

Kurzstudie Power-to-X

**Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen
für die Netzplanung der deutschen ÜNB**

Kurzstudie Power-to-X

Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB

Auftraggeber:

**50Hertz
Amprion
TenneT
TransnetBW**

FfE-Auftragsnummer:

Amprion-02

Bearbeiter/in:

**Thomas Estermann
Simon Pichlmaier
Andrej Guminski
Christoph Pellingner**

Fertigstellung:

11.2017

Impressum:

der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
(FfE)

zum Projekt:

Kurzstudie Power-to-X

Ermittlung des Potenzials von PtX-
Anwendungen für die Netzplanung der
deutschen ÜNB

Auftraggeber:

50Hertz

Amprion

TenneT

TransnetBW

Kontakt:

Am Blütenanger 71

80995 München

Tel.: +49 (0) 89 158121-0

Fax: +49 (0) 89 158121-10

E-Mail: info@ffe.de

Internet: www.ffe.de

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:

Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

Inhalt

1	Einleitung	2
2	Analyse zur Entwicklung der PtX-Optionen	3
2.1	Beschreibung der PtX-Technologien	3
2.1.1	Power-to-Wasserstoff.....	3
2.1.2	Power-to-Methan.....	6
2.1.3	Power-to-Heat.....	7
2.2	Theoretisches Substitutionspotential durch PtX-Produkte	14
2.2.1	Power-to-Methan.....	14
2.2.2	Power-to-Wasserstoff.....	20
2.2.3	Power-to-Heat.....	26
3	Szenarioentwicklung und Betriebsstrategien	32
3.1	Power-to-Gas	32
3.1.1	Leistung	32
3.1.2	Betriebsstrategien	36
3.2	Power-to-Heat	37
3.2.1	Leistung	37
3.2.2	Betriebsstrategien	37
4	Regionalisierung der PtX-Leistung	39
5	Literaturverzeichnis	42

Kurzstudie Power-to-X

Executive Summary

Der Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (Version 2019) soll auch die künftige Entwicklung der Sektorkopplungsoptionen Power-to-Gas und Power-to-Heat berücksichtigen. Dabei ergibt sich für die verschiedenen PtX-Produkte ein hohes Maß an theoretischem Substitutionspotenzial, welches der zu erwartenden installierten PtX-Leistung (siehe **Abbildung 1**) gegenübersteht. Als maßgebliches Instrument für den zu erwartenden Power-to-Heat-Leistungszubau wird § 13 Abs. 6a EnWG gesehen. Die darin veranschlagten 2 GW in den Netzausbaubereichen dienen zur Reduzierung der Abregelung von Anlagen erneuerbarer Energien (EE) und werden aufgrund der geringen spezifischen Kosten als in bestehenden Fernwärmenetzen integriert angenommen. Neben diesen 2 GW Leistung an Zubau werden noch Bestandsanlagen und geplante Projekte in Höhe von rund 1,3 GW berücksichtigt. Die zu erwartende Power-to-Gas-Leistung ergibt sich aus der Diskussion des akzeptierten EE-Erzeugungspotenzials sowie des zu erwartenden Stromverbrauchs zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland. Dabei gilt aus Sicht der Ressourceneffizienz und möglicherweise beschränkter EE-Potenziale die Prämisse, Strom in erster Linie möglichst effizient – und somit direkt – zu verwenden. Aus Gründen der Technologieentwicklung und der Anwendung in speziellen Bereichen (bspw. Wasserstoffeinsatz in der Industrie) beziffert sich das PtG-Szenario auf eine Bandbreite von 1 bis 3 GW im Jahr 2030. Im Allgemeinen steht nicht zur Debatte, ob ein CO₂-neutraler chemischer Brennstoff langfristig benötigt wird, jedoch besteht in Bezug auf den Produktionsstandort (innerhalb oder außerhalb Deutschlands) der dafür notwendigen Anlagen im Hinblick auf 2050 Diskussionsbedarf.

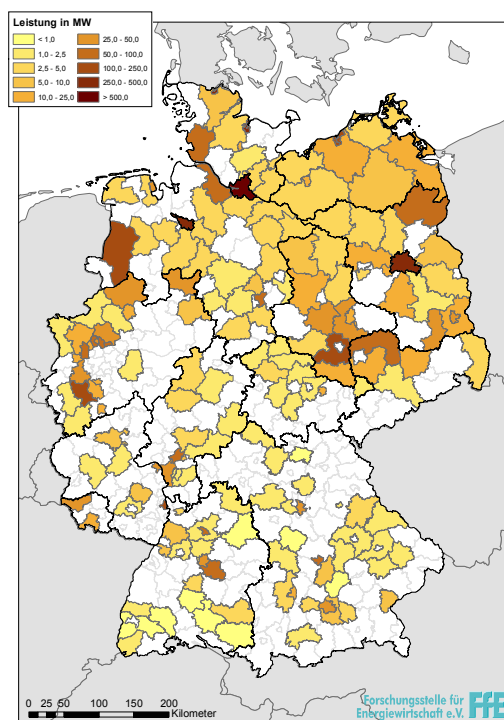


Abbildung 1: *Darstellung der PtX-Leistung auf NUTS-3-Ebene gemäß Szenario B für das Jahr 2030 im Rahmen des Netzentwicklungsplanes*

1 Einleitung

Für den Netzentwicklungsplan (NEP) sollen verschiedene Power-to-X (PtX)-Technologien angenommen werden. Hierfür wurde die FfE e. V. durch die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber beauftragt, eine Kurzstudie durchzuführen. Die Bestandteile der Kurzstudie sowie die Ergebnisse sind in **Abbildung 1-1** schematisch dargestellt.

