalt haben wird. Zwischen den Szenarien Konservativ, Basis und Progressiv sind die angenommenen Investitionskosten für die Elektrolyseure – neben der Höhe der Wasserstoffbedarfe – eine der wesentlichen Unterscheidungen.

Die besondere Relevanz der Investitionskosten der Elektrolyseure ist unter anderem dadurch begründet, dass es sich dabei um eine Schlüsseltechnologie nahezu ohne Alternativen handelt. Entsprechend hoch ist das Risikopotenzial sich ungünstig entwickelnder Investitionskosten für diese Technologie.

Auf Basis der Erkenntnisse wird empfohlen, die Investitionskosten der Elektrolyseure besonders im Blick zu halten und ggf. negativen Entwicklungen entgegenzuwirken, bspw. beeinflussbare Faktoren, wie Genehmigungsverfahren, bürokratische Prozesse etc. möglichst effizient zu gestalten.

**Handlungsempfehlung 3 – Risikofaktor Import-Wasserstoffpreise:** Einen weiteren Risikofaktor stellen die Importpreise für grünen Wasserstoff dar, als naheliegendes Substitut für im Land Sachsen-Anhalt produzierten grünen Wasserstoff. Aus den wirtschaftlichen Optimierungsrechnungen geht hervor, dass Wasserstoff-Importpreise, die um 30 % niedriger ausfallen als im Basisszenario die Wasserstoffproduktion im Land Sachsen-Anhalt deutlich absinken lassen. Bei um 30 % höheren Importpreisen wird die Wasserstoffproduktion im Land Sachsen-Anhalt allerdings nur in sehr begrenztem Ausmaß erhöht. Anzumerken ist dabei, dass noch höhere Importpreise sehr wohl zu höherer Wasserstoffproduktion im Land Sachsen-Anhalt führen könnten, was ein Vergleich mit

dem progressiven Szenario im Modelljahr 2045 ergibt, in dem trotz höherer Nachfrage nach grünem Wasserstoff der Import-Anteil deutlich niedriger ausfällt. Dort werden zwar identische Importpreise unterstellt wie im Basisszenario, allerdings führen niedrigere Investitionskosten für Elektrolyseure im Land Sachsen-Anhalt zu höheren Anteilen der dortigen Wasserstoffproduktion. Entscheidend ist schließlich das Zusammenwirken aller Kostenkomponenten und wirtschaftlicher Opportunitäten. Neben den Investitionskosten für Elektrolyseure in Sachsen-Anhalt sollte schließlich bei wichtigen Pfadentscheidungen immer auch die erwarteten und möglichen Entwicklungen der Importpreise und -kapazitäten mitbetrachtet werden.

**Handlungsempfehlung 4 – Wasserverfügbarkeit tiefgehender untersuchen:** Der Exkurs zur Wasserverfügbarkeit in Abschnitt 4.4 blickt auf Basis einer Reihe von theoretischen Analyseansätzen auf Jahresbasis vorsichtig optimistisch auf die Ressource Wasser zur Wasserstofferzeugung in Sachsen-Anhalt. Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens konnten allerdings keine detaillierten Untersuchungen der zukünftigen Wasserverfügbarkeit im Prognosehorizont bis 2045 und zu möglichen unterjährigen, saisonalen Einschränkungen durchgeführt werden. Um ein verlässlicheres Bild auf den Aspekt der Wasserverfügbarkeit zu erhalten, wird empfohlen, hierzu gesonderte Untersuchungen vorzunehmen.

### Chancen nutzen

**Handlungsempfehlung 5 – Stärkung von F&E-Maßnahmen im Wasserstoffbereich:** Um die aus einem günstigen Zusammenspiel techno-ökonomischer Entwicklungen resultierenden Chancen zu nutzen, empfiehlt sich die Stärkung von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben. Die modellgestützten Analysen zeigen, dass technoökonomische Parameter einen deutlichen Einfluss auf die wirtschaftlich optimale Ausgestaltung der Wasserstoffwirtschaft haben. F&E bietet eine Möglichkeit, auf indirektem Wege die Wasserstoffwirtschaft im Land Sachsen-Anhalt deutlich zu stärken, in dem der im Modell abgeleitete wirtschaftlich optimale Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in der Praxis auch umsetzbar gemacht wird. Eine günstige Entwicklung des technoökonomischen Rahmens führt darüber hinaus zu einer stärkeren Wasserstoffwirtschaft in Sachsen-Anhalt und ist somit positiv für die lokale Wertschöpfung. Dabei sollten F&E-Maßnahmen die gesamte Wasserstoffwertschöpfungskette adressieren, von Erzeugung über Speicherung und Transport bis hin zur Wasserstoffanwendung.

**Handlungsempfehlung 6 – Übergangsrolle von konventionellem Wasserstoff:** In Sachsen-Anhalt werden bereits jetzt erhebliche Mengen (grauen) Wasserstoffs produziert und verbraucht. Die Analysen zeigen, dass auch im Jahr 2030 in allen Szenarien signifikante Mengen von konventionellem, das heißt auf fossiler Basis gewonnenem Wasserstoff benötigt werden. Dieser Anteil kann durch „grauen“ Wasserstoff auf Erdgasbasis, aber potenziell auch durch „blauen“ oder „türkisen“

Wasserstoff unter der Einbeziehung von CCU/CCS-Maßnahmen gedeckt werden. Indikative Analysen belegen, dass dies rein ökonomisch vorteilhaft sein könnte, wenn die Zusatzkosten einer Nachrüstung von CCU/CCS gegenüber EUA-Preisen hinreichend günstig sind. Es wird daher empfohlen, die Möglichkeit einer solchen Nachrüstung unter ökonomischen und politischen Gesichtspunkten im Auge zu behalten und ggf. explizit zu prüfen. Da Sachsen-Anhalt über bestehende Kapazitäten der erdgasbasierten Wasserstoffherzeugung verfügt, stellt eine ggf. klimaschonende Weiternutzung eine erhebliche Chance dar.

**Handlungsempfehlung 7 – Chancen der Speicherpotenziale in Sachsen-Anhalt als Standortvorteile nutzen:** Aus der Analyse geht hervor, dass die im eigenen Bundesland zukünftig nutzbaren Gasspeicherkapazitäten einen begünstigenden Standortfaktor für die Wirtschaftlichkeit von Elektrolysekapazitäten in Sachsen-Anhalt darstellen. Bei Einschränkung der verfügbaren Speicherkapazitäten geht die Wasserstoffherzeugung in Sachsen-Anhalt in bedeutendem Ausmaß zurück.<sup>78</sup> Vor dem Hintergrund dieser Erkenntnis ist zu empfehlen, die außergewöhnlich großen Speicherpotenziale zu nutzen und als Standortvorteil für Sachsen-Anhalt zu generieren. Dabei ist auch zu empfehlen, neben den naheliegenden Projekten im Bereich der Umstellung von Kavernenspeichern von Erdgas auf Wasserstoff auch weitere Bereiche zu untersuchen. So könnten u.a. die ausgesolten Salzkavernen der Sodaindustrie günstige Potenziale darstellen. Zur detaillierten Untersuchung der Potenziale empfiehlt sich eine Potenzialstudie in diesem Bereich durchzuführen.

## Rahmen für die H<sub>2</sub>-Wirtschaft schaffen

Die in der vorliegenden Studie durchgeführte, szenarienbasierte Analyse setzt einen gewissen Rahmen für die Wasserstoffwirtschaft voraus. Das betrifft bspw. den gültigen Rechtsrahmen, die Möglichkeit eines rein durch Wirtschaftlichkeit und Gesamtpotenziale bestimmten Ausbaus benötigter Kapazitäten, oder das Entstehen eines gut funktionierenden und marktlich organisierten Austauschsystems. Diese Entwicklungen sind allerdings kein Selbstläufer und sollten daher durch entsprechende Handlungen abgesichert werden. Die Empfehlungen hierzu sind in drei Abschnitte gruppiert: a) das Absichern des regulatorischen Rahmens, b) die Vorbereitung des Standortes Sachsen-Anhalt auf den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, und c) die Umsetzung von no-regret-Maßnahmen.

### Regulatorischen Rahmen absichern

**Handlungsempfehlung 8 – Sektorübergreifende Ausgestaltung von Quotenregelungen:** Am 9. Oktober 2023 hat der europäische Rat die Richtlinie für erneuerbare Energien RED III verabschiedet,

---

<sup>78</sup> Vgl. Sensitivität 3 (Modelljahr 2045) in Abschnitt 6.4

die unter anderem eine 42 %-Quote für den Anteil grünen bzw. erneuerbaren Wasserstoffs am gesamten Wasserstoffverbrauch der Industrie im Jahr 2030 sowie eine RFNBO-Quote von 1,2 % erneuerbarer e-Fuels (RFNBOs) am Kraftstoffverbrauch des Flugverkehrs (35 % bis 2050) beinhalten. Ziel der sektorspezifischen Ausgestaltung der Quoten ist einerseits die Anwendungsmöglichkeiten im jeweiligen Sektor zu berücksichtigen – der Einsatz von Wasserstoff und anderen RFNBOs ist je nach Sektor mit unterschiedlich hohen Herausforderungen verbunden. Andererseits soll durch die Sektor-Quoten eine Rechenschaftspflicht bei den Entscheidungsträgern in Wirtschaft und Politik für die Zielerreichung in ihrem Sektor geschaffen werden.

Für die Umsetzung wird empfohlen, ein Regelwerk einzuführen, das erstens sektorübergreifend funktioniert und zweitens einen möglichst großen Wirtschaftsraum umfasst – im besten Fall wäre dies der gesamte Wirtschaftsraum der EU. Im Rahmen bspw. eines Zertifikathandels könnten Zertifikate für die grüne bzw. nachhaltige Eigenschaft einer Einheit Wasserstoff gehandelt werden. Die Erzeugung und der tatsächliche physische Einsatz des auf erneuerbaren Energien basierenden Wasserstoffs würden dort vonstattengehen, wo er wirtschaftlich am sinnvollsten, sprich günstigsten ist. Durch den Handel der Zertifikate – inkl. Transfer zwischen Sektoren – wäre schließlich sicherzustellen, dass die sektorspezifischen Quoten erfüllt werden. Auf diese Weise würde gewährleistet, dass die Gesamtkosten, die zur Erfüllung der Quotenregelungen anfallen, auf ein notwendiges Minimum reduziert würden. Das Land Sachsen-Anhalt würde hiervon als Wirtschaftsstandort mit bereits jetzt signifikanten Wasserstoffnachfragen profitieren, da dies eine (übergangsweise) Weiternutzung von konventionellem Wasserstoff in den Chemiestandorten vor Ort ermöglicht, der etwa durch höhere Anteile von erst entstehender Nutzung von grünem Wasserstoff in der Stahlindustrie ausgeglichen werden könnte.

### **Standort Sachsen-Anhalt vorbereiten**

**Handlungsempfehlung 9 – Fachkräfte ausbilden:** Der je nach Szenario teils sehr ambitionierte Ausbau der Wasserstoffwirtschaft ist kein Selbstläufer. Die Analysen zeigen, dass 2045 bis zu 38.000 qualifizierte Arbeitskräfte allein für die Deckung der Wasserstoffbedarfe innerhalb Sachsen-Anhalts benötigt werden. Darüber hinaus kann das Land als potenzielles Vorreiterland beim Hochlauf einer klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft auch überregionale Wertschöpfung bereitstellen, wofür es weiterer Fachkräfte bedarf. Ein Teil dieser Arbeitsplätze kann dabei ggf. auch durch Fort- und Weiterbildungsmaßnahmen besetzt werden, da Sachsen-Anhalt bereits jetzt über einen Pool qualifizierten Personals in der Energie- und Chemieindustrie sowie damit verwandter Bereiche verfügt. Aus diesem Grund wird empfohlen, bereits frühzeitig mit der Aus- und Weiterbildung gut qualifizierter Fachkräfte zu beginnen.

**Handlungsempfehlung 10 – Akzeptanz schaffen und Bevölkerung über Entwicklungen & Zielstellungen informieren:** Im Rahmen dieser Studie wurde die Wasserstoffwertschöpfungskette unter rein ökonomischen Gesichtspunkten untersucht. Ein ehrgeiziger Ausbau von Elektrolyse und erneuerbaren Energien muss darüber hinaus aber auch der Bevölkerung vermittelt werden und auf breiter gesellschaftlicher Akzeptanz fußen, um nachhaltig zu sein.

**Handlungsempfehlung 11 – Umsetzung der aktuell geplanten Projektvorhaben:** Es wird empfohlen, die aktuell geplanten Projektvorhaben – über alle Stufen der Wertschöpfungskette – voranzutreiben und zu unterstützen. Die Analysen zeigen, dass – je nach Szenario – bereits 2030 signifikant hohe Elektrolyseleistungen benötigt werden, um die grüne Wasserstoffversorgung in Sachsen-Anhalt sicherzustellen. Diese Elektrolyseure sind in Abhängigkeit des Szenarios profitabel. Im Hochlauf ist aber auch zu prüfen, ob das Land im Rahmen seiner Möglichkeiten Elektrolysevorhaben unterstützen kann bzw. sollte. Dabei ist stets darauf zu achten, Binnenmarktkonformität sicherzustellen.

**Handlungsempfehlung 12 – Machbarkeitsstudien unterstützen:** Die finanzielle (im Rahmen der Möglichkeiten und Leistungsfähigkeit des Landes) und/oder fachliche Unterstützung von Machbarkeitsstudien für Wasserstoffprojekte kann es potenziellen Marktteilnehmern erleichtern, einen Marktzugang zu finden und zum benötigten Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft beizutragen. Darüber hinaus können Machbarkeitsstudien eine wichtige Rolle bei der Identifikation lokaler Einflussfaktoren spielen, bspw. der lokalen Wasserverfügbarkeit (vgl. Handlungsempfehlung 4) oder der Identifikation zusätzlicher Erlöspotenziale. So könnte die Abwärme von Elektrolyseuren künftig ein Bestandteil kommunaler Wärmekonzepte darstellen.

**Handlungsempfehlung 13 – Wissen vermitteln, Kooperationen stärken & H<sub>2</sub>-Plattform initiieren:** In den Modellanalysen wird von einzelnen Marktteilnehmern abstrahiert. In der Realität müssen Wasserstoffproduzenten, Transporteure, Verbraucher etc. zusammenfinden und sich koordinieren, um ein wirtschaftlich effizientes Marktergebnis erreichbar zu machen. Darüber hinaus ist ein Austausch auch der Wissensdiffusion zuträglich, bspw. zum für die Wasserstoffwirtschaft so wichtigen Thema PPA: hier bestehen bereits heute marktgängige Konzepte, PPA werden von kleineren Akteuren dennoch häufig als komplex wahrgenommen. Aus diesem Grund wird empfohlen, die Kooperationen zwischen Marktteilnehmern zu stärken und eine H<sub>2</sub>-Plattform zu initiieren. Die anzustrebenden Kooperationen haben dabei zwei Dimensionen: zum einen, das Matching von (großen und kleinen) Akteuren innerhalb Sachsen-Anhalts, und zum zweiten die Stärkung von überregionalen und internationalen Kooperationen. Für diese Aufgaben eignet sich insbes. die Landeskoordinierungsstelle Wasserstoff (LKW) der Landesenergieagentur Sachsen-Anhalt, ggf. in Kooperation mit dem HYPOS e.V.

## EE- und Netzausbau als Zugpferde für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft

Eine im Zusammenhang mit der Diskussion um den erwarteten und gewünschten Aufbau der Wasserstoffwirtschaft häufig formulierte Frage ist die nach dem „wo anfangen“. Da für die Wasserstoffwirtschaft in weiten Teilen neue Infrastrukturbereiche geschaffen werden müssen, ist es unumgänglich, dass einzelne Akteure in Vorleistung gehen, was mit erheblichen Risiken verbunden sein kann. Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, sogenannte no-regret- Maßnahmen zu identifizieren, die mit hoher Wahrscheinlichkeit wirtschaftlich oder für die Dekarbonisierung der relevanten Sektoren notwendig bis unumgänglich sein werden, und deren Umsetzung zeitlich prioritär behandelt werden kann. Die Umsetzung solcher Maßnahmen kann schließlich den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft (bspw. über Synergie- und Nebeneffekte) auch in anderen Bereichen beschleunigen. Besondere Relevanz haben dabei der weitere, beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien, der Wasserstoffnetzaufbau und der Stromnetzausbau.

**Handlungsempfehlung 14 – Die weitere Beschleunigung des Ausbaus von Windenergie- und PV-Anlagen:** In Abschnitt 4.3 wurde ein Gesamtpotenzial für die Nutzung von Wind- und PV-Stromerzeugung in Sachsen-Anhalt bis zum Jahr 2045 in Höhe von ca. 38 GW<sub>el</sub> Freiflächen-PV und 25 GW<sub>el</sub> Windenergieanlagen ermittelt. Die Leistungen korrespondieren mit insges. 2,0 % der Landesfläche, die für die Errichtung von Freiflächen-PV-Anlagen genutzt werden können und 3,3 % der Landesfläche zur Nutzung durch Windenergieanlagen. In den Ergebnissen der wirtschaftlichen Optimierungsrechnungen werden im Modelljahr 2045 im Basisszenario 6,6 GW PV und 9 GW Windenergie, im progressiven Szenario gar 20,5 GW PV und 9 GW Windenergie erschlossen. Das bedeutet, dass in diesen Szenarien ein großer bis sehr großer Anteil der gesamten EE-Stromerzeugungskapazitäten des Landes zur Versorgung der Wasserstoffherstellungskapazitäten (Elektrolyseure) in Sachsen-Anhalt genutzt wird.

Die weitere Beschleunigung des Ausbaus von Windenergie- und PV-Anlagen wird als no-regret-Maßnahme betrachtet. Ein forcierter Ausbau der regenerativen Energien wird einerseits im Rahmen der Energiewende ohnehin benötigt (bei weniger hohen Anteilen von Wasserstoff für die Dekarbonisierung werden entsprechend die Strombedarfe zur Elektrifizierung stärker steigen): Andererseits werden Wind- und PV-Stromerzeugung zunehmend wirtschaftlich und sollten sich, im Falle geringerer Stromnachfrage durch Elektrolyseure, auch am Strommarkt refinanzieren können. Darüber hinaus ist der hohe Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekt der Erneuerbaren hervorzuheben, der bei Umsetzung auch unabhängig von der unterstellten Szenario-Welt einträte (vgl. Abschnitt 6.3). Ein geeignetes Instrument zur Beschleunigung des EE-Ausbaus liegt in der Vereinfachung und Lockerung des regulatorischen Rahmens, bspw. durch das Zulassen von Windenergieanlagen im Wald.

**Handlungsempfehlung 15 – H<sub>2</sub>-Kernnetz-Planungen unterstützen:** In den Modellsimulationen zur Ermittlung der wirtschaftlich optimalen Wertschöpfungskette zur Deckung der Wasserstoffnachfragen in Sachsen-Anhalt zeigt sich, dass die im Kernnetz der FNB geplanten Wasserstoffpipeline-Kapazitäten, die bis zum Jahr 2032 errichtet werden sollen, für die im Jahr 2030 ermittelten Wasserstofftransportbedarfe geeignet/ausreichend groß dimensioniert sind. Aus diesem Grund wird empfohlen, die Planungen zum H<sub>2</sub>-Kernnetz im Rahmen der Möglichkeiten und Leistungsfähigkeit des Landes zu unterstützen.

Einen über die gesetzten Pipelines hinausgehenden Zubau über lange Strecken in Regionen/Gemeinden, die weiter entfernt vom H<sub>2</sub>-Kernnetz liegen, erfolgt im Modell nicht – dort wurden stattdessen kleinere Elektrolyse-Standorte aufgebaut oder auf Trailertransporte gesetzt, um die geringen bis moderaten Wasserstoffbedarfe vor Ort decken zu können. Mit Blick auf das Jahr 2045 soll hervorgehoben werden, dass die Fernleitung von Haldensleben nach Steinitz, über die auch der Gasspeicher in Peckensen an das Wasserstoffnetz (im Modell) angebunden wird, eine sinnvolle Erweiterung darstellt.<sup>79</sup> Da sich in den Analysen ein profitables Zusammenspiel von Elektrolysekapazität mit den in Sachsen-Anhalt künftig bestehenden Wasserstoffspeichern zeigt<sup>80</sup>, stellt sich die Leitung insbes. durch die Anbindung des Speichers Peckensen als wertvoll heraus.