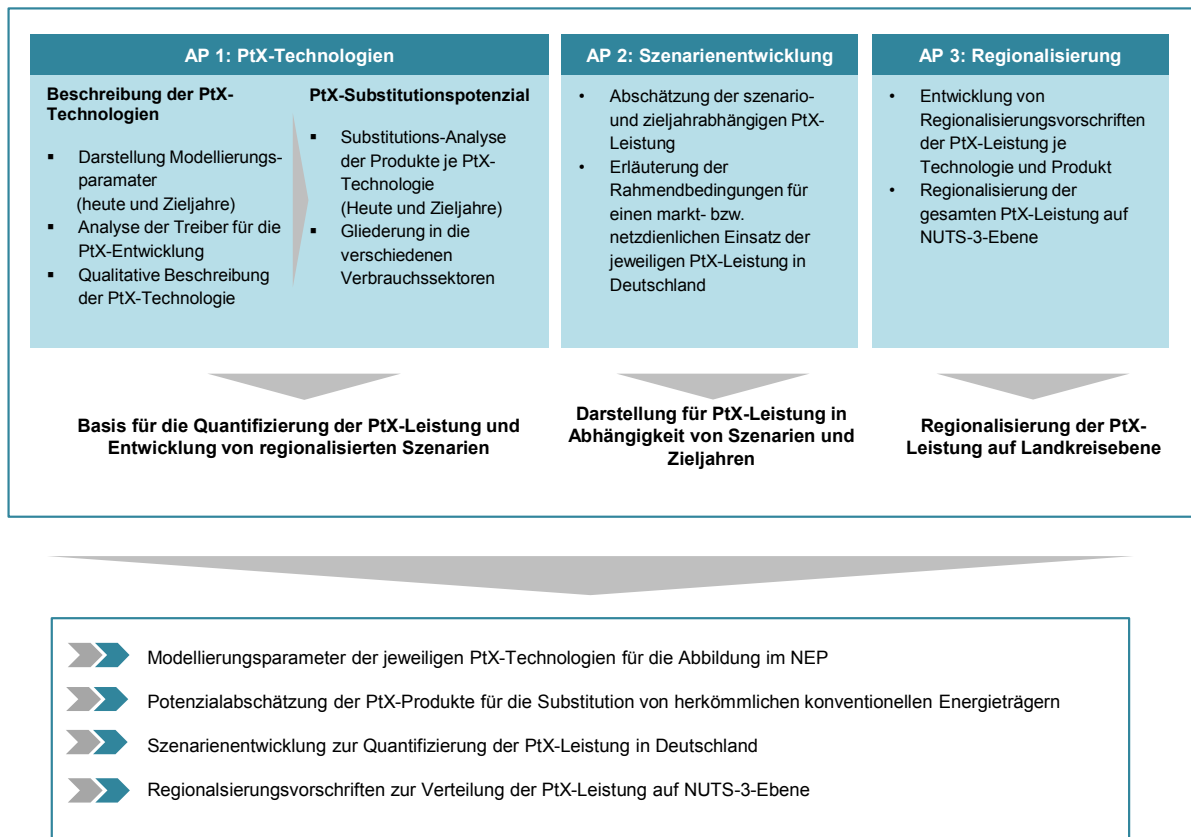


Abbildung 1-1: *Projektübersicht und schematischer Aufbau der Kurzstudie*

Für die Bearbeitung spezieller Projektaspekte erfolgte der Austausch mit Herstellerfirmen und Experten aus Industrie und Wissenschaft. Dadurch wird eine Abbildung des technischen Standes sowie der aktuellen Erkenntnisse aus der Wissenschaft sichergestellt.

2 Analyse zur Entwicklung der PtX-Optionen

Im Rahmen dieser Kurzstudie liegt der Betrachtungsschwerpunkt auf den PtX-Optionen Power-to-Heat (PtH), Power-to-Wasserstoff und Power-to-Methan. Bei der strombasierten Wasserstofferzeugung erfolgt die Fokussierung auf die Proton-Exchange-Membrane (PEM) Technologie, wohingegen bei der Methanisierung (Weiterverarbeitung von Wasserstoff und Kohlendioxid zu Methan) keine explizite Technologiespezifizierung erfolgt. Weitere existierende Ansätze, wie Power-to-Liquids oder Power-to-Chemicals, werden aufgrund der voraussichtlich niedrigen Gesamtleistung bis zum Jahr 2030 und somit geringen Auswirkungen im NEP-Szenarioprozess nicht berücksichtigt.

Die Erhebung der Modellierungsparameter in Abschnitt 2.1 erfolgt auf Basis einer Literaturrecherche. Aufgrund der oftmals sehr großen Bandbreite der in den Studien gelisteten Parameter werden diese zusätzlich mit ausgewählten Herstellern für die in dieser Analyse relevanten Anwendungen abgestimmt.

Für die später folgende Regionalisierung der PtX-Leistung in Deutschland ist vorab in Abschnitt 2.2 das theoretische Substitutionspotenzial durch PtX-Produkte zu quantifizieren und regionalisieren.

2.1 Beschreibung der PtX-Technologien

Die Beschreibung der im Detail untersuchten PtX-Technologien enthält Werte bzw. Wertebereiche, welche die Basis für die Modellierung bieten. Zudem erfolgt die qualitative Beschreibung bzgl. Vor- und Nachteile der jeweiligen Technologie sowie Treiber und Hemmnisse für die Entwicklung und dem Einsatz in der Fläche.

2.1.1 Power-to-Wasserstoff

Zur Herstellung von strombasierten Wasserstoff dienen neben der PEM-Elektrolyse noch die alkalische sowie die Hochtemperatur-Elektrolyse. Daneben existieren noch weitere Konzepte wie z. B. die membranlose Elektrolyse, die sich allerdings noch in der Erforschung befindet /ESPOSITO-01 17/. Aufgrund der Anforderungen an eine flexible Fahrweise durch die fluktuierende Erzeugung und wegen des höheren Wirkungsgrades erfolgt ausschließlich die Betrachtung der PEM-Elektrolyse. In **Tabelle 2-1** sind die für die Modellierung relevanten technoökonomischen Parameter der PEM-Elektrolyse für die verschiedenen Zieljahre aufgeführt. Wegen der zu erwartenden geringen Unterschiede sind die Jahre 2030 und 2035 zusammengefasst. Die gesamte endotherme Reaktionsgleichung für Aufspaltung von Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff mittels elektrischer Energie ist in **Formel (2-1)** dargestellt. Eine Betrachtung der expliziten und detaillierten Funktionsweise der PEM-Elektrolyse ist an dieser Stelle nicht notwendig und ist beispielsweise in /FFE-05 16/ oder /DLR-04 14/ aufgeführt.



H ₂ O:	Wasser (flüssig)
H ₂ :	Wasserstoff (gasförmig)
O ₂ :	Sauerstoff (gasförmig)

Einer der relevantesten technischen Parameter bei der Modellierung der Wasserstoffherstellung ist der Wirkungsgrad. Für die Angabe bzw. Berechnung ergibt sich ein gewisser Freiheitsgrad, da das erzeugte Gas mit dem Heizwert ($3,0 \text{ kWh / Nm}^3$) oder Brennwert ($3,54 \text{ kWh / Nm}^3$) bilanziert werden kann. In vielen Studien fehlt oftmals die Angabe, welcher Wert ins Verhältnis zur bezogenen elektrischen Leistung gesetzt wird. In /DLR-04 14/ erfolgt die Unterscheidung der Auswahl hinsichtlich der Wasserstoffanwendung: Bei der energetischen Verwendung (bspw. Umwandlung in thermische oder elektrische Energie) des Wasserstoffes ist der Bezug auf den Heizwert zu empfehlen, wohingegen bei der chemischen Verwendung bzw. bei der exklusiven Betrachtung des Wasserstoffherstellers der Brennwert für die Bestimmung des Wirkungsgrades anzuwenden ist. Als Vereinfachung wird in dieser Studie sowohl bei der Herstellung als auch bei dem Verbrauch von Gas immer der Heizwert für die Bestimmung der Energie herangezogen.

Tabelle 2-1: *Technoökonomische Modellierungsparameter von Power-to-Wasserstoff (PEM-Elektrolyse), eigene Annahmen und Berechnung nach /ZEG-01 17/, /DENA-03 16/, /GPE-01 15/, /LBST-01 13/, /DVGW-02 15/, /DVGW-03 14/, /JKU-02 14/, /HILB-01 16/, /DLR-04 14/*

	Status Quo	2030 / 2035	2050
Wirkungsgrad in %	63 – 70	70 - 75	81 - 84
Lebensdauer in a	20	30	30
max. Anlagengröße	modulare Bauweise; Begrenzung durch Anwendung; heute Anlagen mit $> 6 \text{ MW}_{el}$		
CapEx in € / kW	1.440 – 2.000	760 - 880	480 - 530
OpEx ¹ in € / Jahr	konstant mit 2 % der Investition angenommen		

Die Literatur weist zum Teil eine große Bandbreite der in Tabelle 2-1 genannten Parameter auf. Daher erfolgte eine Rücksprache mit einem PEM-Hersteller, wodurch vor allem für den aktuellen Stand der obere Bereich der Wirkungsgradangabe und der untere Bereich der CapEx bestätigt wurden. Für den weiteren Verlauf wird die Annahme getroffen, dass der vorliegende Wasserstoff nach der Elektrolyse-Anlage den Anforderungen (Gasreinheit, Druckstufe etc.) für die jeweilige Anwendung ohne zusätzlichen Prozessschritt entspricht.

Eine Übersicht für die qualitative Einordnung von Wasserstoff als PtX-Produkt ist in **Abbildung 2-1** gegeben.

¹ Ohne Aufwendungen für den Bezug von elektrischer Energie

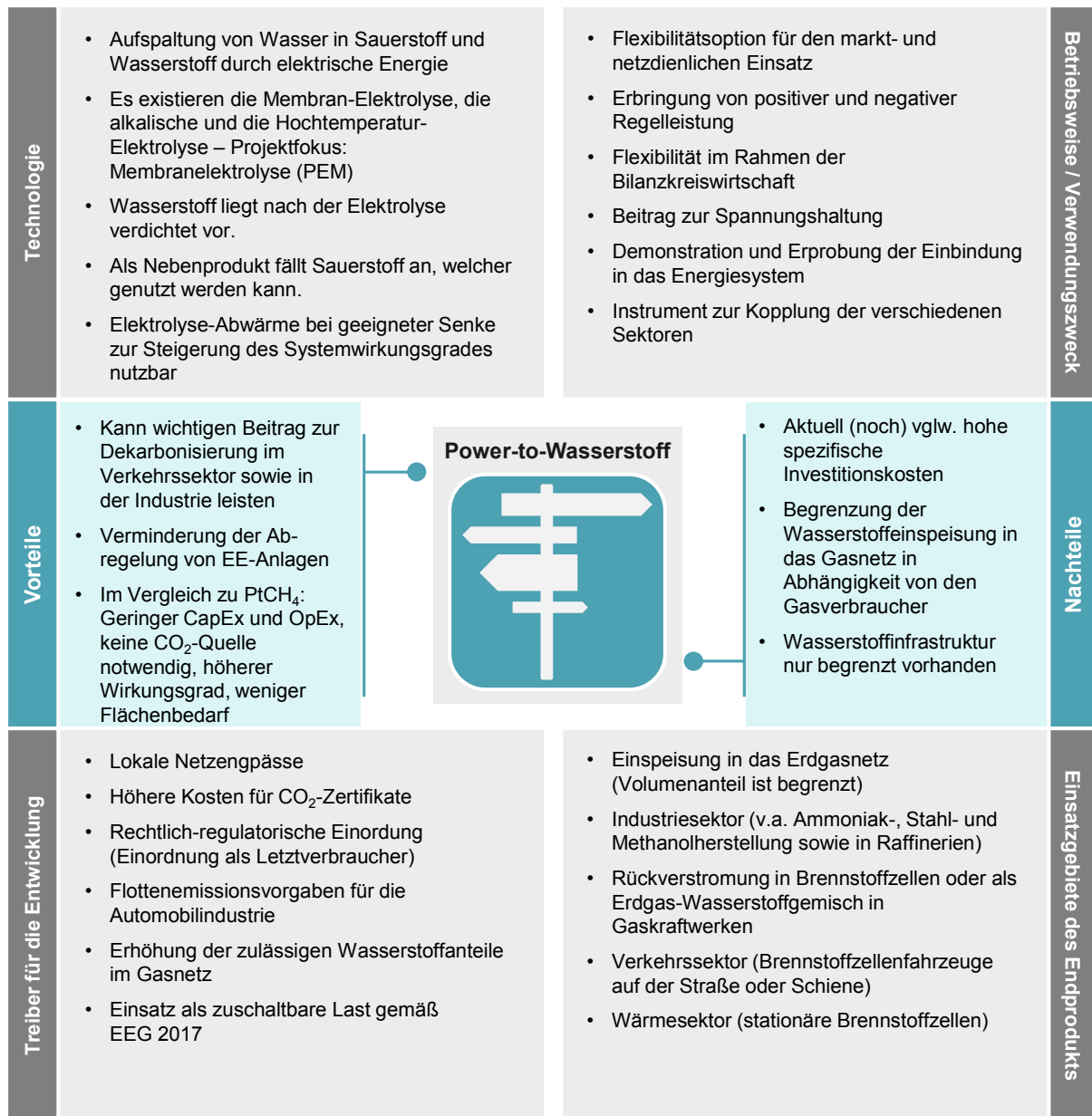
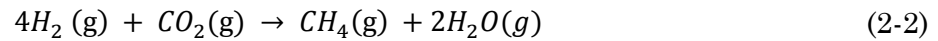


Abbildung 2-1: Qualitative Einordnung von Wasserstoff als PtX-Produkt

2.1.2 Power-to-Methan

Die Produktion von strombasiertem Methan ist ein der PEM-Elektrolyse nachgeschalteter Prozessschritt. Dabei erfolgt die Weiterverarbeitung von Wasserstoff unter Zufuhr von Kohlendioxid zu Methan. Die gesamte exotherme Reaktionsgleichung ist in **Formel (2-2)** dargestellt.



CO₂: Kohlendioxid (gasförmig)
 CH₄: Methan (gasförmig)

Die detaillierte Beschreibung des zugrundeliegenden Prozesses ist in /FFE-05 16/ oder /STER-01 14/ näher aufgeführt. Die für die Modellierung relevanten Parameter sind in **Tabelle 2-2** beschrieben, wobei sich die Lebensdauer des Power-to-Methan-Systems an der Lebensdauer der PEM-Elektrolyse orientiert.