Der Aufbau des H<sub>2</sub>-Kernnetzes zur Vernetzung der größten Wasserstoffverbraucher und -speicher untereinander und zum Anschluss an die überregionale und internationale Wasserstoffwirtschaft, kann insofern als no-regret-Maßnahme betrachtet werden, als dass es in jeder der Szenario-Welten eine wichtige Rolle einnehmen kann – sowohl zur Versorgung der Wasserstoffbedarfe in Sachsen-Anhalt mit konventionellem oder Import-Wasserstoff (Szenario „Konservativ“) wie auch für den Transport von in Sachsen-Anhalt produziertem grünen Wasserstoff („Basis“ oder „Progressiv“).

**Handlungsempfehlung 16 – Ausbau der Stromnetze beschleunigen:** Ein einschränkender Faktor bei der Fokussierung auf Erzeugungskonstellationen mit einer räumlichen Trennung zwischen Erneuerbarer Stromerzeugung und Elektrolyse sind die Stromnetze. Diese sind in der vorliegenden Studie nicht explizit untersucht worden. Aus Gesamtsystemperspektive sollten die Standorte von EE-Erzeugungsanlage und Elektrolyseur bestenfalls so gewählt werden, dass sie nicht zur Entstehung oder Verstärkung von Engpässen in den Stromnetzen führen. Darüber hinaus sollte sichergestellt werden, dass der Ausbau der Stromnetzinfrastruktur zügig voranschreitet, um die für die Wasserstoffwirtschaft notwendigen Grünstrommengen an ihren Bestimmungsort transportieren zu können. Da auch in einer eher direktelektrifizierten Welt (vgl. Szenario „Konservativ“)

---

<sup>79</sup> Diese Leitung wurde als Teil des „Visionären H<sub>2</sub>-Netzes“ im NEP 2020 der FNB im hier verwendeten Modell im Modelljahr 2045 gesetzt.

<sup>80</sup> Vgl. Sensitivität 3 in Abschnitt 6.4

leistungsstarke Netze benötigt werden, ist diese Empfehlung auch bei einer verhaltenen Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft eine no-regret-Maßnahme.

## Zielbild schärfen

Über die bislang dargestellten Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen hinaus dient die vorliegende Studie auch einer Schärfung des Zielbildes für die zukünftige Wasserstoffwirtschaft in Sachsen-Anhalt. Dies betrifft nicht nur politische Zielbilder, sondern richtet sich auch an die privatwirtschaftliche Akteurslandschaft.

**Handlungsempfehlung 17 – Nachjustierung der Ausbauziele gemäß Landeswasserstoffstrategie prüfen:** In der Landeswasserstoffstrategie werden u.a. die Ziele formuliert, bis 2030 mindestens 1 GW<sub>el</sub> an Elektrolysekapazität zur Erzeugung von mindestens 5 TWh grünem Wasserstoff zu realisieren, sowie jeweils 5 GW<sub>el</sub> an Windenergie- und PV-Stromerzeugungskapazität, um die Wasserstoffwirtschaft in Sachsen-Anhalt mit Strom aus erneuerbaren Energien zu versorgen.

Aufbauend auf den Ergebnissen der wirtschaftlichen Optimierungsrechnungen erscheinen die Größenordnungen der Zielsetzungen recht passend, wenngleich noch Spielraum zur Präzisierung besteht. Im Basisszenario der vorliegenden Analysen werden 1,6 GW<sub>el</sub> an Elektrolyseleistung errichtet, die rd. 4,7 TWh grünen Wasserstoff erzeugen. Die hierzu genutzten EE-Kapazitäten fallen allerdings für das Modelljahr 2030 deutlich anders aus als in der Landeswasserstoffstrategie. Bei Unterstellung einer monatlichen Zeitgleichheitsbedingung (und nicht stündlich), reichen im Basisszenario insgesamt rd. 7 GW aus, die zum weit überwiegenden Teil (6,6 GW) aus PV-Anlagen bestehen. In der langen Frist (2045) wird der Mix aus Wind- und PV-Stromnutzung deutlich ausgewogener, was den in der Wasserstoffstrategie gewählten Ansatz unterstreicht.

Es wird empfohlen, die Ziele der Landeswasserstoffstrategie in diesen Bereichen, insbes. bezüglich des Mixes zwischen PV- und Windstromnutzung im Zeitbereich um 2030 entsprechend nachzujustieren und ggf. zu lockern, sodass mehr Flexibilität hinsichtlich der genutzten Technologien besteht. Dies könnte bspw. durch eine Fokussierung auf die benötigte Grünstrommenge als Zielwert erreicht werden, ohne technologiespezifische Leistungen zu fixieren.

**Handlungsempfehlung 18 – Fokussierung auf die Erzeugungskonstellationen „PPA“ (2030) und „Grid-Mix-DA“ (2045):** Aus den Analysen der möglichen Konstellationen zur Erzeugung von Wasserstoff, der nach aktuell erwartbarer Regulatorik als „grün“ bezeichnet werden darf, geht hervor, dass in der zeitlichen Perspektive 2030 das Modell „PPA“ und im Zeithorizont 2045 das Modell „Grid-Mix-DA“ die strikt dominanten Varianten sind (vgl. Abschnitt 4.2.3). Das „Insel“-Modell, eine Direktstromleitung zwischen EE-Stromerzeugungsanlage und Elektrolyseur am selben Standort, bringt (mindestens aus Sicht des Elektrolysebetreibers) keine Vorteile gegenüber den beiden

Modellen, schränkt jedoch die Standortauswahl erheblich ein. Mit Blick auf 2030 bedeutet dies, dass die Auswahl von Windparks und/oder Photovoltaik-Anlagen, die der Belieferung von Elektrolysestandorten mit Strom gewidmet werden sollen, in erster Linie auf Basis von Standortbewertungen der zur Verfügung stehenden Wind- und PV-Potenzialflächen stattfinden sollte – d.h. es empfiehlt sich, Erzeugungsstandorte mit geringen Gesteungskosten, günstigen Einspeisestrukturen und hohen Realisierungswahrscheinlichkeiten zu wählen. Zur Erleichterung der Umsetzung der „PPA“-Lösung Marktakteure kann eine gezielte Wissensvermittlung zum Thema Grünstrom-PPAs, die Förderungen von Kooperationen und der Austausch zwischen Akteuren unterschiedlicher Art über eine H<sub>2</sub>-Plattform dienen (vgl. Handlungsempfehlung 13).

**Handlungsempfehlung 19 – Anreize für flexiblen Einsatz von Elektrolyseuren schaffen:** Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Optimierungsrechnungen für die Wasserstoff-Wertschöpfungskette zeigen Vollbenutzungsstunden (VBH) der Elektrolyseure im Modelljahr 2030 zwischen 3.200 und 4.200 VBH und im Modelljahr 2045 zwischen 2.200 und 3.200 VBH. Aus „Gesamtsystem“-Perspektive<sup>81</sup> ist also der Aufbau von in Relation zur Wasserstoff-Erzeugungsmenge hohen Elektrolyse-Kapazitäten optimal, die einen flexiblen Einsatz im Zusammenspiel mit EE-Stromerzeugung und Wasserstoffspeichermöglichkeiten erlauben. Derzeit werden vielerorts Einsatzkonzepte mit höheren spezifischen Auslastungen verfolgt, die auch derzeit noch hohen Elektrolysekosten Rechnung tragen. Es wird empfohlen, künftig entsprechend flexible Anlagenkonfigurationen bzw. -konstellationen umzusetzen bzw. dafür zu werben, Anreize für eine flexible Einsatzweise zu schaffen und insbesondere Hemmnisse dafür dringend zu vermeiden.

**Handlungsempfehlung 20 – Auch den Aufbau kleinerer Elektrolysekapazitäten unterstützen:** Eine weitere Erkenntnis der Modellrechnungen ist, dass auch kleine Elektrolysekapazitäten im unteren zweistelligen MW-Bereich Teil der wirtschaftlich optimalen Wasserstoffwirtschaft sein werden. Dies ist insbesondere in Regionen der Fall, die sich weiter vom H<sub>2</sub>-Kernnetz entfernt befinden und die kleinere bis moderate Wasserstoffnachfragen bedienen, deren Deckung einen Ausbau von Pipelines über weite Distanzen nicht rechtfertigen würden.

Empfohlen wird diesbezüglich, dass auch der Aufbau kleinerer Projekte mitbedacht werden sollte, da die Versorgung vor Ort erwartungsgemäß günstiger sein wird als der Aufbau (zu) großer Pipeline-Transportwege oder der Transport des Wasserstoffs über weite Strecken in Tankfahrzeugen. Dies kann bspw. im Rahmen von Förderprogrammen zum Tragen kommen, die nicht durch Förderbedingungen ausschließlich an Großprojekte adressiert sein sollten (bspw. IPCEI).

---

<sup>81</sup> Mit Gesamtsystem ist in diesem Zusammenhang die im Modell optimierte Wasserstoff-Wertschöpfungskette inkl. Interaktion mit dem Strommarkt gemeint (vgl. Abschnitt 6.1).

## Literatur

- Agora Energiewende and AFRY Management Consulting (2021):** No-regret hydrogen: Charting early steps for H<sub>2</sub> infrastructure in Europe. URL: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023
- Alstom (2022):** From 2025, Nestlé Waters France will use the first hydrogen-powered freight train through an innovative solution developed by Alstom and ENGIE. URL: <https://www.alstom.com/press-releases-news/2022/11/2025-nestle-waters-france-will-use-first-hydrogen-powered-freight-train-through-innovative-solution-developed-alstom-and-engie>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Amber Grid, Bulgartransgaz, Conexus, CREOS, DESFA, Elering, Enagas, Energinet, Eustream, FGSZ, FluxSwiss, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, Gasgrid Finland, Gassco, Gasunie, Gas Networks Ireland, GAZ-SYSTEM, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinacro, Plinovodi, REN, Snam, TAG, Teréga, and Transgaz (2022):** European Hydrogen Backbone. URL: <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>, zuletzt abgerufen: 25.10.2023
- Becker Büttner Held (2023):** Regulatorische Anpassungsbedarfe zur Transformation der Gasversorgung im Kontext der Wärmewende. URL: [https://www.vku.de/fileadmin/user\\_upload/Verbandsseite/Presse/Pressemitteilungen/2023/Regulatorische\\_Anpassungsbedarfe\\_zur\\_Transformation\\_der\\_Gasversorgung\\_im\\_Kontext\\_der\\_Waermewende.pdf](https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Presse/Pressemitteilungen/2023/Regulatorische_Anpassungsbedarfe_zur_Transformation_der_Gasversorgung_im_Kontext_der_Waermewende.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Bloomberg NEF (2020):** Hydrogen Economy Outlook. URL: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2022):** Merkblatt zur elektrochemischen Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen 2022. URL: [https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar\\_merkblatt\\_wasserstoff.html](https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_merkblatt_wasserstoff.html), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Bundesfinanzhof (2015):** Urteil vom 30. Juni 2015, VII R 52/13. URL: <https://www.bundesfinanzhof.de/de/entscheidung/entscheidungen-online/detail/STRE201510210/>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) (2021):** Projektübersicht 2020/2021 Zero Emission Busse in Deutschland. URL: [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/09/210922\\_Projektuebersicht-Zero-Emission-Busse-in-Deutschland.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/09/210922_Projektuebersicht-Zero-Emission-Busse-in-Deutschland.pdf), zuletzt abgerufen: 16.10.2023.

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020):** Die Nationale Wasserstoffstrategie. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>, zuletzt abgerufen: 17.10.2023.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023a):** Pressemitteilung: Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen Planungsstand für deutschlandweites Wasserstoff-Kernnetz – Erster wichtiger Schritt für die künftige Wasserstoff-Infrastruktur. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/07/20230712-planungsstand-deutschlandweites-wasserstoff-kernetzes-fuer-kuenftige-wasserstoff-infrastruktur.html>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023b):** Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.html>, zuletzt abgerufen: 17.10.2023.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2022):** Monitoringbericht 2022. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI e.V.) (2021):** Klimapfade 2.0 - Aufbruch in die Klima-Zukunft. URL: <https://bdi.eu/artikel/news/klimapfade-2-0-deutschland-braucht-einen-klima-aufbruch/>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Daimler Truck AG (2022):** Entwicklungsmeilenstein erreicht: Daimler Truck testet Brennstoffzellen-Lkw mit Flüssigwasserstoff. URL: [https://media.daimlertruck.com/marsMediaSite/de/in-stance/ko/Entwicklungsmeilenstein-erreicht-Daimler-Truck-testet-Brennstoffzellen-Lkw-mit-Fluessigwasserstoff.xhtml?oid=51975637&ls=L3NIYXJjaHJlc3VsdC9zZWZyY2hyZXN1bHQueGh0bWw\\_c2VhcmNoU3RyaW5nPXdhc3NlcnN0b2ZmK2xrdyZzZWZyY2hJZD0xJnNIYXJjaFR5cGU9ZGV0YWls-ZWQmcmVzdWx0SW5mb1R5cGVJZD00MDYyNiZ2aWV3VHlwZT10aHVtYnMmc29ydERlZm-luaXRpb249UFVCTEITSEVEX0FULlmdGh1bWJTY2FsZUluZGV4PTEEmcm93Q291bnRzSW5kZXg9NQ!!&rs=2](https://media.daimlertruck.com/marsMediaSite/de/in-stance/ko/Entwicklungsmeilenstein-erreicht-Daimler-Truck-testet-Brennstoffzellen-Lkw-mit-Fluessigwasserstoff.xhtml?oid=51975637&ls=L3NIYXJjaHJlc3VsdC9zZWZyY2hyZXN1bHQueGh0bWw_c2VhcmNoU3RyaW5nPXdhc3NlcnN0b2ZmK2xrdyZzZWZyY2hJZD0xJnNIYXJjaFR5cGU9ZGV0YWls-ZWQmcmVzdWx0SW5mb1R5cGVJZD00MDYyNiZ2aWV3VHlwZT10aHVtYnMmc29ydERlZm-luaXRpb249UFVCTEITSEVEX0FULlmdGh1bWJTY2FsZUluZGV4PTEEmcm93Q291bnRzSW5kZXg9NQ!!&rs=2), zuletzt abgerufen: 16.20.2023.
- DBI GUT, ESK, DEEP.KBB, Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme (2022):** Wasserstoff speichern – soviel ist sicher. URL: [https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610\\_DBI-Studie\\_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher\\_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf](https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DBI-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf), zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- DBI GUT & Frontier Economics (2022):** H2-Rein – Wasserstoffqualität in einem gesamtdeutschen Wasserstoffnetz. URL: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202140-abschlussbericht-h2-qualitaet.pdf>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Deutsche Bahn AG (2023):** DB Netze Infrastrukturregister. URL: <https://geovdbn.deutschebahn.com/isr>, zuletzt aufgerufen 17.10.2023.

- Deutsche Energie Agentur GmbH (Dena) (2018):** Erdölraffinerie. URL: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Factsheet\\_PowerFuels\\_Erdoelraffinerie.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Factsheet_PowerFuels_Erdoelraffinerie.pdf), zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Deutsche Verkehrs-Zeitung (DVZ) (2022):** Maersk bestellt acht weitere Schiffe mit Methanol Antrieb. URL: <https://www.dvz.de/rubriken/see/detail/news/maersk-bestellt-acht-weitere-schiffe-mit-methanol-antrieb.html>, zuletzt abgerufen: 06.01.2023.
- Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V. (DIHK) (2020):** DIHK-Faktenpapier Wasserstoff. URL: <https://www.dihk.de/resource/blob/24872/fd2c89df9484cf912199041a9587a3d6/dihk-faktenpapier-wasserstoff-data.pdf>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW e.V.) (2021):** Presseinformation: Erstmals 20 Prozent Wasserstoff im deutschen Gasnetz. URL: <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-28102021-start-h2-beimischung-in-gasnetze#:~:text=Bei%20dem%20Netzabschnitt%20handelt%20es,Netzgebiet%20eine%20breite%20Ger%C3%A4tetechnik%20ab>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW e.V.) (2023):** Füllstände der Gasspeicher für Deutschland. URL: <https://www.dvgw.de/themen/sicherheit/versorgungssicherheit-gas/fuellstaende-der-gasspeicher-fuer-deutschland-mit-reichweitenprognose#/2023-01-01>, zuletzt abgerufen: 17.10.2023.
- Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) (2019):** Einsatz von Multiblend JET A-1 in der Praxis. URL: [https://www.dbfz.de/fileadmin//user\\_upload/Download/Extern/DEMO-SPK\\_Endbericht\\_final.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin//user_upload/Download/Extern/DEMO-SPK_Endbericht_final.pdf), zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) (2020):** Zero Emission Aviation – German Aviation Research White Paper. URL: <https://www.dlr.de/de/medien/publikationen/sonstige-publikationen/2020/white-paper-zero-emission-aviation>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Die Autobahn GmbH (2023):** Der Autobahnbau der A14 von Magdeburg nach Schwerin. URL: <https://www.autobahn.de/die-autobahn/projekte/detail/a14-nordverlaengerung-magdeburg-wittenberge-schwerin-1#aus-der-luft-entdecken>, zuletzt abgerufen: 17.10.2023.
- DSLV Bundesverband Spedition und Logistik e. V. (2023):** Beschäftigte in Spedition und Logistik. URL: <https://www.dslv.org/de/die-branche/umsatz-und-beschaefigte>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- EHI Retail Institute GmbH (2023):** Der Tankstellenmarkt in Deutschland. URL: <https://www.handelsdaten.de/branchen/tankstellen>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Electrive (2022):** IAA Transportation: Die wichtigsten E-Lkw-Premieren im Überblick. <https://www.electrive.net/2022/09/27/iaa-transportation-die-wichtigsten-e-lkw-premierer-im-ueberblick/>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.

- Energiesystem-Forschung (2022):** Projekt Energiepark Bad Lauchstädt: Klimafreundlich erzeugter Wasserstoff für Chemiapark. URL: <https://www.energiesystem-forschung.de/forschen/projekte/energiepark-bad-lauchstaedt>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI) (2021):** Grünes Ammoniak: Bezugsoptionen für Deutschland. URL: [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uplo-ads/2021/11/EWI\\_Policy\\_Brief\\_Gruenes\\_Ammoniak\\_fuer\\_Deutschland.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uplo-ads/2021/11/EWI_Policy_Brief_Gruenes_Ammoniak_fuer_Deutschland.pdf), zuletzt abgerufen: 06.01.2023.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI) (2022):** Regulatorische (Fehl-)Anreize bei der Produktion von grünem Wasserstoff. URL: [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/03/Policy\\_Brief\\_Elektrolyseursregulierung.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/03/Policy_Brief_Elektrolyseursregulierung.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023
- Esri Deutschland Content (Esri) (2018):** Deutsche Bahn Streckennetz [Datensatz]. URL: <https://opendata-esri-de.opendata.arcgis.com/datasets/3de5d6d8f9ea43d7a243b6beee0a2e2b>, zuletzt aufgerufen 17.10.2023.
- Europäische Kommission (2021):** Anhänge des Vorschlags für eine Verordnung des europäischen Parlaments des Rates zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr. URL: [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:00c59688-e577-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0023.02/DOC\\_2&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:00c59688-e577-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0023.02/DOC_2&format=PDF), zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Europäischer Rat & Rat der Europäischen Union (2023):** Gaspaket: Mitgliedstaaten legen ihren Standpunkt zum künftigen Gas- und Wasserstoffmarkt fest. URL: <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/03/28/gas-package-member-states-set-their-position-on-future-gas-and-hydrogen-market/>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Flix SE (2021):** FlixBus, Freudenberg und ZF entwickeln Europas ersten wasserstoffgetriebenen Fernbus. URL: <https://corporate.flixbus.com/de/flixbus-freudenberg-und-zf-entwickeln-europas-ersten-wasserstoffbetriebenen-fernbus/>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Forlogic (2023):** DSLV-Kostenindex für systemgeführte Sammelgutverkehre – Abschlussbericht zur 17. Erhebungsrunde (2. Halbjahr 2022), URL: [https://www.dslv.org/fileadmin/user\\_upload/Abschlussbericht\\_DSLV\\_Kostenindex\\_2\\_Halbjahr\\_2022.pdf](https://www.dslv.org/fileadmin/user_upload/Abschlussbericht_DSLV_Kostenindex_2_Halbjahr_2022.pdf), zuletzt abgerufen: 23.10.2023.
- Forschungszentrum Jülich GmbH (2019):** Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur, URL: [https://juser.fz-juelich.de/record/864486/files/Energie\\_Umwelt\\_467.pdf](https://juser.fz-juelich.de/record/864486/files/Energie_Umwelt_467.pdf), zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Fraunhofer ISE (2019):** Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland. URL: [https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/documents/pressemitteilungen/2019-10\\_Fraunhofer\\_Wasserstoff-Roadmap\\_fuer\\_Deutschland.pdf](https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/documents/pressemitteilungen/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.

- Fraunhofer ISE (2021):** Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien URL: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021\\_ISE\\_Studie\\_Stromgestehungskosten\\_Erneuerbare\\_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf), zuletzt abgerufen: 07.12.2023.
- Fraunhofer ISE (2022):** Auf dem Weg zur GW-Industrie. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2022/auf-dem-weg-zur-gw-industrie-fraunhofer-ise-liefert-detaillierte-kostenanalyse-fuer-wasserelektrolyse-systeme.html>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Fraunhofer ISI (2021):** Energieangebot: T45-Szenarien. URL: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/angebot.php>, zuletzt abgerufen: 17.10.2023.
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (2022a):** Auf dem Weg zur GW-Industrie. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2022/auf-dem-weg-zur-gw-industrie-fraunhofer-ise-liefert-detaillierte-kostenanalyse-fuer-wasserelektrolyse-systeme.html>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2022b):** Batteriespeicher an ehemaligen Kraftwerksstandorten. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Batteriespeicher-an-ehemaligen-Kraftwerkstandorten.pdf>, zuletzt abgerufen: 06.01.2023.
- Frontier Economics Ltd. (2023):** Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich. URL: <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/rolle-gasinfrastruktur.html>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Global CCS Institute (2021): Technology readiness and costs of CCS.** URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Technology-Readiness-and-Costs-for-CCS-2021-1.pdf>, zuletzt abgerufen: 28.11.2023. <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Technology-Readiness-and-Costs-for-CCS-2021-1.pdf>
- H2 Mobility Deutschland (2021):** Wasserstoffbetankung von Schwerlastfahrzeugen –die Optionen im Überblick. URL: [https://h2-mobility.de/wp-content/uploads/sites/2/2021/10/H2M\\_Ueberblick\\_BetankungsoptionenLNFSNF\\_TankRast\\_2021-10-21.pdf](https://h2-mobility.de/wp-content/uploads/sites/2/2021/10/H2M_Ueberblick_BetankungsoptionenLNFSNF_TankRast_2021-10-21.pdf), zuletzt abgerufen: 06.01.2023.
- H2 Mobility Deutschland GmbH & Co. KG (2023):** H2 tanken – Wasserstoffmobilität beginnt jetzt. URL: <https://h2.live/>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Hanke-Rauschenbach & Peterssen (2021):** Die Wasserelektrolyse als künftige Abwärmequelle: Eine Ersteinschätzung. URL: [https://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/Veranstaltungen/7.%20BMU-Fachtagung%202021\\_11\\_Hanke-Rauschenbach.pdf](https://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/Veranstaltungen/7.%20BMU-Fachtagung%202021_11_Hanke-Rauschenbach.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- HARDO Heuer GmbH (2023):** VE-Wasser-Anlagen. URL: <https://www.heuergmbh.de/fileadmin/downloads/produkte/Heuer-VE-Wasseraufbereitung.pdf>, zuletzt abgerufen: 17.10.2023.

**Hessenschau (2022):** 27 Wasserstoffzüge rollen bald durch Rhein-Main. URL: <https://www.hessenschau.de/wirtschaft/wasserstoffzuege-rollen-bald-durch-rhein-main-rmv-stellt-vier-regionalbahn-linien-um-v5,rmv-wasserstoff-zugverkehr-taunus-100.html>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.

**Hydrogen Council, McKinsey & Company (2021):** Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. URL: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>, zuletzt abgerufen: 17.10.2023.

**Ingenieursgruppe für Verkehrswesen und Verkehrsentwicklung (IVV) (2017):** Verkehrsbelastung im Bezugs- und Planfall. URL: <https://www.bvwp-projekte.de/strasse/A14-G20-ST-BB/A14-G20-ST-BB.html>, zuletzt aufgerufen 17.10.2023.

**Initiative Energien Speichern e.V. (INES) (2022):** Leitfaden zur Operationalisierung des Gasspeichergesetzes. URL: [https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2022/06/20220615\\_INES\\_Leitfaden-Gasspeichergesetz.pdf](https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2022/06/20220615_INES_Leitfaden-Gasspeichergesetz.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.

**Initiative Energien Speichern e.V. (INES); Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG); Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) (2022):** Wasserstoff speichern – soviel ist sicher. URL: [https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610\\_DBI-Studie\\_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher\\_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf](https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DBI-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf), zuletzt abgerufen: 17.10.2023.

**International Energy Agency (IEA) (2019):** The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. URL: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The\\_Future\\_of\\_Hydrogen.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.

**International Renewable Energy Agency (IRENA) (2020):** Green Hydrogen Cost Reduction. URL: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.

**Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) (2023):** Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Gemeinden, 1. Januar 2023 (FZ 3) [Datensatz]. URL [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/zulassungsbezirke\\_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/zulassungsbezirke_node.html), zuletzt aufgerufen 17.10.2023.

**Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) (2023):** Publikation zur Untertage-Gasspeicherung in der Zeitschrift "Erdöl Erdgas Kohle". URL: [https://www.lbeg.niedersachsen.de/energie-rohstoffe/erdoel\\_und\\_erdgas/untertagegasspeicher/publikation\\_untertageerdgaspeicherung/publikation-zur-untertage-gasspeicherung-in-der-zeitschrift-erdoel-erdgas-kohle-898.html](https://www.lbeg.niedersachsen.de/energie-rohstoffe/erdoel_und_erdgas/untertagegasspeicher/publikation_untertageerdgaspeicherung/publikation-zur-untertage-gasspeicherung-in-der-zeitschrift-erdoel-erdgas-kohle-898.html), zuletzt abgerufen: 17.10.2023.

**Landesamt für Vermessung und Geoinformation Sachsen-Anhalt (LVermGeo) (2023):** Verkehrsstärken [firmeninterner Datensatz].

- Landesbetrieb für Hochwasserschutz und Wasserwirtschaft Sachsen-Anhalt (LHW) (2021):** Gewässerkundlicher Landesdienst. Fachthemen: Grundwasser – Wasserhaushalt ArcEGMO URL: <https://gld.lhw-sachsen-anhalt.de>. Zuletzt aufgerufen: 24.10.2023.
- Landesnahverkehrsgesellschaft Niedersachsen mbH (LNVG) (2022):** Weltpremiere Wasserstoff. URL: <https://www.lnvq.de/wasserstoff>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Landkreis Neustadt an der Waldnaab (2021):** NEW HyPerspectives. URL: [https://www.neustadt.de/media/9377/new\\_hystarter\\_broschuere\\_web.pdf](https://www.neustadt.de/media/9377/new_hystarter_broschuere_web.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Ludwig Bölkow Systemtechnik (2019):** Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen. URL: [https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/bericht\\_wasserstoffstudie\\_nrw-2019-04-09\\_komp.pdf](https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/bericht_wasserstoffstudie_nrw-2019-04-09_komp.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Ludwig Bölkow Systemtechnik und Schultz Projekt Consult (2022):** Potenzialstudie Grüne Gase. URL: <https://lbst.de/publikationen/potenzialstudie-gruene-gase/>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Mahler AGS GmbH (2021):** Anlage zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Dampfreformierung – Hydroform-C. URL: <https://www.mahler-ags.com/anlagen/wasserstoffanlagen-hydroform-c/>, zu-letzt abgerufen: 16.10.2023.
- MariGreen (2018):** Use of Hydrogen as Fuel in Inland Shipping. URL: <https://www.dst-org.de/wp-content/uploads/2018/11/Hydrogen-Feasibility-Study-MariGreen.pdf>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Energie des Landes Sachsen-Anhalt (MULE); Ministerium für Wirtschaft, Wissenschaft und Digitalisierung des Landes Sachsen-Anhalt (MWWD); Ministerium für Landesentwicklung und Verkehr des Landes Sachsen-Anhalt (MLV) (2021):** Wasserstoffstrategie für Sachsen-Anhalt. URL: [https://mwu.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik\\_und\\_Verwaltung/MWU/Energie/Erneuerbare\\_Energien/Wasserstoff/210503\\_Wasserstoffstrategie\\_Sachsen-Anhalt.pdf](https://mwu.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik_und_Verwaltung/MWU/Energie/Erneuerbare_Energien/Wasserstoff/210503_Wasserstoffstrategie_Sachsen-Anhalt.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Moritz, M., Seidenberg, J. R., Siska, M., Stumma, M., & Zhai, S. (2020):** A Path to Sustainability: Green Hydrogen Based Production of Steel and Ammonia. URL: [https://web.fe.up.pt/~fgm/eurecha/scp\\_2019/eurecha2019\\_mainreport\\_1stprize.pdf](https://web.fe.up.pt/~fgm/eurecha/scp_2019/eurecha2019_mainreport_1stprize.pdf), zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Nahverkehrsservice Sachsen-Anhalt GmbH (NASA) (2023):** Bus-Depots Sachsen-Anhalt [firmeninterner Datensatz].
- Nationaler Wasserstoffrat (2021a):** Wasserstofftransport: Executive Summary. URL: [https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02\\_NWR-Grundlagenpapier\\_Wasserstofftransport.pdf](https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstofftransport.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.

- Nationaler Wasserstoffrat (2021b):** Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland. URL: [https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2021-10-29\\_NWR-Grundlagenpapier\\_Wasserstoffspeicher.pdf](https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2021-10-29_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstoffspeicher.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Neuwirth, M., Fleiter, T., Manz, P., & Hofmann, R. (2022):** The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries-a site-specific approach applied to Germany. *Energy Conversion and Management*, 252, 115052.
- Nexant (2014):** Final Report - Hydrogen Delivery Infrastructure Options Analysis. URL: [https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/delivery\\_infrastructure\\_analysis.pdf](https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/delivery_infrastructure_analysis.pdf), zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- NOW GmbH (2018):** Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. URL: [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie\\_v04.1.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie_v04.1.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- NOW GmbH (2019):** Strombasierte Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt. URL: [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now\\_studie-ship-fuel-1.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now_studie-ship-fuel-1.pdf), zuletzt abgerufen: 06.01.2023.
- Öko-Institut (2020):** Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe. URL: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wasserstoff-und-wasserstoffbasierte-Brennstoffe.pdf>, zuletzt abgerufen: 03.01.2023.
- ORF (2022):** Wasserstoff statt Erdgas für Kraftwerk. URL: <https://wien.orf.at/stories/3163779/>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- PortLiner (2020):** About Us. URL: <https://www.portliner.nl/about-us>, zuletzt: 16.10.2023.
- Precedence Research (2022):** Electrolyzer Market. URL: <https://www.precedenceresearch.com/electrolyzer-market>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- Prognos (2020):** Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. URL: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.
- PwC (2020):** E-Bus Radar – Wie elektrisch ist der öffentliche Nahverkehr? URL: <https://www.pwc.de/de/branchen-und-markte/oeffentlicher-sektor/e-bus-radar-2021.pdf>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.
- Reuters (2022):** Airbus develops fuel-cell engine for hydrogen plane. URL: <https://www.reuters.com/business/cop/airbus-develops-fuel-cell-engine-hydrogen-plane-2022-11-30/>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.



**Statistisches Bundesamt (Destatis) (2022c):** Umgeschlagene Güter, Umgeschlagene Container (Binnenschifffahrt): Bundesländer, Jahre (Code: 46321-0100). URL: <https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=46321-0100&bypass=true&levelindex=0&levelid=1697578072895#abreadcrumb>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.

**Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt (2023a):** Bruttoinlandsprodukt und Bruttowertschöpfung nach Wirtschaftsbereichen im Land Sachsen-Anhalt (Code: 82111-0001). URL: <https://genesis.sachsen-anhalt.de/genesis//online?operation=table&code=82111-0001&bypass=true&levelindex=1&levelid=1698237515190#abreadcrumb>, zuletzt abgerufen: 25.10.2023.

**Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt (2023b):** Erwerbstätige und Arbeitnehmer/-innen mit Arbeitsort im Land Sachsen-Anhalt nach Wirtschaftsbereichen (Code: 13311-0001). URL: <https://genesis.sachsen-anhalt.de/genesis//online?operation=table&code=13311-0001&bypass=true&levelindex=1&levelid=1698237445638#abreadcrumb>, zuletzt abgerufen: 25.10.2023.

**Sunfire GmbH (2022):** Sunfire-Hylink SOEC. URL: [https://www.sunfire.de/files/sunfire/images/content/Sunfire.de%20\(neu\)/Sunfire-Factsheet-HyLink-SOEC-20210303.pdf](https://www.sunfire.de/files/sunfire/images/content/Sunfire.de%20(neu)/Sunfire-Factsheet-HyLink-SOEC-20210303.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.

**Swiss Economics, Sumicid Group und Four Management GmbH (2022):** Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber – Gutachten für die dritte Regulierungsperiode. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK09/BK9\\_01\\_Aktuell/Downloads/Kostentreiberanalyse%20und%20Effizienzvergleich%20der%20Gasfernleitungsnetzbetreiber.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK09/BK9_01_Aktuell/Downloads/Kostentreiberanalyse%20und%20Effizienzvergleich%20der%20Gasfernleitungsnetzbetreiber.pdf?__blob=publicationFile&v=2), zuletzt abgerufen: 25.10.2023.

**The international Council on Clean Transportation (ICCT) (2022):** Performance Analysis of Evolutionary Hydrogen-powered Aircraft. URL: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/01/LH2-aircraft-white-paper-A4-v4.pdf>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.

**Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) (2020):** Bewertung klimaneutraler Alternativen zu Dieseltriebzügen. URL: <https://www.vde.com/resource/blob/1979350/a41e9c3559af76fee9c91befbc1e9216/studie-klimaneutrale-alternative-zu-dieseltriebzuegen-data.pdf>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.

**Verband Kommunaler Unternehmen (VKU) (2021):** Zukunft Wasserstoff. URL: [https://h2.vku.de/fileadmin/user\\_upload/Kampagnenseiten/Wasserstoff/210412\\_Zukunft-H2.pdf](https://h2.vku.de/fileadmin/user_upload/Kampagnenseiten/Wasserstoff/210412_Zukunft-H2.pdf), zuletzt abgerufen: 06.01.2023.

**Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB e.V.) (2021):** H<sub>2</sub>-Startnetz 2030. URL: [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb\\_gas\\_h2\\_startnetz\\_2030-scaled.jpg](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_h2_startnetz_2030-scaled.jpg), zuletzt abgerufen: 17.10.2023.

**Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB e.V.) (2022):** Netzentwicklungsplan Gas 2022-2023. Anlage 3. URL: [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/07/2022\\_07\\_06\\_NEP-Gas-2022-2032-Zwischenstand.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/07/2022_07_06_NEP-Gas-2022-2032-Zwischenstand.pdf), zuletzt abgerufen: 17.10.2023.

**Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB e.V.) (2023):** Wasserstoff-Kernnetz. URL: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.

**Viessmann Climate Solutions SE (2022):** Die Brennstoffzelle: Funktion und Einsparpotenzial. URL: <https://www.viessmann.de/de/wissen/technik-und-systeme/brennstoffzelle.html>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.

**VNG Gasspeicher GmbH (2022):** Untergrundgasspeicher: Bernburg. URL: [https://www.vng-gasspeicher.de/documents/10184/22763/VGS\\_Broschuere\\_BBG.pdf/59d8030d-ebcf-44bb-a9fa-6e357731c13d](https://www.vng-gasspeicher.de/documents/10184/22763/VGS_Broschuere_BBG.pdf/59d8030d-ebcf-44bb-a9fa-6e357731c13d), zuletzt abgerufen: 17.10.2023.

**Wagner, Elbing & Company (2020):** Commit to Connect 2050 – Zielbild Energieinfrastrukturen für Ostdeutschland. URL: [https://www.ontras.com/sites/default/files/2021-11/2020\\_04\\_21\\_CTC2050\\_Abschlussbericht.pdf](https://www.ontras.com/sites/default/files/2021-11/2020_04_21_CTC2050_Abschlussbericht.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.

**Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (2020):** Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. URL: <https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/LEE-H2-Studie.pdf>, zuletzt abgerufen: 13.10.2023.

**Zeitung für kommunale Wirtschaft (ZfK) (2021):** Heizkraftwerk Leipzig Süd ermöglicht Kohleausstieg vor 2038. URL: <https://www.zfk.de/unternehmen/nachrichten/heizkraftwerk-leipzig-sued-er-moeglicht-kohleausstieg-vor-2038>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.

**Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) (2018):** Technologieübersicht Power-to-Gas (Wasserstoff) innerhalb des Forschungsprojekts TF\_Energiewende. URL: [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7058/file/7058\\_Power-to-gas.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7058/file/7058_Power-to-gas.pdf), zuletzt abgerufen: 13.10.2023.

**Zero Emission Services BV (2023):** ZESpack. URL: <https://zeroemissionservices.nl/de/zespac-de/>, zuletzt abgerufen: 16.10.2023.

## Anhang A: Regionalisierungsschlüssel H<sub>2</sub>-Bedarfe je Anwendung

Im Folgenden werden die in der Analyse genutzten Regionalisierungsschlüssel der abgebildeten Anwendungen dargestellt. Die Karten sind dabei so zu lesen, dass zukünftige Wasserstoffbedarfe in den petrolfarbenen eingefärbten Gemeinden erwartet werden. Je dunkler die Farbe, desto höher der Anteil am gesamten, künftigen Wasserstoffbedarf des jeweiligen Anwendungsgebiets.