Tabelle 2-2: *Technoökonomische Modellierungsparameter von Power-to-Methan, eigene Annahmen und Berechnungen nach /ZEG-01 17/, /DNA-03 16/, /BMU-03 12/, /GPE-01 15/, /DVGW-02 15/, /DVGW-03 14/, /JKU-02 14/*

	Status Quo	2030 / 2035	2050
Wirkungsgrad in %	49	68 – 70	77 – 79
Lebensdauer in a	20	30	30
max. Anlagengröße	modulare Bauweise; Begrenzung durch Anwendung und CO ₂ -Quelle		
CapEx in € / kW	2.000 – 3.000	900 - 960	720 - 850
OpEx in € / Jahr	konstant mit 2 % der Investition angenommen		

Die qualitative Einordnung von Power-to-Methan ist in **Abbildung 2-2** dargestellt. Aufgrund der Tatsache, dass das elektrische Verhalten der Power-to-Methan-Anlage ähnlich zu dem einer Power-to-Wasserstoff-Anlage gesehen werden kann, decken sich eine Vielzahl an Aspekten mit denen aus **Abbildung 2-1**.

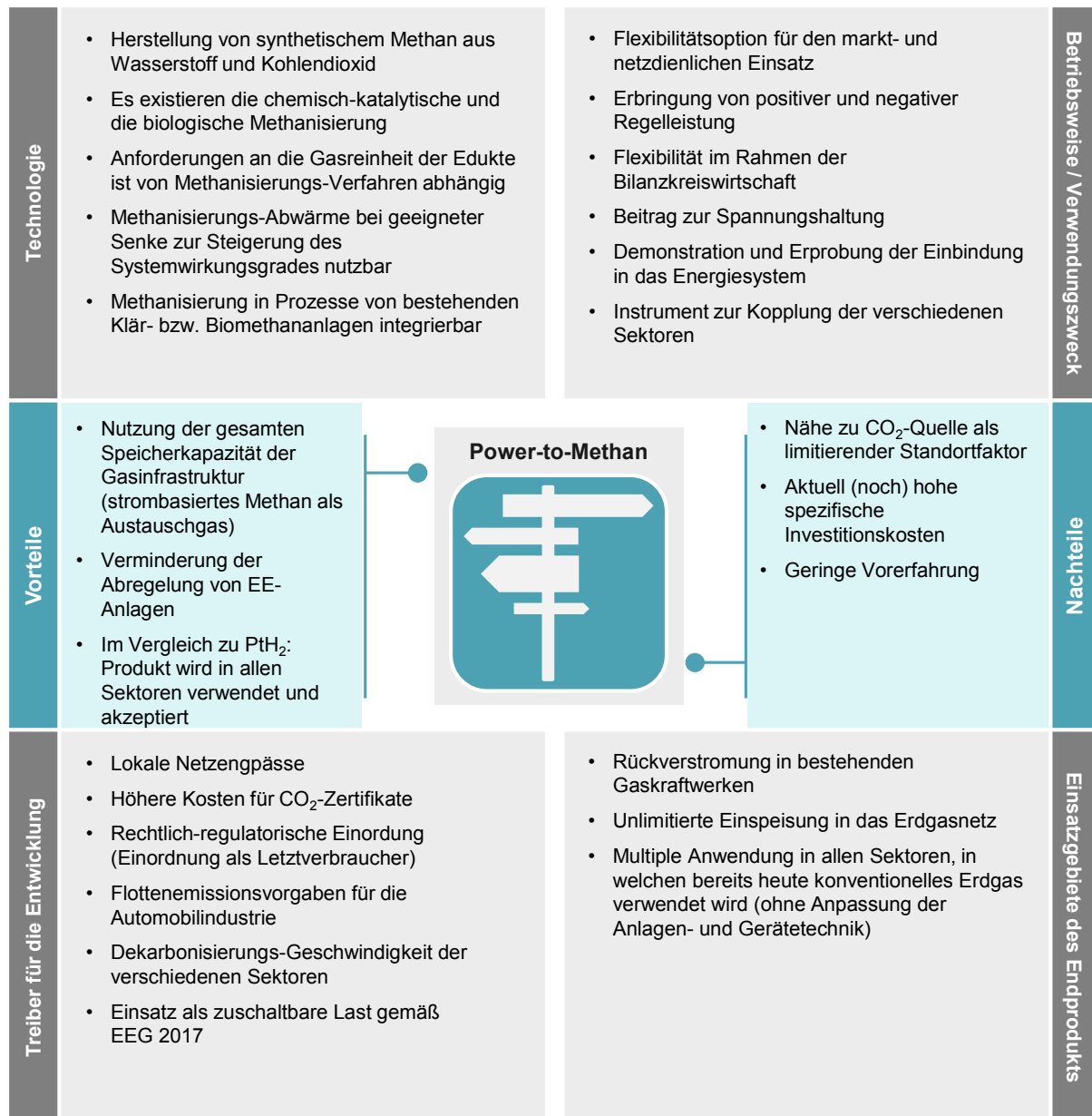


Abbildung 2-2: Qualitative Einordnung von Methan als PtX-Produkt

2.1.3 Power-to-Heat

Eingrenzung des Aufgabenbereichs: In Absprache mit dem Auftraggeber wurde die Elektrifizierung von Raumwärme und Warmwasser von der Betrachtung ausgeschlossen. Zudem wurde vereinbart, dass für die industrielle Prozesswärme bis 2030 der Temperaturbereich < 500 °C quantitativ untersucht und bis 2050 der Bereich > 500 °C qualitativ diskutiert wird.

Da der Fokus dieser Kurzstudie auf der Ermittlung der PtH-Potenziale bis 2030 liegt, steht das PtH-Potenzial für die industrielle Prozesswärme mit bis zu 500 °C im Vordergrund. **Abbildung 2-3** zeigt den fossilen Endenergieverbrauch für Prozesswärme nach Temperaturniveau und Wirtschaftszweigen (WZ). Der Grund für die Unterteilung in die Temperaturbereiche < 500 °C und > 500 °C wird nachfolgend näher erläutert.