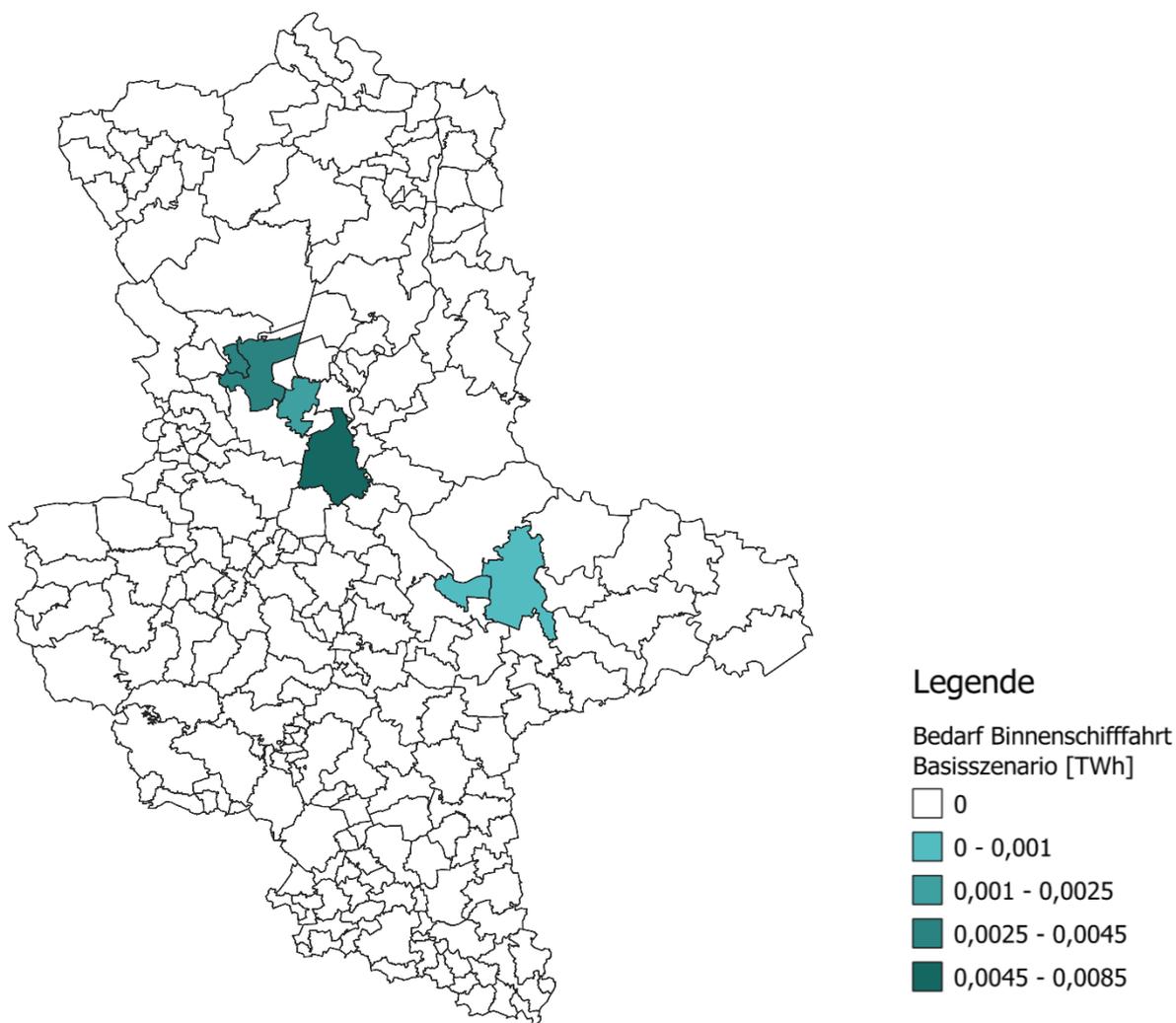


Abbildung 44: Regionalisierungsschlüssel Schiffsverkehr

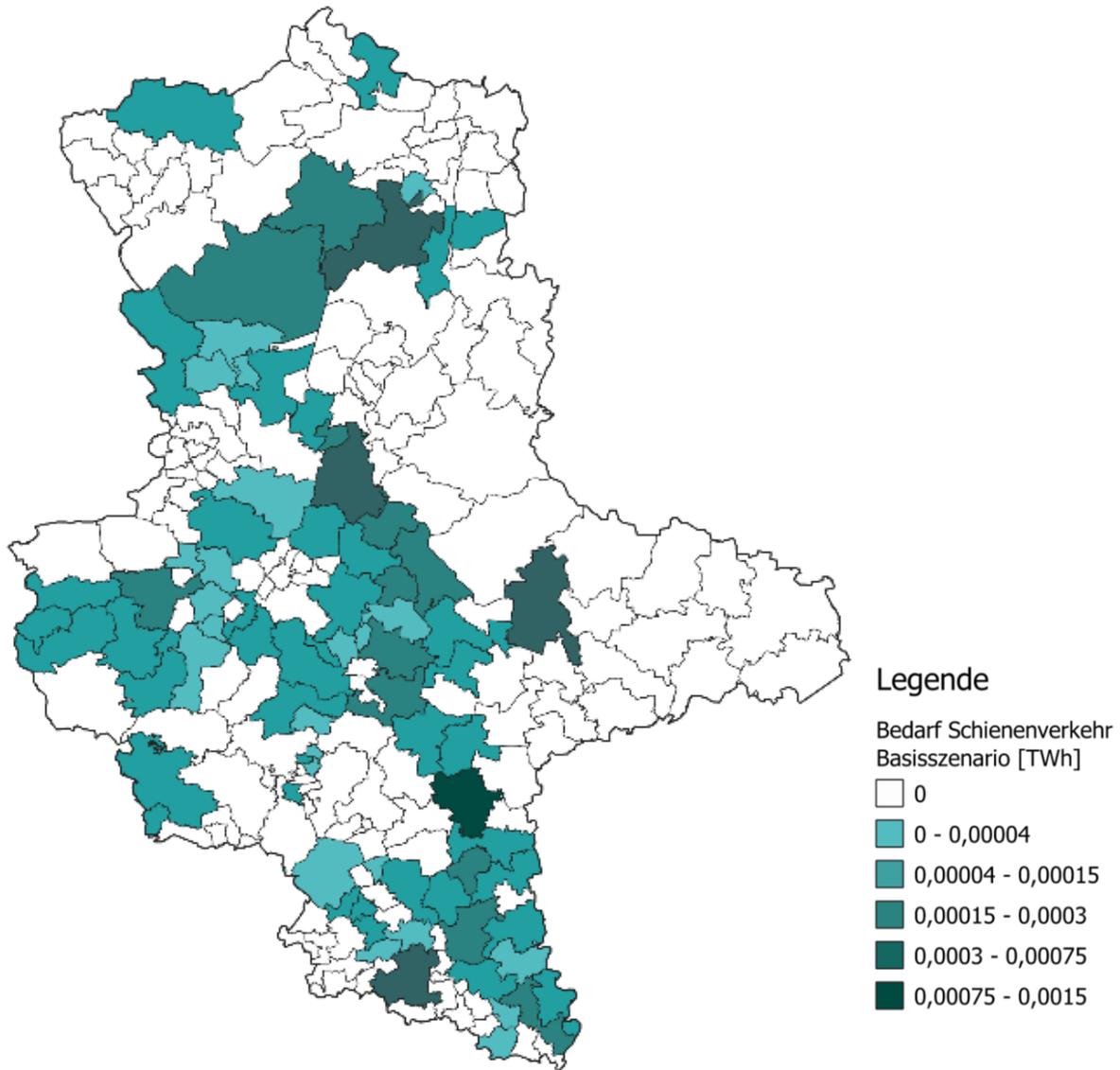


Abbildung 45: Regionalisierungsschlüssel Schiene

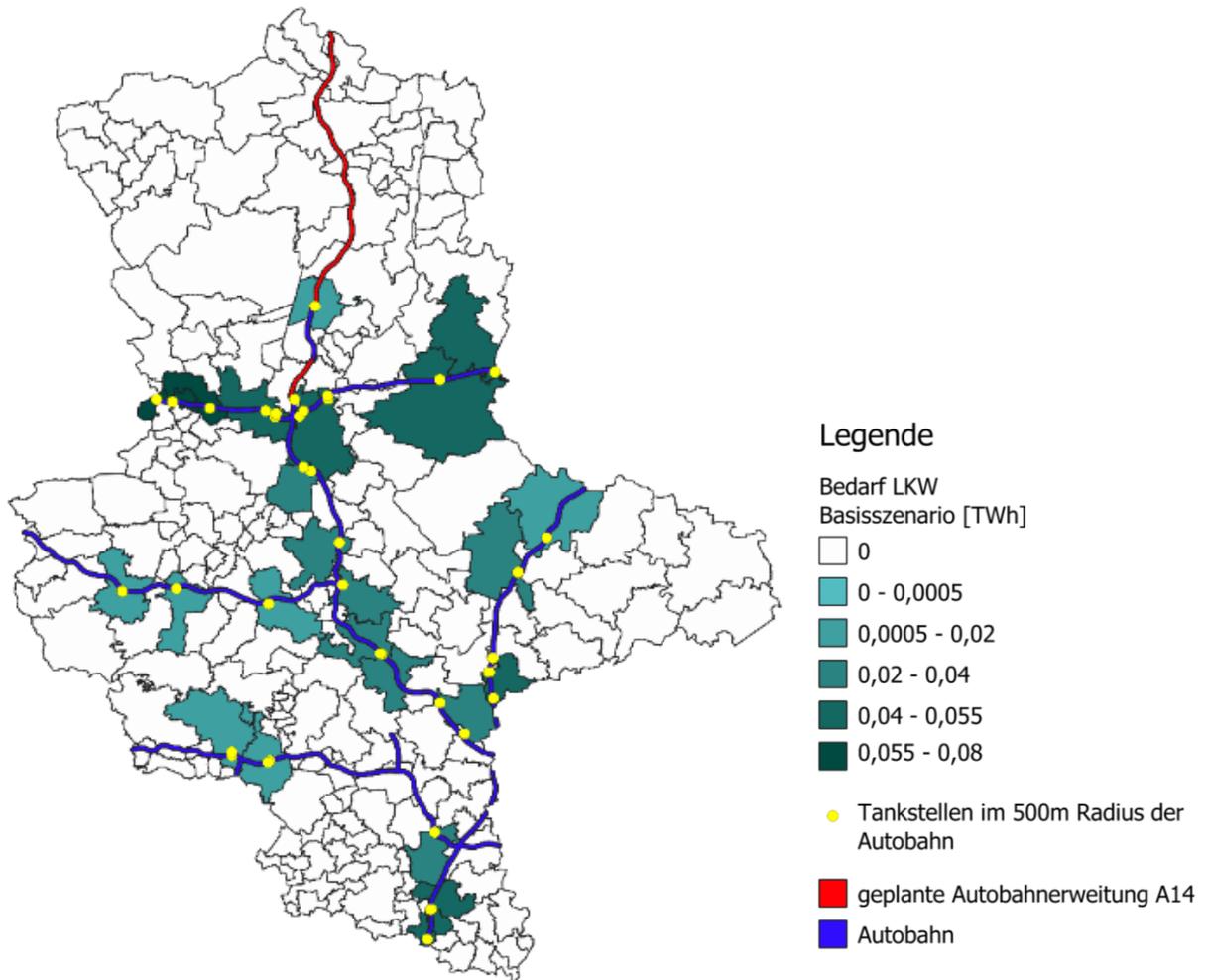


Abbildung 46: Regionalisierungsschlüssel LKW

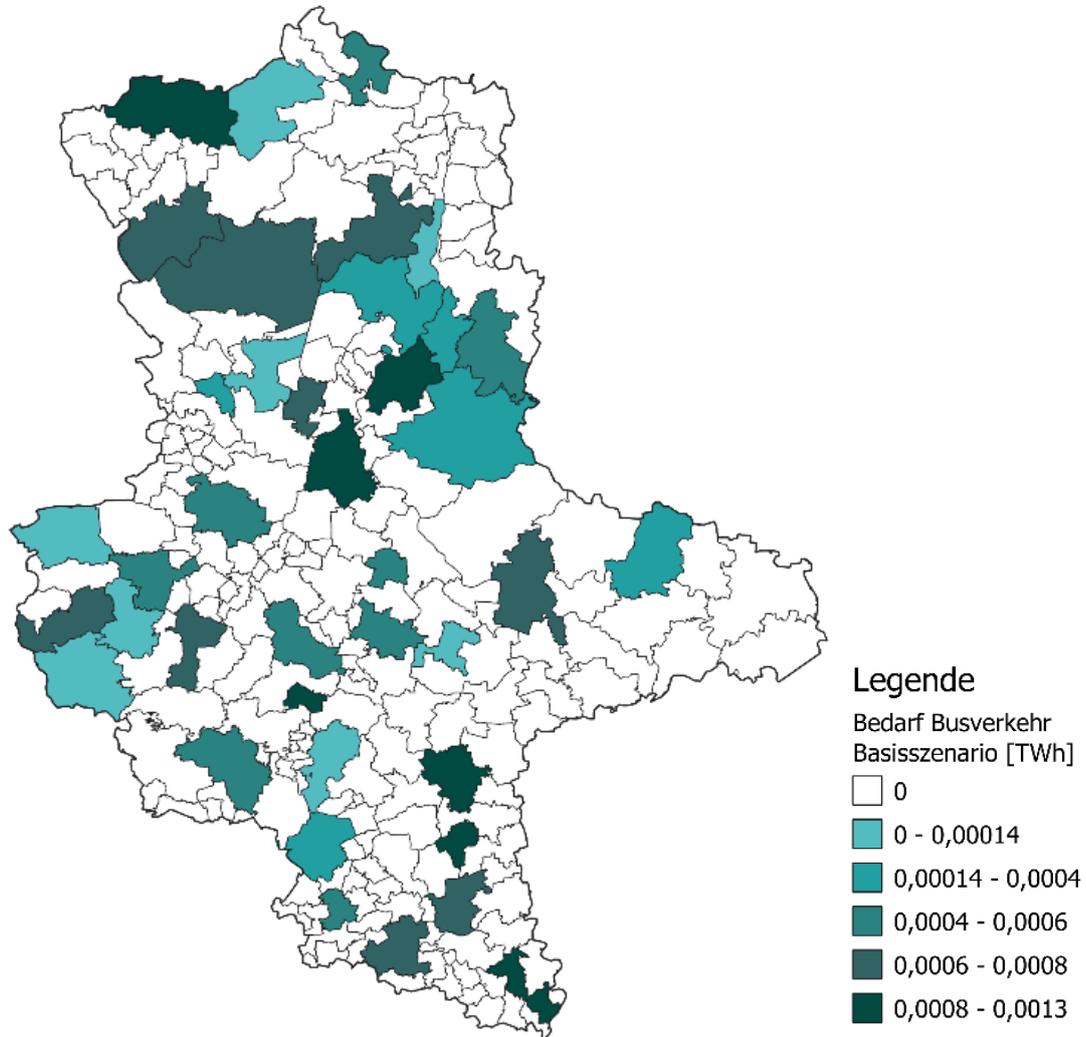


Abbildung 47: Regionalisierungsschlüssel Busverkehr

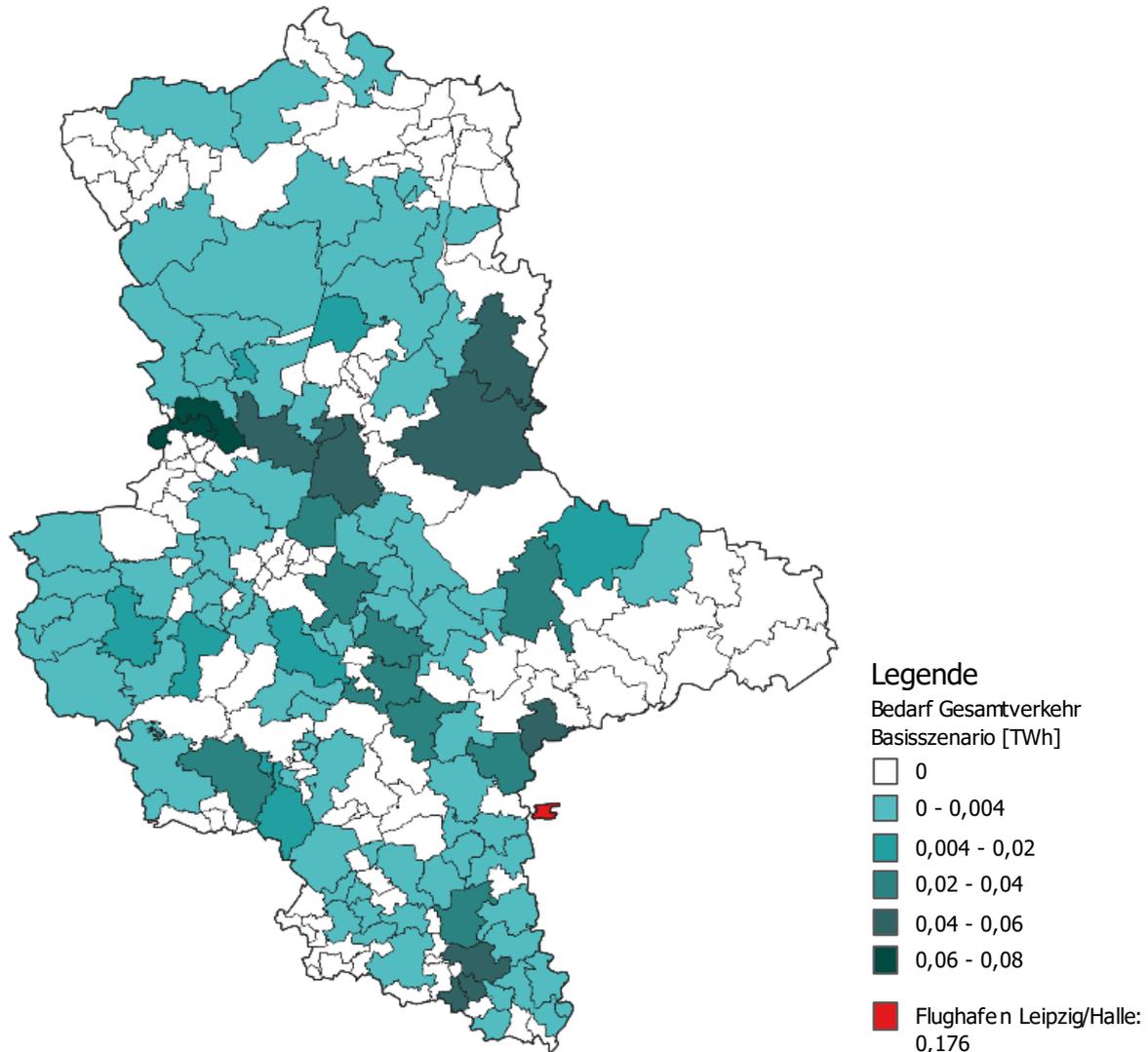


Abbildung 48: Verteilung H<sub>2</sub>-Bedarfe Verkehr gesamt (Basis, 2045)