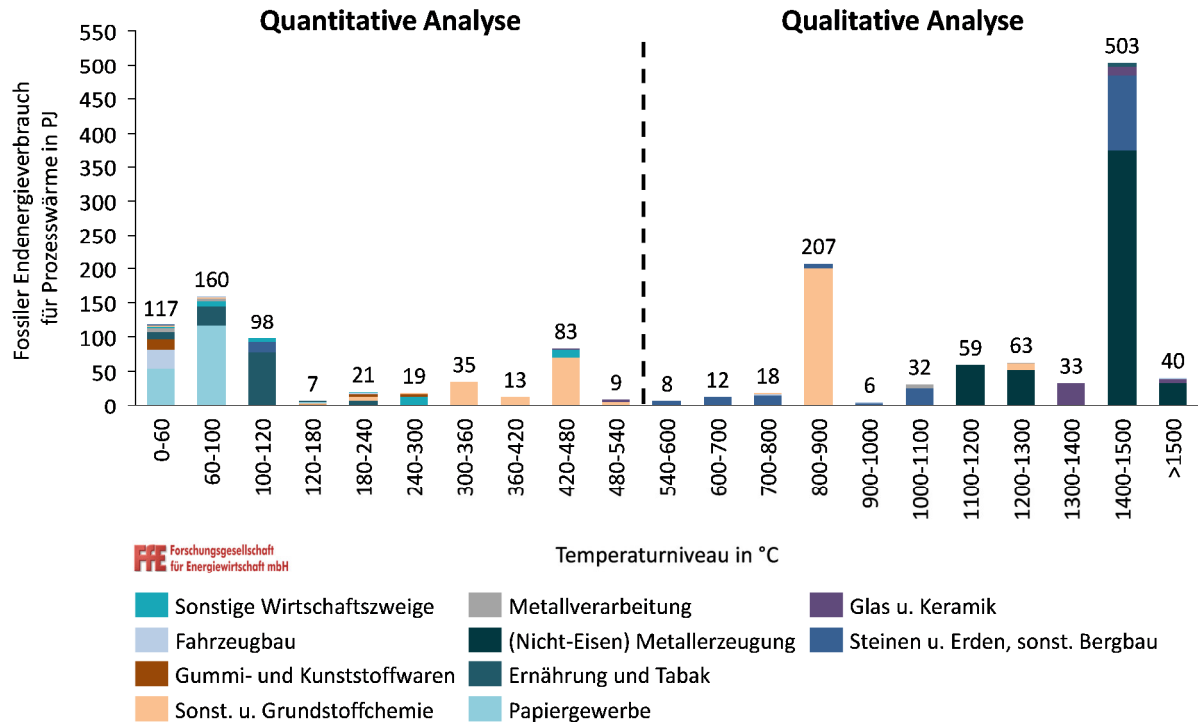


Abbildung 2-3: *Endenergiebedarf der industriellen Prozesswärme nach Branche und Temperaturniveau für 2015 /BLESL-01 13/, /AGEB-05 17/, /ISI-02 16/*

Im Bereich bis zu 500 °C kommen Heißwasser- und Dampfsysteme zum Einsatz. Diese sind durch eine zentrale Wärmeerzeugung und -verteilung gekennzeichnet. Im Falle einer Elektrifizierung wird der zentrale, fossile Wärmeerzeuger substituiert. Es wird vereinfachend angenommen, dass dieser Substitutionsvorgang ohne weitere Anpassungen am Produktionsprozess durchgeführt werden kann. Dieser Annahme liegt die Logik zugrunde, dass die Quelle des Heißwassers und des Dampfes für den reibungslosen Ablauf des Prozesses unerheblich ist, solange das Wärmeträgermedium die passenden Eigenschaften aufweist (Menge, Temperatur- und Druckniveau). /FFE-20 17²

Abbildung 2-3 zeigt, dass zwischen 300 und 540 °C ca. 140 PJ industrieller Prozesswärmebedarf anfällt. 92 Prozent dieses Prozesswärmebedarfs sind auf die Chemieindustrie zurückzuführen. Im Rahmen eines Expertengesprächs mit einem Vertreter der Branche konnte festgestellt werden, dass die Bilanzierung der Energiemengen fehlerhaft ist. Zum einen entspricht die in der Statistik ausgewiesene Höhe des Prozesswärmebedarfs nicht dem tatsächlich anfallenden Bedarf. Zum anderen ist die Einteilung des Prozesswärmebedarfs auf Temperaturniveaus in diesem Bereich fehlerhaft. Dampf wird demnach nur bis maximal 400 °C als Wärmeträgermedium

² In der Praxis müssen zahlreiche weitere Aspekte berücksichtigt werden: Platzbedarf der elektrischen Technologie, Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei einem Wechsel des Energieträgers, Kosten der neuen Lösung im Vergleich zu der existierenden Variante etc.

verwendet.³ Es wird daher angenommen, dass der Prozessdampf auf einem geringeren Temperaturniveau anfällt und diese Dampftemperaturen, -drücke und -mengen elektrisch bereitgestellt werden können.⁴

Temperaturen höher als 500 °C werden für Schmelz- und Brennprozesse benötigt (z. B. Stahl- und Zementherstellung). Hierfür werden in der Regel prozessspezifische Anlagen, wie z. B. Hoch- oder Drehrohröfen benötigt /FFE-06 15/. Eine Elektrifizierung höherer Temperaturbereiche ist technisch möglich, jedoch in der Praxis noch nicht erprobt und folglich mit Unsicherheiten für die Unternehmen verbunden. PtH-Möglichkeiten im Temperaturbereich über 500 °C werden daher in Abschnitt 2.2.3 qualitativ diskutiert.

Nachfolgend werden der Elektrodenheizkessel inkl. Heizschwert und die Wärmepumpe als PtX-Technologien untersucht. Der bis 2030 relevante Temperaturbereich unter 400 °C kann durch diese beiden Technologien nahezu vollständig abgedeckt werden (s. **Abbildung 2-4**).

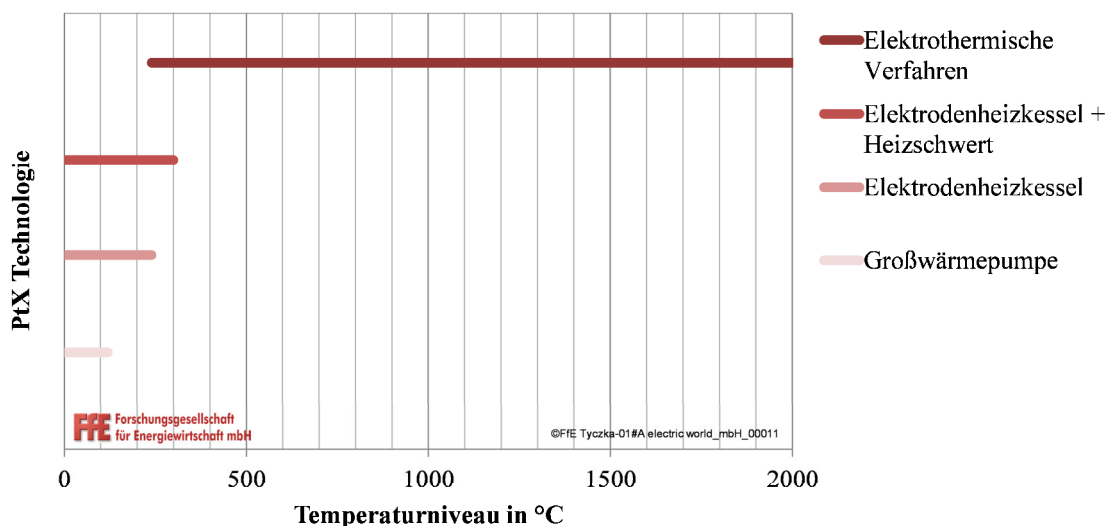


Abbildung 2-4: *Ausgewählte elektrische Wärmeerzeuger nach Temperaturniveau /FFE-06 15/*