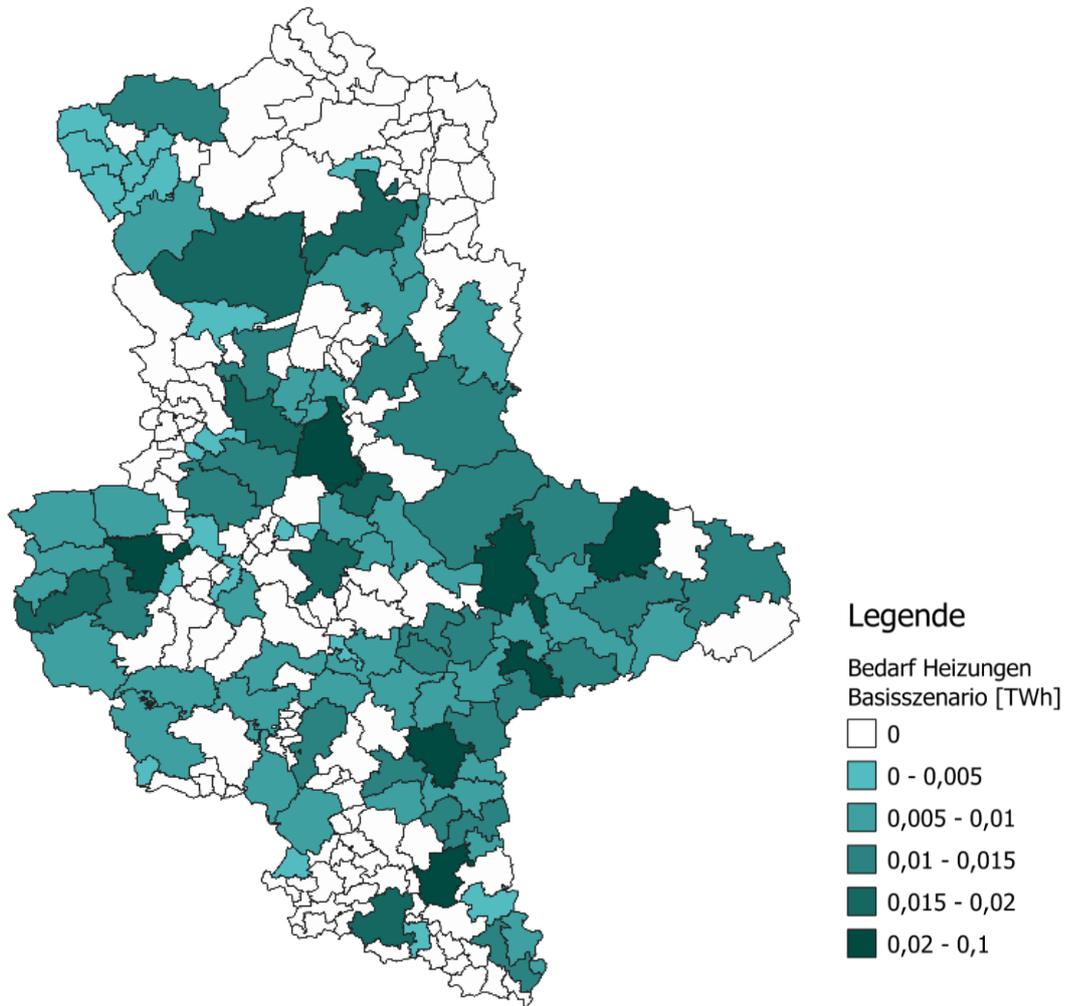


Abbildung 49: Regionalisierungsschlüssel Gebäudesektor

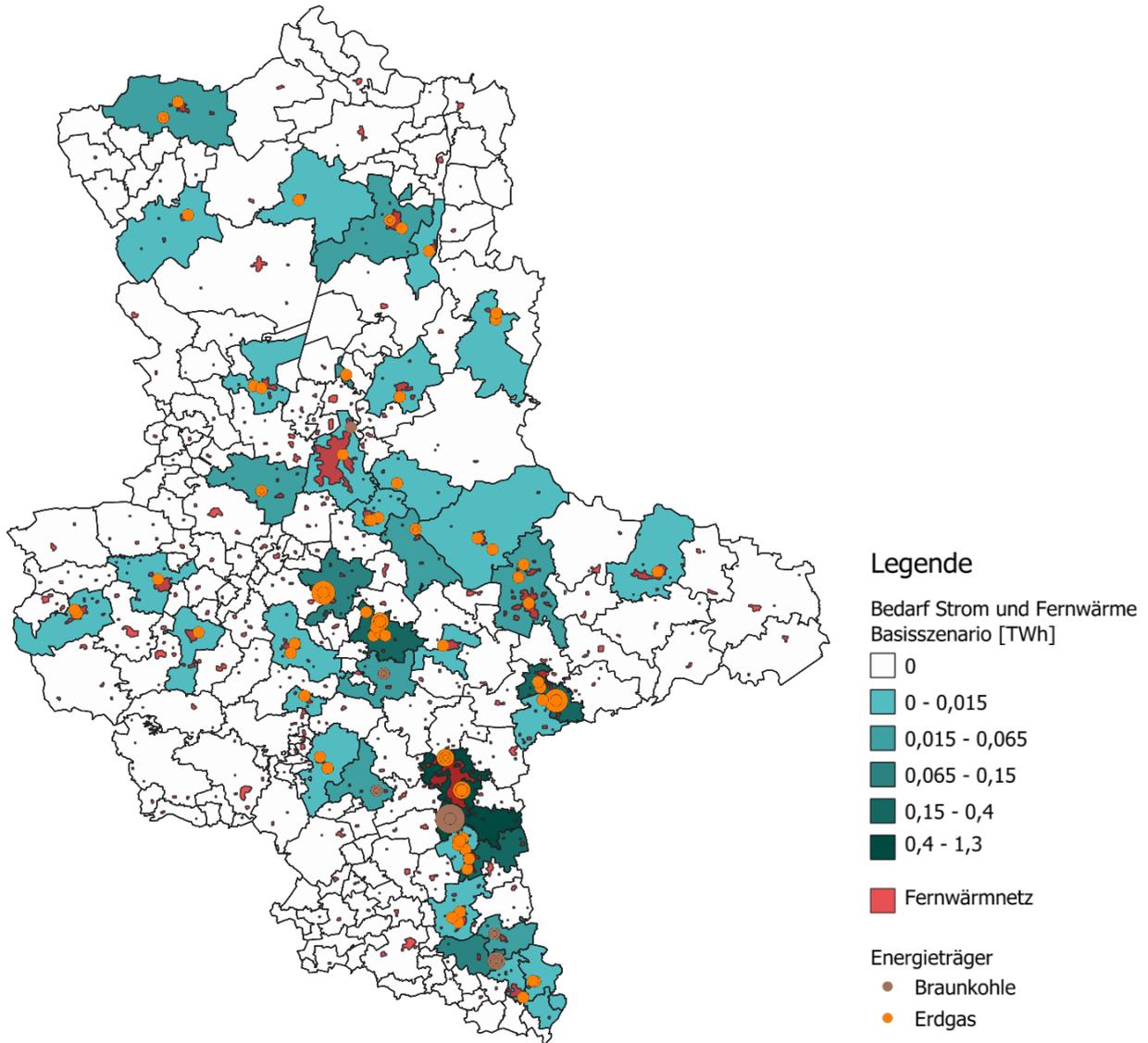


Abbildung 50: Regionalisierungsschlüssel öffentliche Wärmeversorgung

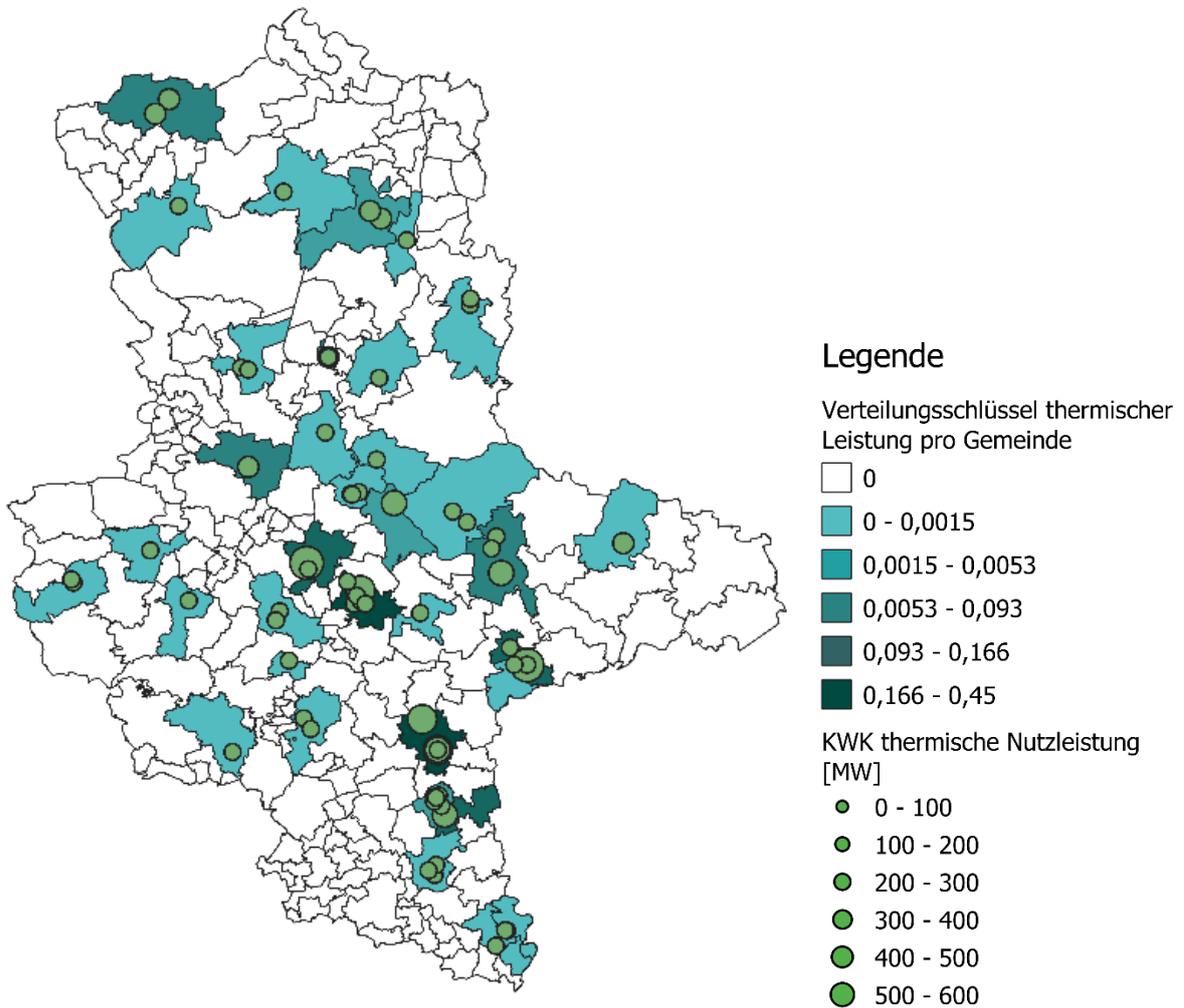


Abbildung 51: Regionalisierungsschlüssel öffentliche Stromerzeugung  
Hervorhebung von thermischen Kraftwerken (grün).

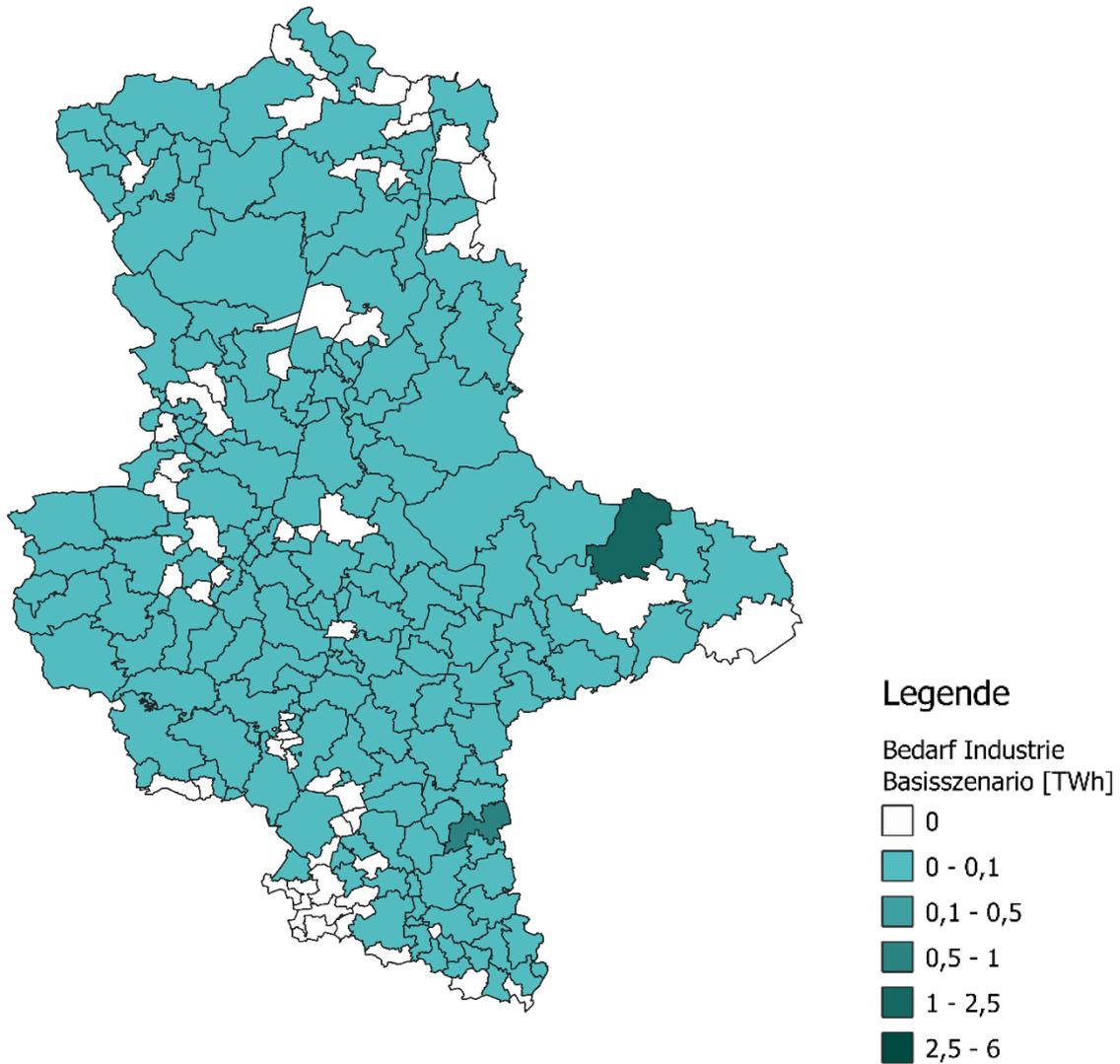


Abbildung 52: Verteilung H2-Bedarfe Industrie (Basis, 2030).

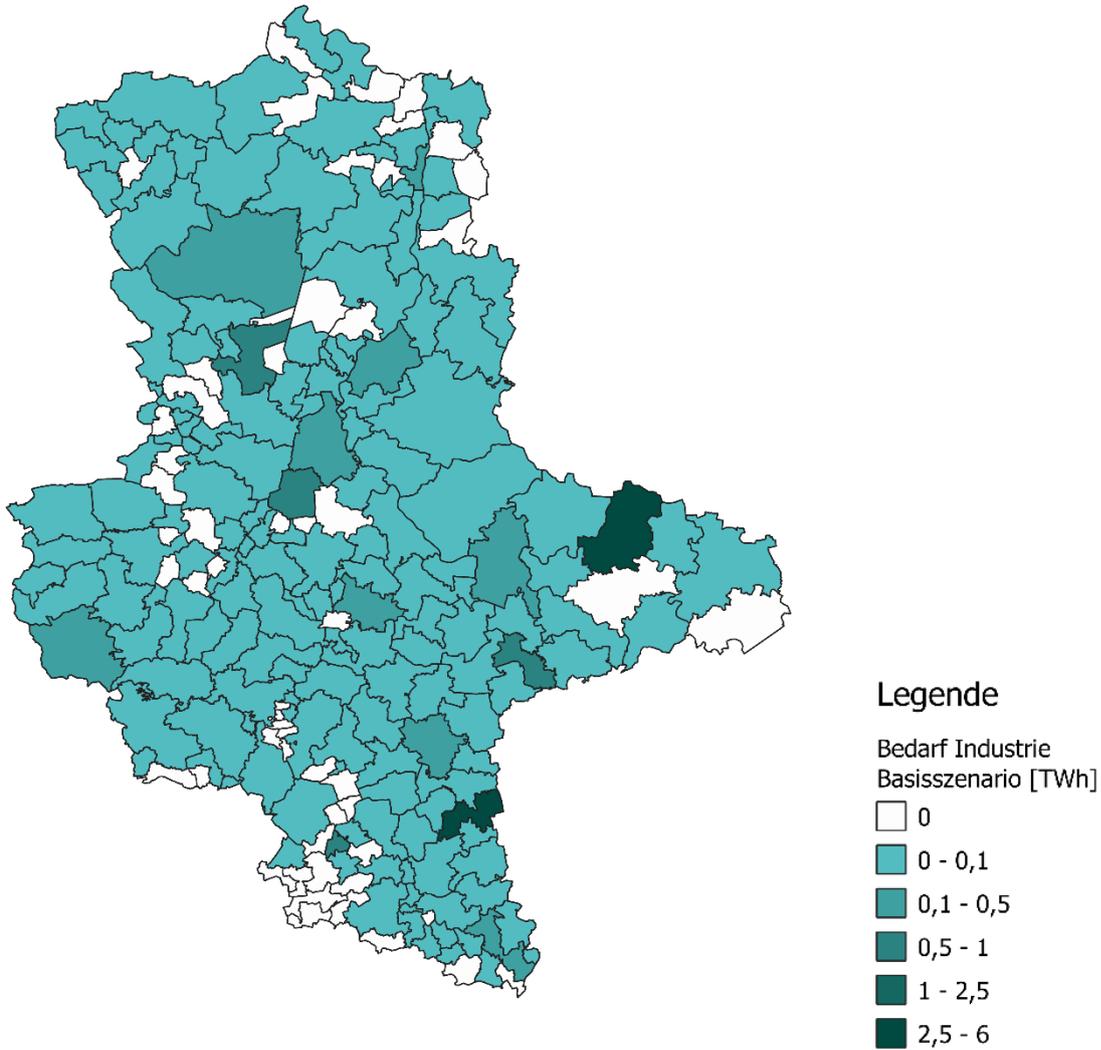


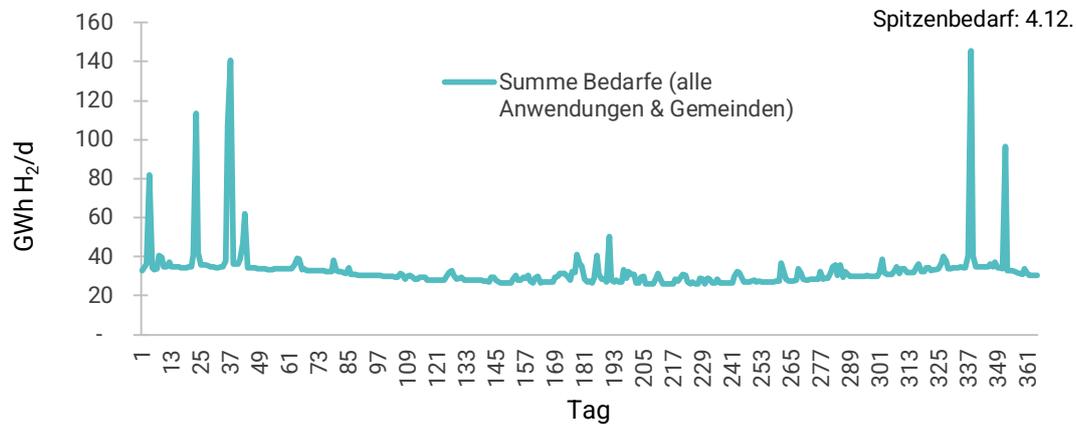
Abbildung 53: Verteilung H2-Bedarfe Industrie (Basis, 2045).

## Anhang B: Struktur der Wasserstoffbedarfe

In diesem Anhang wird die zeitliche Struktur der (über Sachsen-Anhalt aggregierten) Wasserstoffbedarfe in allen Stichjahren und Szenarien näher erläutert. Dazu wird a) die tägliche Gesamtnachfrage in Sachsen-Anhalt und b) die wöchentliche Nachfrage nach Anwendungen dargestellt.

Erstere repräsentiert die für die in Abschnitt 6 beschriebene Methodik relevante Eingangsgröße, während zweitere die relative (und im Jahresverlauf variierende) Bedeutung der Einzelsektoren in den Szenarien und Stichjahren beleuchtet. Hinweis: da jeder Gemeinde eine individuelle Zusammensetzung anwendungsspezifischer Verbräuche zugeordnet wird, variieren auch die Bedarfsstrukturen regional (vgl. Abschnitt 3.3).

## Struktur des Gesamtbedarfes - "Basis", 2030



## Zusammensetzung des Gesamtbedarfes - "Basis", 2030

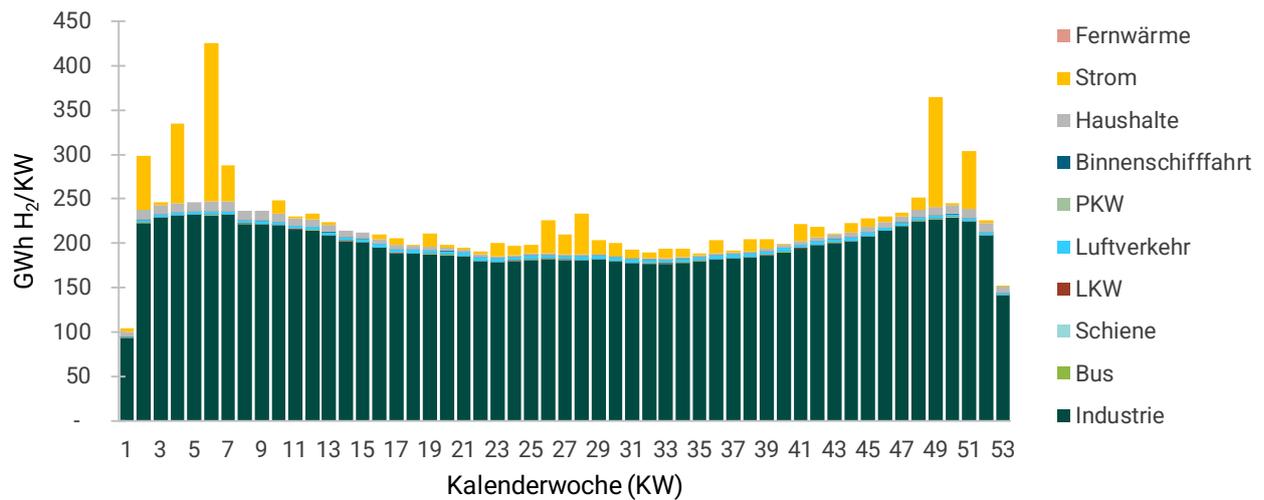
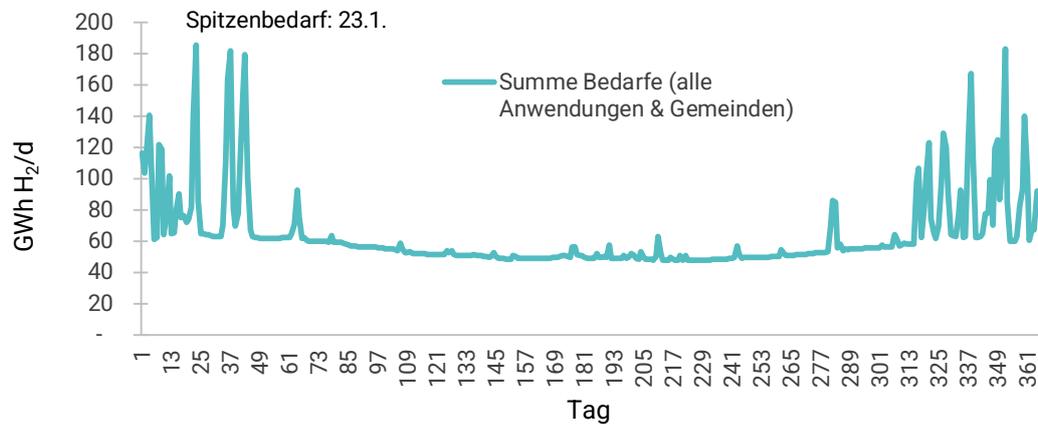


Abbildung 54: Struktur und Zusammensetzung H<sub>2</sub>-Bedarfe – Basis, 2030.