Elektrodenheizkessel (EHK) und Heizschwert

Der EHK inkl. Heizschwert kann zur Heißwasser- und Sattdampfproduktion ab einer Leistung von 5 MW eingesetzt werden. Im Vergleich zur Wärmepumpe kann der EHK auch für Temperaturen jenseits der 120 °C und einem Druckniveau von bis zu 30 bar genutzt werden. Eine exakte Beschreibung der technischen Funktionsweisen des EHK

³ Eine Bestätigung dieser Aussagen durch die Statistik ist nicht möglich. Der Grund hierfür ist der Komplexitätsgrad, den eine Bilanzierung der Verbräuche in diesem Fall mit sich bringen würde. Die Verbräuche in diesem Temperaturbereich können keinem distinkten Produkt zugeordnet werden. Es handelt sich um integrierte Prozesse der chemischen Industrie. Eine Bilanzierung der Verbräuche und auch Temperaturen über statistische Kennzahlen auf Deutschlandebene ist gemäß Branchenexperte nicht möglich, da dies nur mittels Einzelmessungen je Chemiepark möglich wäre. Eine Verbesserung der Datengrundlage ist im Rahmen dieses Vorhabens daher nicht möglich.

⁴ Diese Annahme wurde im Rahmen von Expertengesprächen validiert.

und des Heizschwertes sind /VDE-02 15/ zu entnehmen. In **Tabelle 2-3** sind weitere qualitative Merkmale des EHK zusammengefasst.

Tabelle 2-3: *Technoökonomische Modellierungsparameter des Elektrodenheizkessels inkl. Heizschwert nach /EPRI-01 09/ und /VDE-02 15/*

	Status Quo	2030 / 2035	2050
Wirkungsgrad in %	~99	~99	~99
Lebensdauer in a	30	30	30
max. Anlagengröße	ca. 50 MW		
CapEx in € / kW	100 - 400	100 – 400	100 – 400
OpEx in € / Jahr	konstant mit 2 % der Investition angenommen		

Da sowohl EHK als auch Heizschwert ausgereifte Technologien sind, wird keine Veränderung der Realpreise bis 2030 unterstellt. Mit 100 – 400 €/kW ist die Kombination aus Elektrodenheizkessel und Heizschwert eine vergleichsweise günstige Technologie zur Wärmebereitstellung (siehe z. B. Großwärmepumpe im folgenden Abschnitt). Unter aktuellen Rahmenbedingungen kann jedoch aufgrund des mit hohen Abgaben- und Umlagen versehenen Strompreises nicht mit einer flächendeckenden Elektrifizierung durch EHK und Heizschwert gerechnet werden. Die aktuelle Abgaben- und Umlagenstruktur führt zu deutlich höheren Betriebskosten bei der Nutzung des elektrischen Systems im Vergleich zu einem fossil befeuerten Referenzsystem. Sowohl der Wirkungsgradvorteil als auch die geringeren Anschaffungskosten die EHK inkl. Heizschwert gegenüber dem fossilen System aufweisen, können die operativen Mehrkosten nicht ausgleichen /FFE-20 17/.⁵ Die aktuell installierten Anlagen können den Betriebskostennachteil meist durch alternative Einnahmequellen (bspw. Erlöse an den Regelleistungsmärkten) ausgleichen und können somit wirtschaftlich betrieben werden. Hierzu mehr in Abschnitt 3.2. In **Abbildung 2-5** sind weitere Merkmale der PtH-Technologie zusammengefasst.

⁵ Dieser Kostenausgleich kann nur in Situationen mit geringen Betriebsstunden ausgeglichen werden.

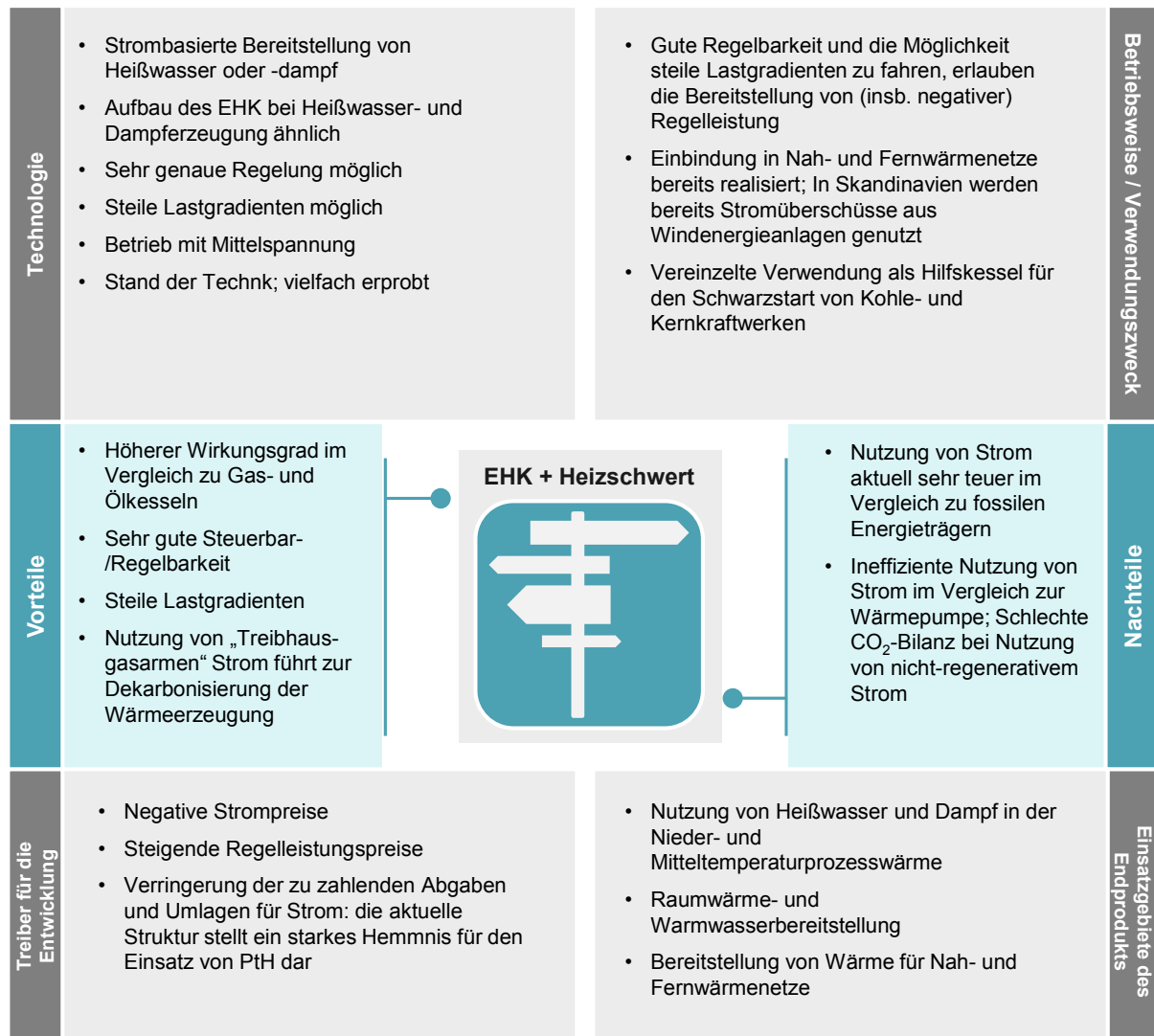


Abbildung 2-5: Qualitative Einordnung des Elektrodenheizkessels inkl. Heizschwert als PtX-Option