## Struktur des Gesamtbedarfes - "Basis", 2045



## Zusammensetzung des Gesamtbedarfes - "Basis", 2045

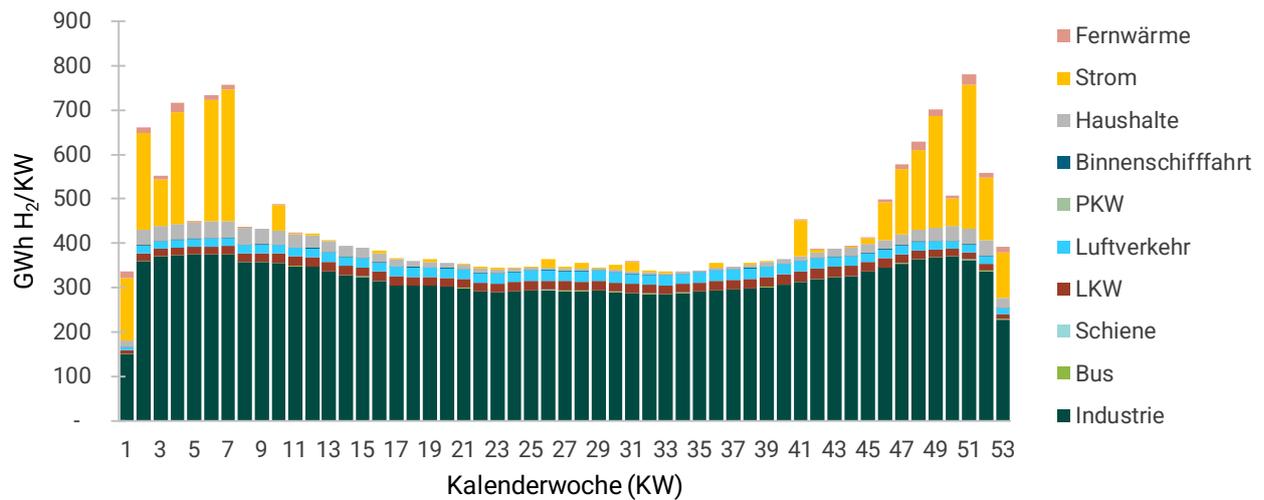
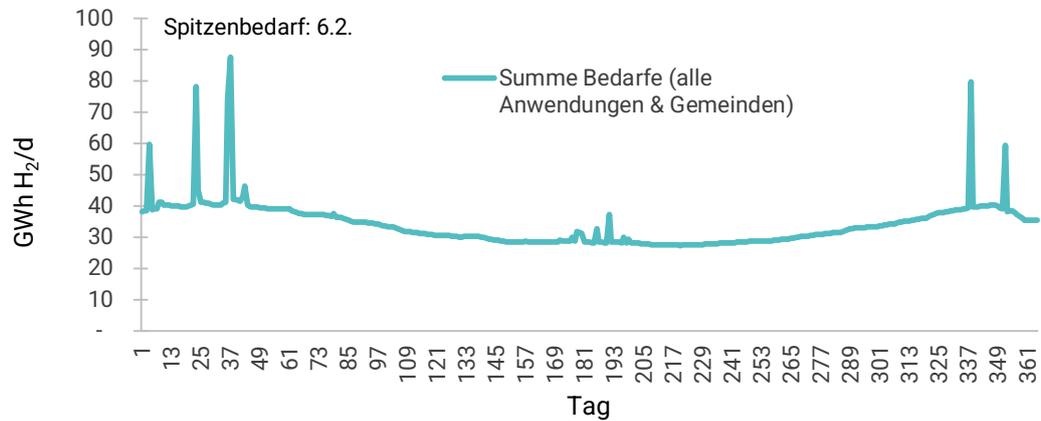


Abbildung 55: Struktur und Zusammensetzung H<sub>2</sub>-Bedarfe – Basis, 2045

## Struktur des Gesamtbedarfes - "Progressiv", 2030



## Zusammensetzung des Gesamtbedarfes - "Progressiv", 2030

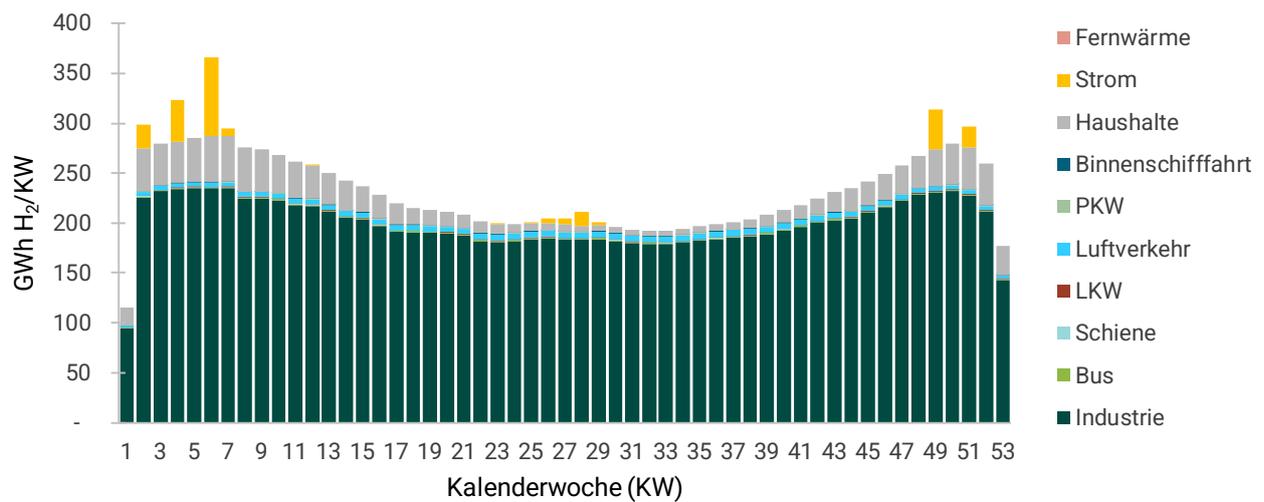
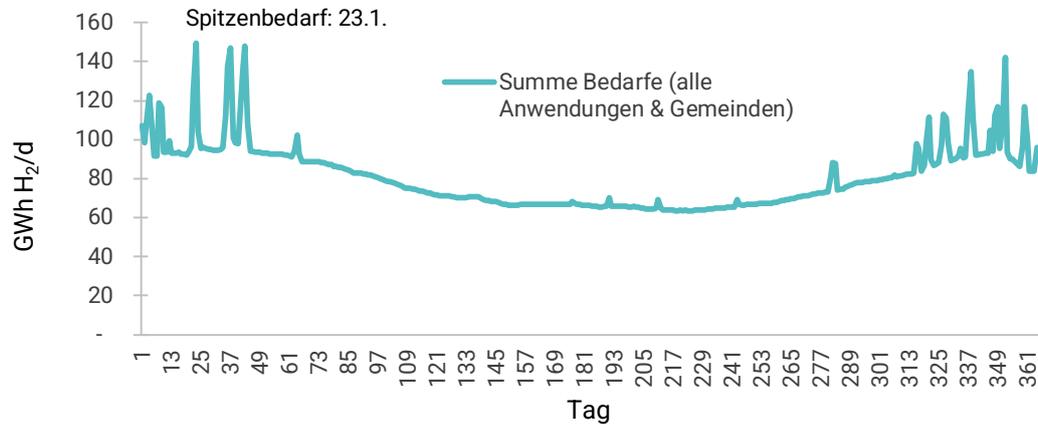


Abbildung 56: Struktur und Zusammensetzung H<sub>2</sub>-Bedarfe – Progressiv, 2030.

## Struktur des Gesamtbedarfes - "Progressiv", 2045



## Zusammensetzung des Gesamtbedarfes - "Progressiv", 2045

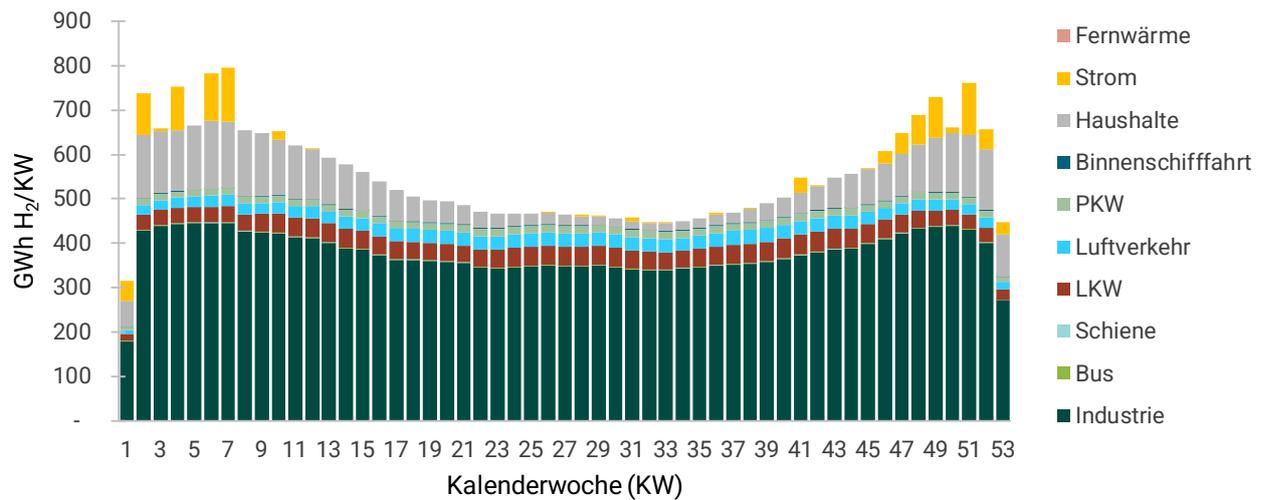
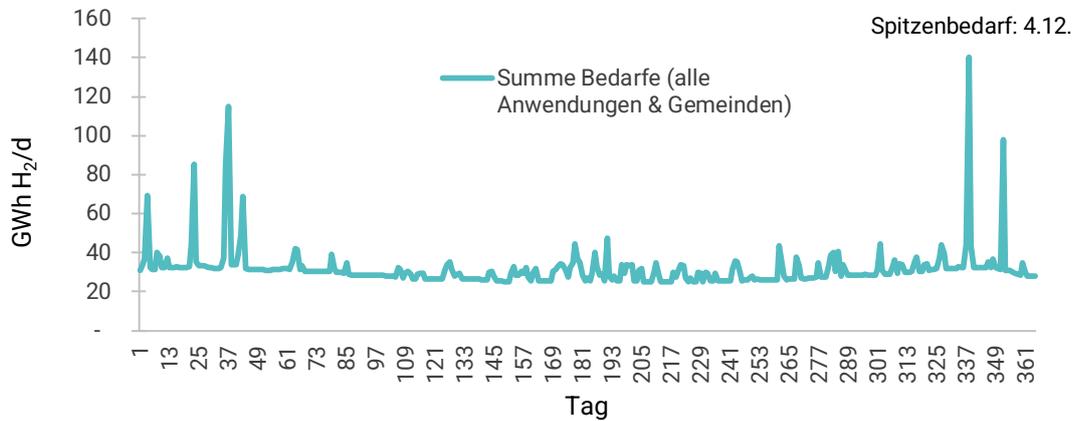


Abbildung 57: Struktur und Zusammensetzung H<sub>2</sub>-Bedarfe – Progressiv, 2045.

## Struktur des Gesamtbedarfes - "Konservativ", 2030



## Zusammensetzung des Gesamtbedarfes - "Konservativ", 2030

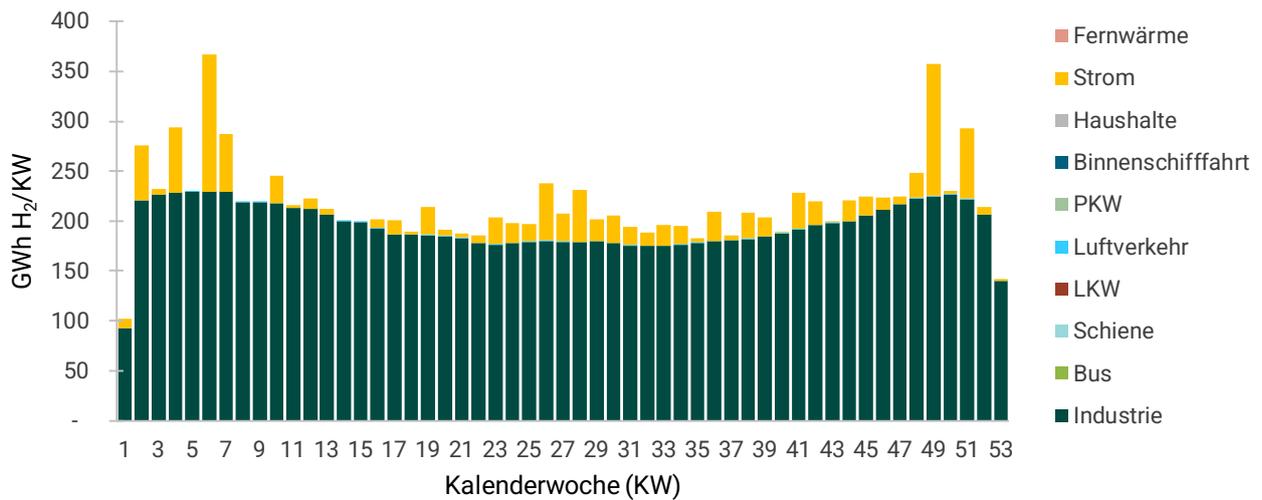
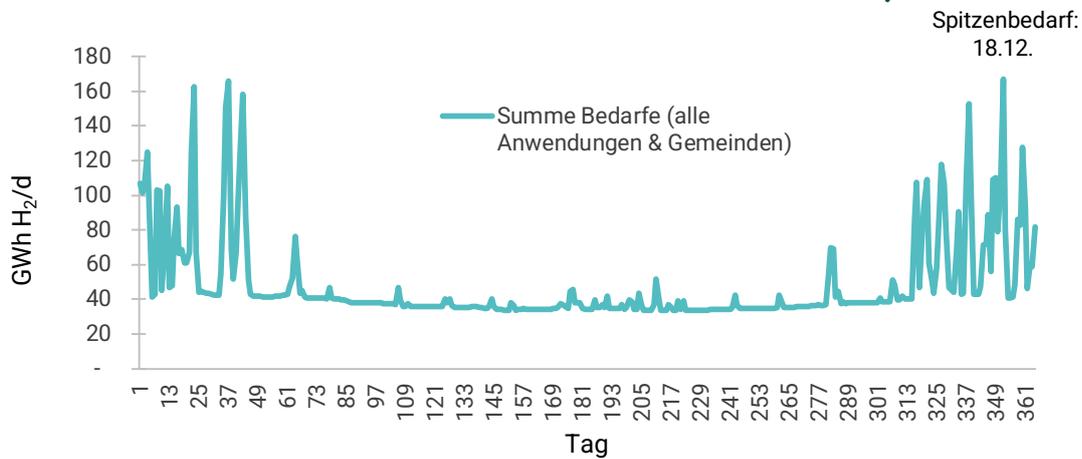


Abbildung 58: Struktur und Zusammensetzung H<sub>2</sub>-Bedarfe – Konservativ, 2030.

### Struktur des Gesamtbedarfes - "Konservativ", 2045



### Zusammensetzung des Gesamtbedarfes - "Konservativ", 2045

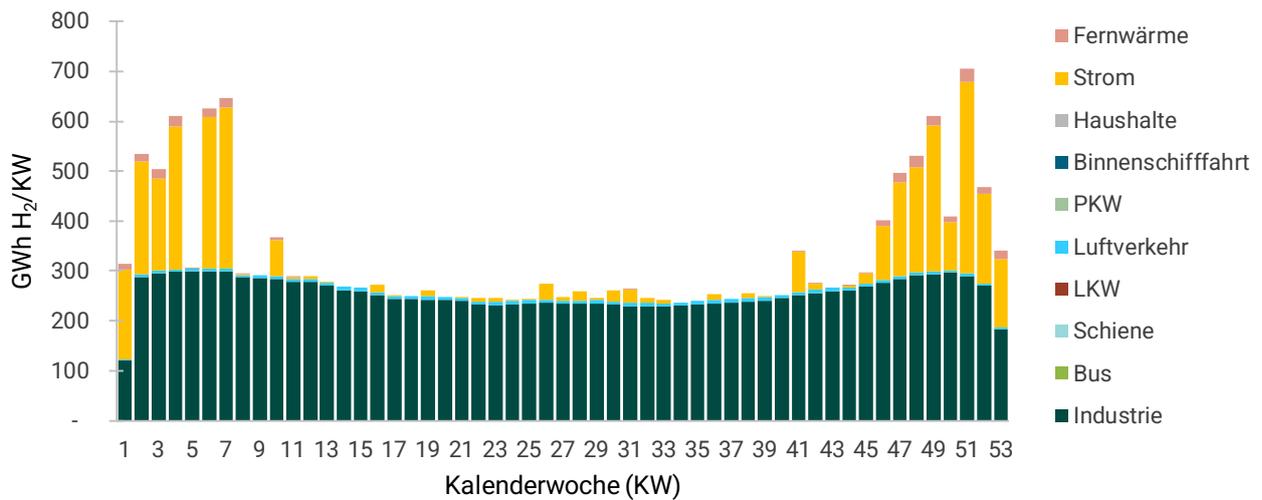


Abbildung 59: Struktur und Zusammensetzung H<sub>2</sub>-Bedarfe – Konservativ, 2045.

## Anhang C: Kriterien für die Potenzialanalysen

Die verwendeten Kriterien-Sätze sollen, ausgehend vom heutigen Stand, Szenarien für die zukünftige Flächennutzung in den Jahren 2030 und 2045 abbilden, die zu einer Erreichung der unterstellten Flächenziele führen. Dabei sei ausdrücklich erwähnt, dass es sich bei den Kriterien nicht um Vorschläge für auszuweisende Windvorranggebiete handelt. Vielmehr sollen die Kriterien eine möglichst realistische Potenzialabschätzung abbilden, die sich an zukünftig zu erwartenden regionalplanerischen Zielstellungen orientiert und somit eher eine räumliche Verteilung der vorhandenen Erzeugungspotenziale abbildet als eine tatsächliche Flächenkulisse, wie sie etwa von der Regionalplanung erarbeitet wird.

### Freiflächen-Photovoltaik

Freiflächen-Photovoltaik wird in Sachsen-Anhalt derzeit nicht regionalplanerisch gesteuert, sondern erfolgt auf Ebene der kommunalen Bauleitplanung im Rahmen gesamtträumlicher Konzepte. Stattdessen wurden die Kriterien für Freiflächen-Photovoltaik auf Basis typischer Vorgaben in Abstimmung mit dem AG erarbeitet.

Tabelle 12: Positiv- und Ausschlusskriterien PV.