Großwärmepumpe (GWP)

Elektrische Wärmepumpen nutzen Strom und Umgebungswärme (aus Sole, Wasser oder Luft) um Warmwasser und Dampf zu erzeugen. Die Funktionsweise wird in /VDE-02 15/ ausführlich beschrieben. Die nachfolgende **Tabelle 2-4** fasst die Modellierungsparameter der Wärmepumpe zusammen.

Tabelle 2-4: *Technoökonomische Modellierungsparameter der Großwärmepumpe nach /EPRI-01 09/, /IER-07 14/ und /VDE-02 15/*

	Status Quo	2030 / 2035	2050
Leistungszahl	2,4 – 7	2,4 – 7	2,4 – 7
Lebensdauer in a	20	20	20
max. Anlagengröße	ca. 20 MW		
CapEx in € / kW	200 - 650	200 - 650	200 – 650
OpEx in € / Jahr	konstant mit 2 % der Investition angenommen		

Durch Nutzung der Umgebungswärme erreicht die Wärmepumpe Wirkungsgrade jenseits der 100 %. Die sogenannte „Leistungszahl“ ist das Verhältnis aus abgegebener Wärmemenge und zugeführter elektrischer Arbeit im optimalen Betriebspunkt innerhalb eines Jahres /DIMP-01 09/. Tabelle 2-4 zeigt, dass Leistungszahlen zwischen 2,4 und 7 auftreten können. Die Höhe der Leistungszahl hängt u. a. von den Vor- und Rücklauftemperaturen, dem Temperaturniveau der Wärmequelle und der Betriebsweise der Wärmepumpe ab. Bei Rücklauftemperaturen jenseits der 120 °C können je nach Vorlauftemperatur Leistungszahlen zwischen 2,7 und 3 erzielt werden /VDE-02 15/. Weitere Vor- und Nachteile können dem Technologiesteckbrief in **Abbildung 2-6** entnommen werden.

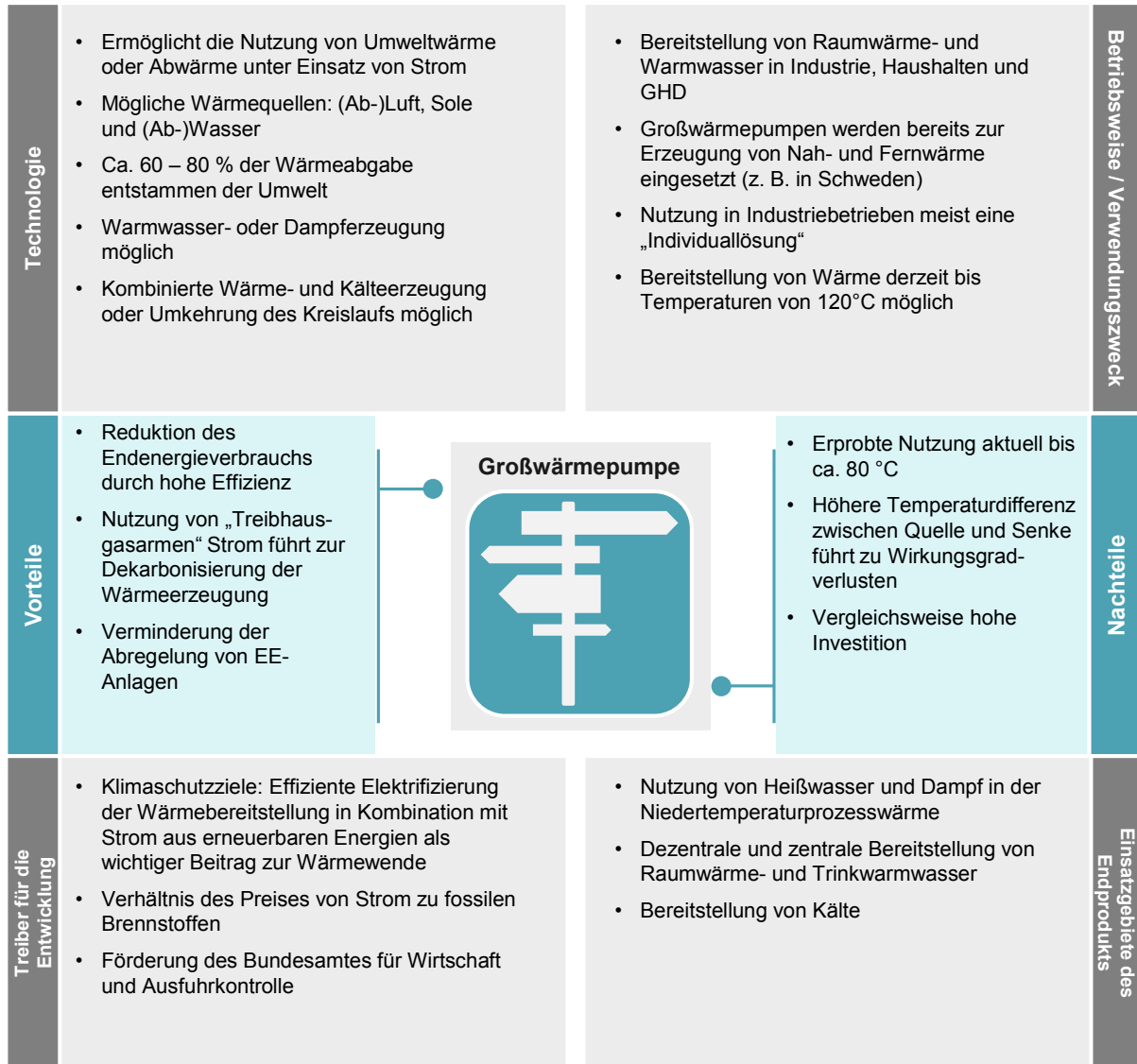


Abbildung 2-6: Qualitative Einordnung der Großwärmepumpe als PtX-Option

2.2 Theoretisches Substitutionspotenzial durch PtX-Produkte

Im Folgenden wird das theoretische Substitutionspotenzial durch die PtX-Produkte Wasserstoff, Methan und Wärme bestimmt. Dabei erfolgt neben der Darstellung des aktuellen Standes auch die Prognose für die Jahre 2030, 2035 und 2050.