<b>Kriterien Photovoltaik (Abstände in m)</b>	
<b>Kriterium</b>	<b>Abstand</b>
Positivkriterien	
<b>Ackerzahlen</b>	Ausschluss ab 75
<b>Mindestgröße Flächen</b>	10ha
<b>Hohe Einstrahlungswerte</b>	min. 1050 kWh/kWp
<b>Hangneigung nach Norden</b>	ab 2% Ausschluss
Ausschlusskriterien	
<b>Industrie und Gewerbe Standorte</b>	
<b>Straßenachsen</b>	
<b>Flugverkehr (Flughäfen, -plätze, Helikopterlandeplätze)</b>	1.500

<b>Flächendenkmäler</b>	
<b>Forst</b>	30
<b>Natur- und Landschaftsschutzgebiete</b>	Landschaftsschutzgebiete kein Ausschluss
<b>stehende und fließende Gewässer</b>	
<b>Überschwemmungsgebiete</b>	
<b>Bundestraßen</b>	15
<b>Autobahn</b>	30
<b>sonstige Straßen</b>	10
<b>Camping- und Golfplätze</b>	
<b>FFH-Gebiete</b>	
<b>Gebäude</b>	
<b>Großschutzgebiete (Naturparke)</b>	
<b>Großschutzgebiete (Biosphärenreservate)</b>	
<b>Militärgebiete</b>	
<b>Weitere Landnutzung (u.A. Friedhöfe, Parks, Schrebergärten)</b>	
<b>Siedlungen (Wohngebiete)</b>	400
<b>Splittersiedlungen</b>	200
<b>Schienen</b>	15
<b>Hochspannungsleitungen</b>	25
<b>Mittelspannungsleitungen</b>	25
<b>Verhältnis Umgrenzungsrahmen</b>	0,2
<b>Nationale Sicherstellung</b>	
<b>Geschützte Landschaftsbestandteile</b>	
<b>Nationales Naturmonument</b>	
<b>RAMSAR</b>	
<b>Vertragliche Vereinbarung ST</b>	

<b>Vogelschutzgebiete</b>	
<b>Wasserschutzgebiete</b>	

## Windkraft

### 1. Magdeburg

Grundlage: Annahmen des Gutachters in Abstimmung mit dem AG. Dabei wurden die ehemaligen planerischen Ansätze des Konzeptes zur Festlegung von Gebieten für die Nutzung der Windenergie im Regionalen Entwicklungsplan für die Planungsregion Magdeburg - fortgeschrieben durch den Beschluss der RV am 09.09.2020 – berücksichtigt. Ergänzt um weitere Ausschlusskriterien (e.g. Friedhöfe, Golfplätze etc.) in Absprache mit dem AG.

Tabelle 13: Ausschlusskriterien Windkraft Magdeburg.

<b>Kriterien Windkraft Magdeburg (Abstände in m)</b>	
<b>Ausschlusskriterium</b>	<b>Abstand</b>
<b>Mindestgröße</b>	<b>30ha</b>
Siedlungen	1.000
Splittersiedlungen	700
Autobahn	100
Bundesstraße	60
sonstige Straßen	60
Schienen	100
Stromnetze	25
Überschwemmungsgebiete	
Fließgewässer	
Standgewässer	
Bundeswasserstraßen 1. Ordnung	200
Standgewässer > 1ha 1. Ordnung	200
Wasserschutzgebiete	
Naturparks	
Biosphärenreservate	
NSG	1.000
Nationales Naturmonument	1.000

LSG	
Vogelschutzgebiete	1.200
FFH-Gebiete	
Waldflächen	
FND	
ND	
GLB	
geschützte Parke	
Flughäfen/-plätze	1.500
Rotmilandichtezentren (ohne WEA im Bestand)	
Camping	
Bestandsanlagen Wind	750
Bestandsanlagen PV	
Golfplätze	
Gebäude	
diverse Landnutzungsklassen (Friedhöfe, etc.)	
Militärische Flächen	
<b>Prüfung gefährdeter Vogelarten (Abstände in m)</b>	
<b>Vogelart</b>	<b>Abstand</b>
Fischadler	1.000
Rotmilan	1.200
Weißstorch	1.000
Seeadler	2.000
Uhu	1.000

## 2. Halle

Grundlage: Annahmen des Gutachters in Abstimmung mit dem AG. Dabei wurde der Kriterienkatalog des regionalen Entwicklungsplans für die Planungsregion Halle - Entwurf zur Planänderung gemäß § 7 Absatz 7 ROG vom 29.01.2018 (Beschluss-Nr. IV/03-2018) berücksichtigt. Ergänzt um weitere Ausschlusskriterien (e.g. Friedhöfe, Golfplätze etc.) in Absprache mit dem AG.

Tabelle 14: Ausschlusskriterien Windkraft Halle.

<b>Kriterien Windkraft Halle (Abstände in m)</b>	
<b>Ausschlusskriterium</b>	<b>Abstand</b>
<b>Mindestgröße</b>	<b>5ha</b>
Siedlungen	1.000
Splittersiedlungen	1.000
Gewerbe- und Industriegebiete	500
Autobahn	150
Bundesstraße	150
sonstige Straßen	10
Schienen	150
Vogelschutzgebiete	200
FFH-Gebiete	200
Landschaftsschutzgebiete	
Naturschutzgebiete	
Waldflächen	200
Stehende Gewässer	200
Überschwemmungsgebiete	
Stromnetze	25
Fließgewässer	
Flughäfen/-plätze	1.500
Camping	
Bestandsanlagen Wind	750

Bestandsanlagen PV	
Golfplätze	
Gebäude	
diverse Landnutzungsklassen (Friedhöfe, etc.)	
Militärische Flächen	
<b>Prüfung gefährdeter Vogelarten und Fledertiere (Abstände in m)</b>	
<b>Tierart</b>	<b>Abstand</b>
Fischadler	1.000
Rotmilan	1.000
Weißstorch	1.000
Schwarzstorch	3.000
Seeadler	3.000
Uhu	1.000
Kranich	1.000
Fledermäuse	1.000

### 3. Harz

Grundlage: Annahmen des Gutachters in Abstimmung mit dem AG. Dabei wurde der Kriterienkataloge für Windkraft nach den Beschlüssen der RPG Harz vom 13.11.2018 (Beschluss-Nr. 02-RV02/2018) und vom 26.06.2019 (Beschluss-Nr. 02-RV02/2019) berücksichtigt. Ergänzt um weitere Ausschlusskriterien (e.g. Friedhöfe, Golfplätze, u.A.) sowie Anpassung der harten Tabuzone im Siedlungsbereich von 400 m auf 600 m in Absprache mit dem AG.

Tabelle 15: Ausschlusskriterien Windkraft Harz.

<b>Kriterien Windkraft Harz (Abstände in m)</b>	
<b>Ausschlusskriterium</b>	<b>Abstand</b>
<b>Mindestgröße</b>	<b>10ha</b>
<b>Maximalgröße</b>	<b>400ha</b>
Siedlungen	600
Splittersiedlungen	400
Industrie-/Gewerbeflächen	
Nationalparke	
Naturparke	
Biosphärenreservate	
Vogelschutzgebiete	2.000 (außer "Hakel")
FFH	200
Naturschutzgebiete	200
LSG	
Nationales Naturmonument	
Waldflächen	
Waldflächen > 2ha	200
Rotmilandichtzentren	
Rotmilanschlafgebiete	1.000
Gewässer	
Fließgewässer	

Gewässer 1. Ordnung > 1ha	200
Fließgewässer 1. Ordnung > 1ha	200
Wasserschutzgebiete	
Überschwemmungsgebiete	
Weltkulturerbe Altstadt Quedlinburg	10.000
Landmarke Brocken	15.000
Autobahn	100
Bundes-, Landes-, Kreisstraßen	40
Schienenwege	200
Stromnetze	60
Flughäfen/-plätze	1.500
Bestandsanlagen Wind	750
Militärische Flächen	
Bestandsanlagen PV	
Golfplätze	
Gebäude	
div. Landnutzungen (Friedhöfe, Parks, etc.)	
Camping	
Flugsicherungsanlage mit Anlagenschutzbe- reich (Radaranlage Brocken)	15.000
Verkehrslandeplatz Ballenstedt	5.000
<b>Prüfung gefährdeter Vogelarten (Abstände in m)</b>	
<b>Vogelart</b>	<b>Abstand</b>
Weißstorch	1.000
Uhu	1.000
Seeadler	3.000
Rotmilan	1500
Kranich	500
Schwarzstorch	3000

#### 4. Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg

Grundlage: Annahmen des Gutachters in Abstimmung mit dem AG. Dabei wurden die planerischen Ansätze, u. a. Allgemeine Planungsabsichten zur Neuaufstellung des Sachlichen Teilplans „Windenergie 2027 in der Planungsregion Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg“ (Beschluss der Regionalversammlung Nr. 04/2023 vom 03.03.2023) berücksichtigt. Ergänzt um weitere Ausschlusskriterien (e.g. Friedhöfe, Golfplätze etc.) sowie Anpassung der Tabuzone um Siedlungsflächen mit überwiegender Wohnnutzung von 1000 m auf 900 m in Absprache mit dem AG.

Tabelle 16: Ausschlusskriterien Windkraft Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg.

<b>Kriterien Windkraft Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg (Abstände in m)</b>	
<b>Ausschlusskriterium</b>	<b>Abstand</b>
<b>Mindestgröße</b>	<b>20ha</b>
Siedlungen	900
Splittersiedlungen	500
Autobahn	30
Bundesstraße	15
sonstige Straßen	10
Schienen	15
Stromnetze	25
Überschwemmungsgebiete	
Fließgewässer	
Standgewässer	
Wasserschutzgebiete	
Vogelschutzgebiete	
FFH-Gebiete	
Waldflächen	
FND	

ND	
NSG	
GLB	
geschützte Parke	
Naturparks	
Biosphärenreservate	
Militärflugplatz Schönewalde-Holzdorf	6.000
Flughäfen/-plätze	1.500
Bestandsanlagen Wind	750
Bestandsanlagen PV	
Camping- und Golfplätze	
Gebäude	
div. Landnutzungsklassen (Friedhöfe, etc.)	
Militärische Flächen	
<b>Prüfung gefährdeter Vogelarten (Abstände in m)</b>	
<b>Vogelart</b>	<b>Abstand</b>
Fischadler	1.000
Rotmilan	500
Weißstorch	1.000
Seeadler	2.000
Gänse (Schlafplätze)	
Rotmilan (Schlafplätze)	
Kranich (Schlafplätze)	

## 5. Altmark

Grundlage: Annahmen des Gutachters in Abstimmung mit dem AG. Dabei wurde der Entwurf der Methodik zur Ausweisung von Vorranggebieten zur Nutzung von Windenergie der Planungsregion Altmark aus der Anlage 1 der BSD 07-2022 vom 30.11.2022 berücksichtigt. Ergänzt um weitere Ausschlusskriterien (e.g. Friedhöfe, Golfplätze, etc.). Tabuzonen um windkraftsensible Vogelarten basierend auf zentralem Prüfbereich.

Tabelle 17: Ausschlusskriterien Windkraft Altmark.

<b>Kriterien Windkraft Altmark (Abstände in m)</b>	
<b>Ausschlusskriterium</b>	<b>Abstand</b>
<b>Mindestgröße</b>	<b>5ha</b>
Siedlungen	500
Splittersiedlungen	500
Autobahn	30
Bundesstraße	15
sonstige Straßen	10
Schienen	15
Stromnetze	25
Militärische Flächen	
Naturschutzgebiete	
Nationalparke	
Nationale Naturmonumente	
Naturdenkmäler	
Vogelschutzgebiete	
FFH-Gebiete	
Waldflächen	
Wasserschutzgebiete	

Überschwemmungsgebiete	
Fließgewässer	
Standgewässer	
Flughäfen/-plätze	1.500
Camping	
Bestandsanlagen Wind	750
Bestandsanlagen PV	
Golfplätze	
Gebäude	
diverse Landnutzungsklassen (Friedhöfe, etc.)	
<b>Prüfung gefährdeter Vogelarten (Abstände in m)</b>	
<b>Vogelart</b>	<b>Abstand</b>
Fischadler	1.000
Rotmilan	1.200
Weißstorch	1.000
Uhu	1.000

## Anhang D: Detailergebnisse Sensitivitäts- und Risikoanalysen

In diesem Anhang werden einzelne Effekte aus den in Abschnitt 6.4 vorgestellten Sensitivitäts- und Risikoanalysen vorgestellt und näher beschrieben. Dabei wird sich auf ausgewählte Sensitivitäten und Ergebnisse beschränkt.

### Sensitivitätsanalyse 1: Stündliche Zeitgleichheit in 2030

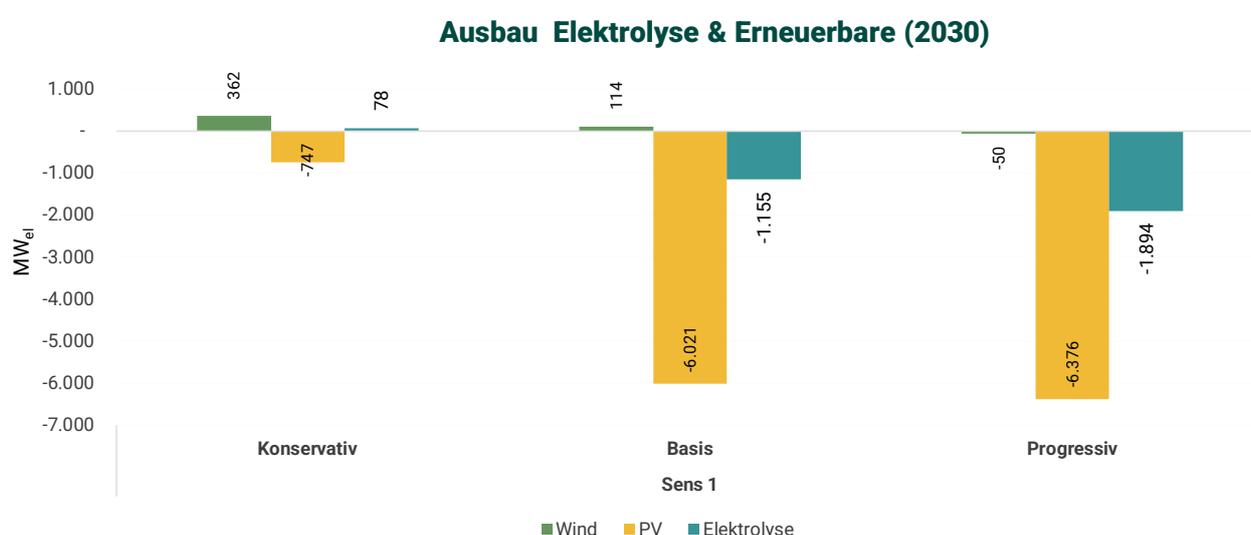


Abbildung 60: Auswirkungen der stündlichen Zeitgleichheit (Sensitivität 1) auf den Kapazitätsaufbau (Vergleich mit den Hauptszenarien 2030).

Abbildung 60 veranschaulicht die Auswirkungen der regulatorischen Anforderung einer stündlichen Zeitgleichheit zwischen der erneuerbaren Energieerzeugung und der Elektrolyse auf den Kapazitätsaufbau im Jahr 2030. Die Grafik zeigt besonders in den Szenarien „Basis“ und „Progressiv“ den Minderzubau an Kapazität bei Photovoltaik und Elektrolyse gegenüber den Hauptszenarien in 2030. Der Haupteffekt dieser Anforderung ist, dass die inländische Wasserstoffproduktion im Jahr 2030 in Sachsen-Anhalt unwirtschaftlich wird und nahezu vollständig durch Importe ersetzt wird. Die inländische Erzeugung von Wasserstoff wird aufgrund fehlender Optimierungsmöglichkeiten auf dem Strommarkt und der damit verbundenen zu hohen Kapazitätsanforderungen an die Erneuerbaren zu teuer.

Abbildung 61 verdeutlicht die Auswirkungen der stündlichen Zeitgleichheit von Stromerzeugung & -Verbrauch in Sensitivität 1 im Vergleich zum Hauptszenario. Der zu beobachtende Effekt spiegelt sich im Einsatzregime wider, dass erkennbar an die stündliche Einspeisestruktur der Erneuerbaren

gebunden ist. Gleichzeitig kann aufgrund kapazitätsseitiger Überbauung der Erneuerbaren auf der einen Seite sowie regional und zeitlich schwankender Wasserstoffnachfragen, kombiniert mit einem weniger flexiblen Elektrolyseeinsatz auf der anderen Seite ein guter Teil der EE-Stromerzeugung nicht genutzt werden.

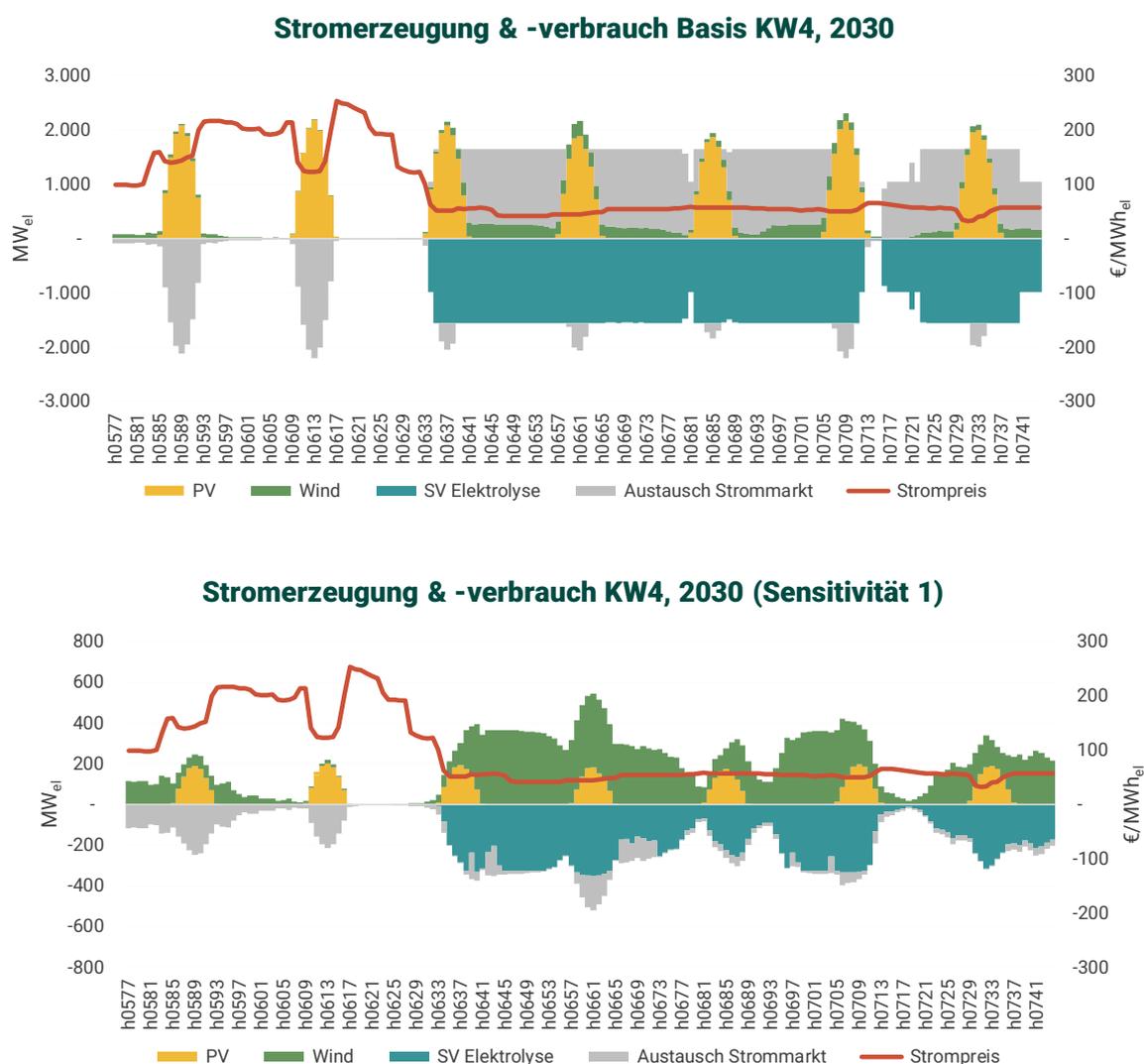


Abbildung 61: Auswirkungen der stündlichen Zeitgleichheit (Sensitivität 1) auf Stromerzeugung & -verbrauch (Vergleich mit den Hauptszenarien).

## Sensitivitätsanalyse 2: Begrenzter Speicherzugriff

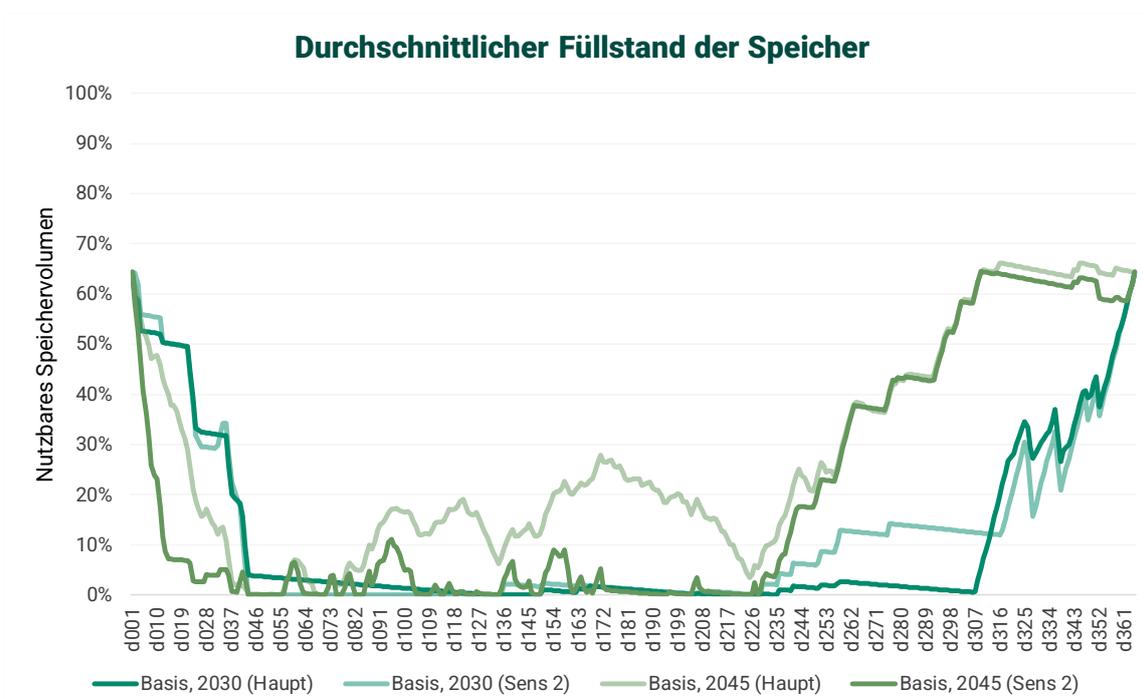


Abbildung 62: Auswirkungen eines begrenzten Speicherzugriffs (Sensitivität 2) auf den durchschnittlichen Füllstand der Speicher.

Hinweis: nutzbares Speichervolumen exkl. Kissengasanteil.

Abbildung 62 illustriert die Auswirkungen eines begrenzten Speicherzugriffs gemäß Sensitivität 2 auf den durchschnittlichen Füllstand der Wasserstoffspeicher in den Jahren 2030 und 2045. Im Jahr 2030 ist der Effekt aufgrund der begrenzten Kapazität des nur teilweise umgerüsteten Speichers in Bad Lauchstädt im Vergleich zur Gesamtwasserstoffwirtschaft vernachlässigbar. Jedoch zeigen sich im Jahr 2045 deutliche Unterschiede: Das Zusammenspiel zwischen Elektrolyse und Speichern wird durch die Restriktion empfindlich gestört, was sich durch einen deutlich geringeren Marktanteil der Wasserstoffproduktion in Sachsen-Anhalt im Vergleich zu den Hauptszenarien bemerkbar macht (vgl. Abbildung 40). Der Aufbau von Reserven für den Winter beginnt ab Spätsommer in ähnlichem Maße wie zuvor. Dennoch ist eine bedeutende Veränderung zu erkennen - die Nutzung der Speicher unterjährig wird aufgrund der geringeren Elektrolysekapazität erheblich reduziert.

### Sensitivitätsanalyse 3: Setzungen der H<sub>2</sub>-Strategie



Abbildung 63: Auswirkungen der Setzungen der H<sub>2</sub>-Strategie in Sachsen-Anhalt (Sensitivität 3).

Abbildung 63 gibt Einblick in die Auswirkungen der Umsetzung der Wasserstoffstrategie in Sachsen-Anhalt, die eine Mindestproduktion von 5 TWh<sub>el</sub> an inländischem Wasserstoff, mindestens 1 GW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität sowie jeweils 5 GW<sub>el</sub> Wind- und Photovoltaikanlagenleistung im Jahr 2030 vorsieht. Es zeigt sich, dass trotz des deutlich höheren Angebots an EE-Strom nur geringfügig mehr Wasserstoff über Elektrolyse produziert wird. Dieser Effekt lässt sich wie folgt erklären: Die Vorgabe von 5 TWh Wasserstoff entspricht nahezu einer vollständigen Deckung der Anforderungen im Rahmen der RED III-Richtlinie (Renewable Energy Directive III) durch Elektrolyse. Sobald diese Marke erreicht ist, konkurriert Elektrolyse mit konventionellem Wasserstoff, der allerdings kostengünstiger ist. Aus diesem Grund ist es wirtschaftlich sinnvoller, den zusätzlich erzeugten Strom am Strommarkt zu verkaufen, anstatt ihn in Elektrolyseanlagen einzusetzen, um konventionellen Wasserstoff zu verdrängen. In Abbildung 64 ist die Nutzung des in Sensitivität 3 erzeugten EE-Stromes illustriert; das aufgrund der hohen Volllaststunden für Wind sehr deutliche Überangebot wird zu über 50% nicht im Elektrolyseur genutzt.

### Nutzung EE-Strom in 2030 (Sensitivität 3)

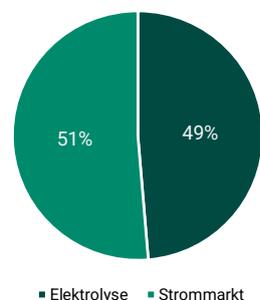


Abbildung 64: Nutzung des EE-Stroms im Jahr 2030 in Sensitivität 3.

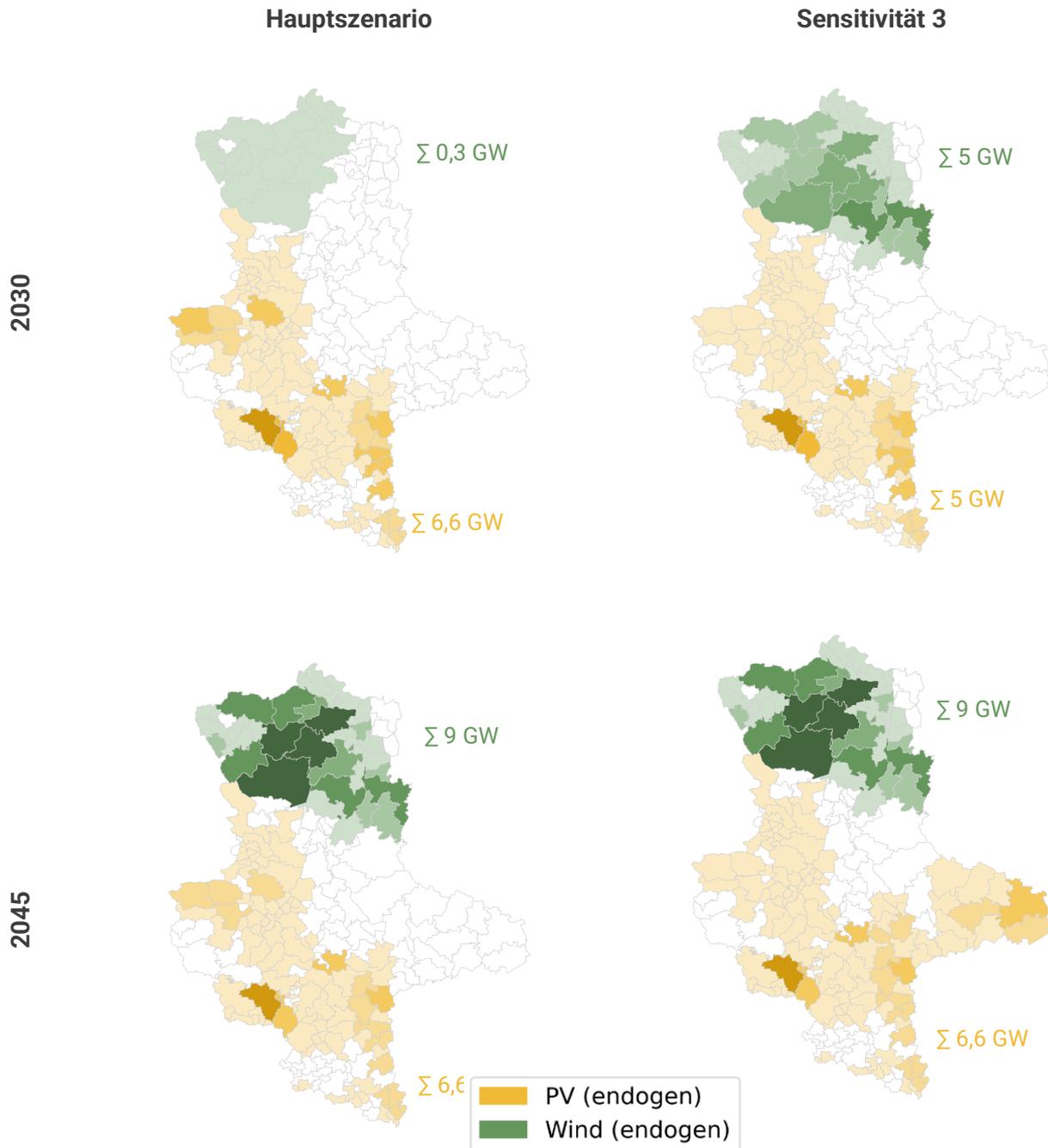


Abbildung 65: Verteilung des EE-Zubaus in Sachsen-Anhalt in Sensitivität 3 im Vergleich zu den Hauptszenarien.

Abbildung 65 zeigt die Verteilung des Ausbaus erneuerbarer Energien in Sachsen-Anhalt im Rahmen der Umsetzung der Wasserstoffstrategie in der Sensitivität 3. Sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2045 konzentriert sich der Ausbau von Windenergieanlagen hauptsächlich auf den Norden des Landes. Allerdings verstärkt sich dieser Fokus im Jahr 2045 noch weiter. Im Jahr 2030 ist der Zubau von Photovoltaikanlagen hauptsächlich im Süden und Westen von Sachsen-Anhalt zu finden. Doch im Jahr 2045 erstreckt sich der Ausbau auch auf den Osten des Landes, wodurch eine breitere Verteilung erneuerbarer Energien im gesamten Gebiet erreicht wird.

### Sensitivitätsanalyse 6: Begrenzung der Verfügbarkeit von Wasserstoffimporten

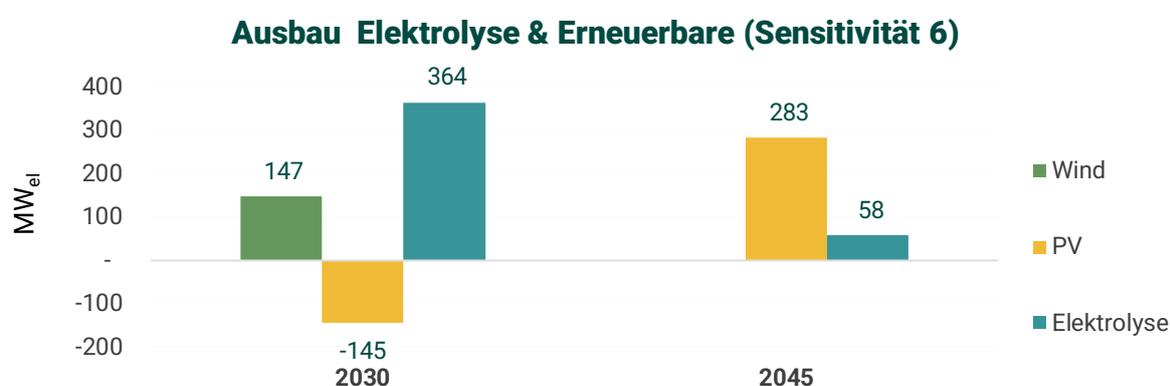


Abbildung 66: Auswirkungen der begrenzten Verfügbarkeit an H<sub>2</sub>-Importen (Sensitivität 6) auf den Ausbau an Elektrolyse und erneuerbaren Energien (Vergleich mit dem Hauptszenario „Basis“)

Abbildung 66 zeigt die Auswirkungen der begrenzten Verfügbarkeit von Wasserstoff-Importen auf den Ausbau von Elektrolyseanlagen und erneuerbaren Energien. Im Jahr 2030 zeigt sich eine Verschiebung des EE-Ausbaus zugunsten von Windenergie. Dies ist auf eine bessere Verteilung der Erzeugung über das Jahr und insbesondere höhere Erzeugung in den knappen Wintermonaten zurückzuführen, die regulatorisch den Einsatz der Elektrolyse begrenzt. Letztere wird ebenfalls in höherer Kapazität ausgebaut, um Spitzenbedarfe abzufangen, zu deren Bedienung konventionelle Wasserstoffherstellungskapazitäten, Speicher und Importe nun nicht mehr ausreichen. Die höheren Elektrolysekapazitäten werden (trotz ebenfalls erhöhtem EE-Dargebot) entsprechend flexibler eingesetzt, was zu geringeren Volllaststunden führt.

Ein weiterer Effekt zeigt sich bei näherer Betrachtung des Einsatzes der Wasserstoffspeicher. Abbildung 67 stellt die täglichen Füllstände im Hauptszenario und in der Sensitivität 6 gegenüber. Sowohl 2030 als auch 2045 zeigt sich, dass die Wasserstoffspeicher in Sensitivität 6 im Herbst intensiver befüllt werden. Dieser Trend deutet darauf hin, dass neben zusätzlichen Elektrolysekapazitäten auch die Speicher eine entscheidende Rolle spielen, um entstehende Engpässe zu überbrücken. Dies unterstreicht die Bedeutung der Wasserstoffspeicher in der Bewältigung von Schwankungen in der Wasserstoffproduktion und -nachfrage, insbesondere unter der Maßgabe restringierter Importe.

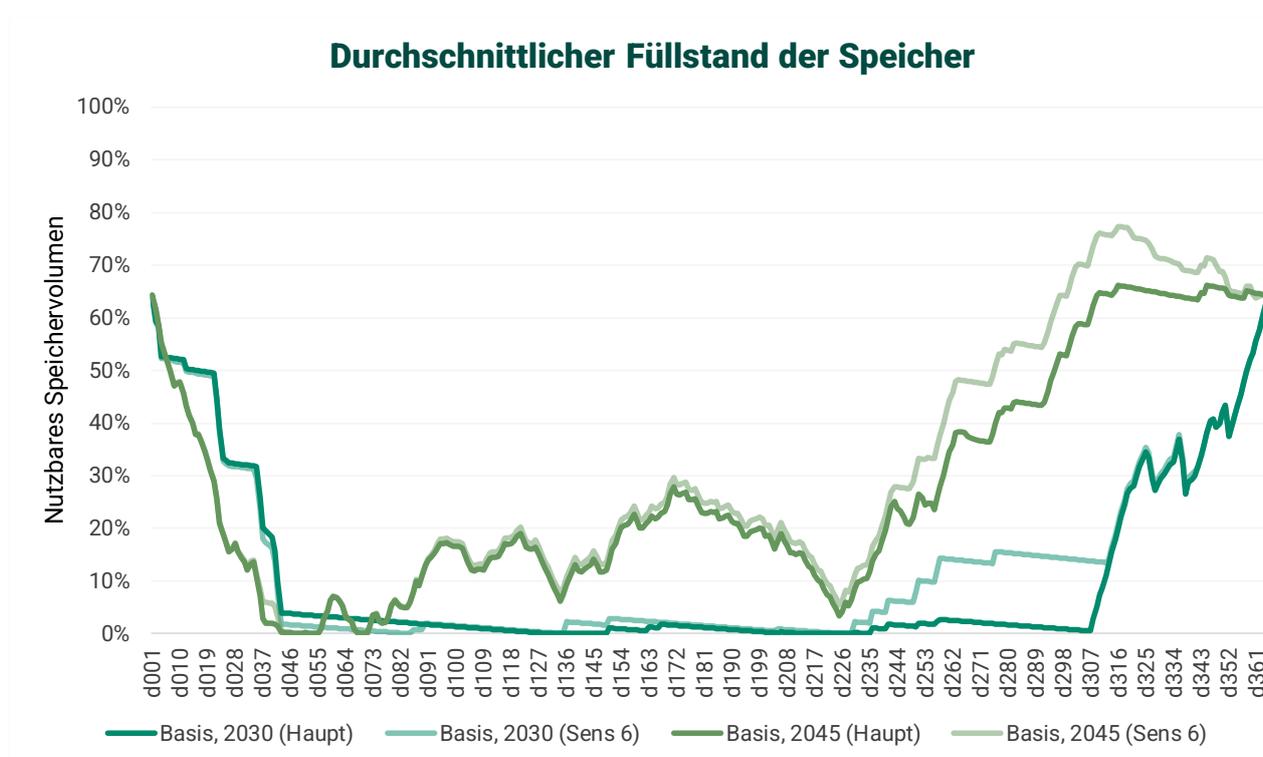


Abbildung 67: Auswirkungen der begrenzten Verfügbarkeit an H<sub>2</sub>-Importen (Sensitivität 6) auf die durchschnittlichen Füllstände der Speicher.

## Sensitivitätsanalyse 7: Relaxierte politische und regulatorische Vorgaben

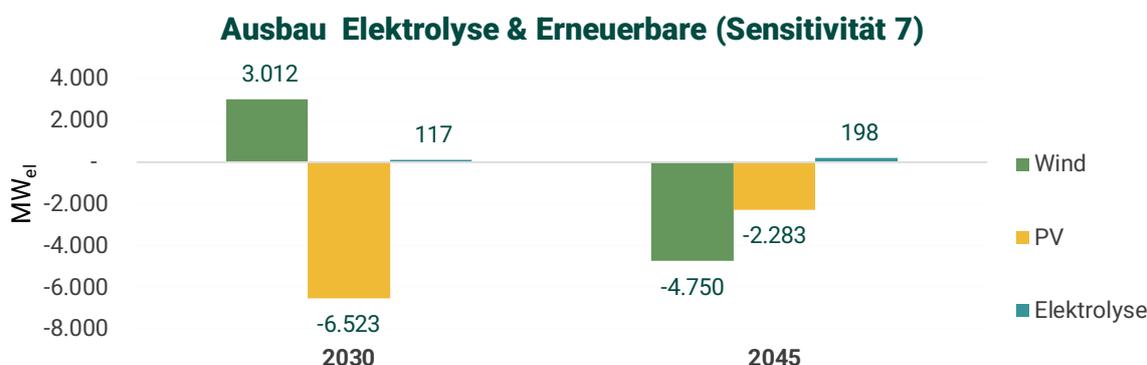


Abbildung 68: Auswirkungen relaxierter politischer und regulatorischer Vorgaben (Sensitivität 7) auf den Ausbau der Elektrolyse & Erneuerbaren Energien (Vergleich mit dem Hauptszenario „Basis“)

Abbildung 68 gibt Aufschluss über die Unterschiede im Ausbau von Elektrolyseanlagen und erneuerbaren Energien unter entspannten politischen und regulatorischen Vorgaben in der Sensitivität 7. Diese umfassen folgende Aspekte:

- Im Jahr 2030 wird deutlich, dass bei einer Aufweichung der zeitlichen Synchronisation von monatlich auf jährlich, die Windenergie im Vergleich zur Photovoltaik bevorzugt wird.
- Im Jahr 2045 wird die Lockerung der Mengenbedingung voll ausgeschöpft, d. h. 50% der genutzten erneuerbaren Energien werden außerhalb des Bundeslandes Sachsen-Anhalt erzeugt (bei gleichbleibendem Anteil Elektrolyse).

Die Gründe für die verstärkte Nutzung von Windenergie im Jahr 2030 unter jährlicher Zeitgleichheit liegen in der flexiblen Steuerung des Elektrolysebetriebs über das Jahr hinweg. Dies ermöglicht eine freiere Anpassung des Elektrolysedispatchs und führt dazu, dass Elektrolyse vermehrt im Sommer stattfindet, während der produzierte EE-Strom im Winter verkauft wird. In diesem Szenario ist es entscheidend, dass erneuerbare Energien am Strommarkt gut abschneiden, wobei die Differenz zwischen Marktwert und Gestehungskosten eine entscheidende Rolle spielt. Dieser "Marktwerteffekt" kommt allerdings nicht voll zum Tragen, wenn eine monatliche Zeitgleichheit gefordert wird, da der produzierte Strom sowohl für die Elektrolyse als auch für den Strommarkt auf monatlicher Basis verteilt werden muss.