2.2.1 Power-to-Methan

Die Bestimmung des theoretischen Substitutionspotenzials von Power-to-Methan basiert auf der Quantifizierung und Regionalisierung des Erdgasabsatzes (vgl. **Abbildung 2-8**) sowie des CO₂-Potenzials durch Biomethananlagen in Deutschland.

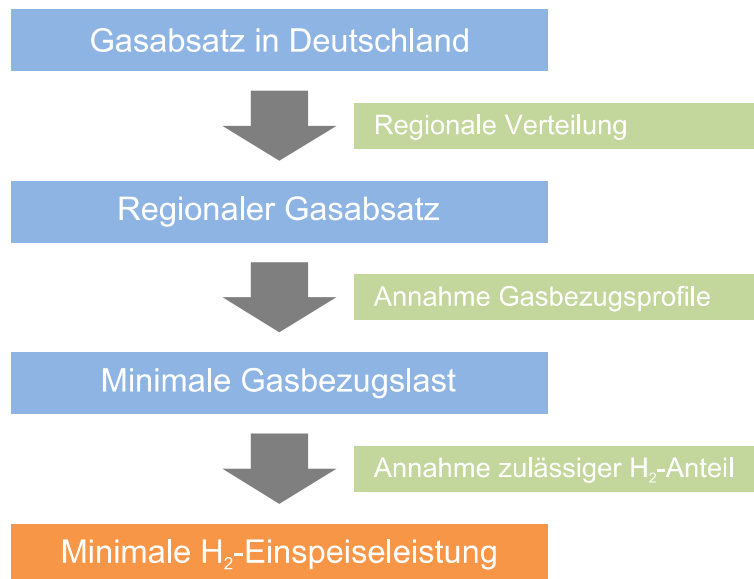


Abbildung 2-7: Vorgehensweise für die Ermittlung des regionalen Gasabsatzes und der möglichen Wasserstoffeinspeiseleistung /FFE-05 16/

CO₂-Quellen für die Methanisierung

Wie bereits in Formel (2-2) dargestellt, ist für die synthetische Herstellung von Methan neben Wasserstoff auch Kohlendioxid notwendig. Für die Bereitstellung von Kohlendioxid ist folgend eine Auswahl existierender Quellen bzw. Prozesse dargestellt: /ÖKO-01 14/, /FENES-02 15/

- Biomethananlagen
- Bioethanolanlagen
- Faulgas in Kläranlagen
- Abscheidung aus der Umgebungsluft
- Raugasabscheidung in der Industrie und bei Kraftwerken

Für die Bewertung, Auswahl und Integration der potenziellen CO₂-Quelle in den Methanisierungsprozess können u. a. folgende Kriterien herangezogen werden:

- lokale Verfügbarkeit der CO₂-Quelle am Power-to-Methan-Standort
- CO₂-Konzentration im Gasstrom der Quelle
- Aufwand (energetisch, technisch und ökonomisch) für die Bereitstellung von Kohlendioxid gemäß den Anforderungen des Methanisierungsprozesses
- ökologischer Herkunftsnachweis

Gemäß den aufgeführten Kriterien erfolgt für die Zieljahre die vorrangige Betrachtung von Biomethananlagen als CO₂-Quelle für den Methanisierungsprozess. Diese unterscheiden sich von Biogasanlagen dahingegen, dass das Biogas nicht in Blockheizkraftwerken verbrannt, sondern nach Aufbereitungsprozessen (bspw. Membranabscheidung oder Druckwechseladsorption) in das Erdgasnetz eingespeist wird. Das Kohlendioxid liegt bei Biomethananlagen bereits in vergleichsweise hoher Reinheit vor, wodurch der zusätzliche Aufwand für die Integration in den Methanisierungsprozess als gering zu sehen ist. Zudem existiert am Anlagenstandort bereits ein Anschluss an das Erdgasnetz und die biogene Herkunft des CO₂ vermeidet den ökologischen Diskurs.

Für die Betrachtung des absoluten sowie regional verteilten Potenzials von Kohlendioxid aus Biomethananlagen wird auf die Auflistung in /DENA-06 17/ zurückgegriffen. Diese listet für die ca. 190 Anlagen (Stand 2017) die jeweilige Methaneinspeisung auf. Für die weiteren Analysen erfolgt wie in /ÖKO-01 14/ die Annahme, dass im Rohbiogas der Anteil von Methan bei 60 Vol.-% und von Kohlendioxid bei 40 Vol.-% liegt. In **Tabelle 2-5** sind die Kohlendioxidmengen auf Bundeslandebene aggregiert dargestellt.

Tabelle 2-5: *Verfügbare CO₂-Menge aus Biomethananlagen auf Bundeslands Ebene nach /DENA-06 17/*

	Einspeisung Biomethan in Nm ³ /h	Verfügbare CO ₂ -Menge in Nm ³ /h	Verfügbare CO ₂ -Menge in Millionen Nm ³ /a
Baden-Württemberg	6.101	4.067	27,0
Bayern	12.050	8.033	53,3
Berlin	510	340	2,3
Brandenburg	17.270	11.513	6,3
Bremen	-	-	-
Hamburg	300	200	1,3
Hessen	6.299	4.199	27,8
Mecklenburg-Vorpommern	13.616	9.077	60,2
Niedersachsen	16.535	11.023	73,1
Nordrhein-Westfalen	6.290	4.193	27,8
Rheinland-Pfalz	2.081	1.387	9,2
Saarland	551	367	2,4
Sachsen	6.260	4.173	27,7
Sachsen-Anhalt	24.000	16.000	106,1
Schleswig-Holstein	2.840	1.893	12,6
Thüringen	4.770	3.180	21,1
Gesamt	119.468	79.645	528,0

Die Bestimmung der Jahrgasmenge erfolgt über die Berechnung der Volllaststunden des Anlagenparks. Diese wird über die eingespeiste Jahrgasmenge 2015 nach Monitoringbericht der BNetzA (774 Millionen Nm³) sowie der stündlichen Einspeisemenge aller Anlagen mit dem entsprechenden Inbetriebnahmejahr berechnet /BNETZA-20 16/. Die sich so ergebende Volllaststundenzahl von 6.630 wird auf die Bereitstellung von Kohlendioxid übertragen, welche sich in Summe auf

ca. 528 Millionen Nm³ pro Jahr belüftet. Gemäß dem stöchiometrischen Verhältnis in der Methanisierungsreaktion ergibt die Kohlendioxidmenge ein Produktions-Potenzial von 5,26 TWh_{Hu} Methan pro Jahr.

Die regionale Verteilung und Aggregation auf NUTS-3 Ebene ist in **Abbildung 2-8** dargestellt.

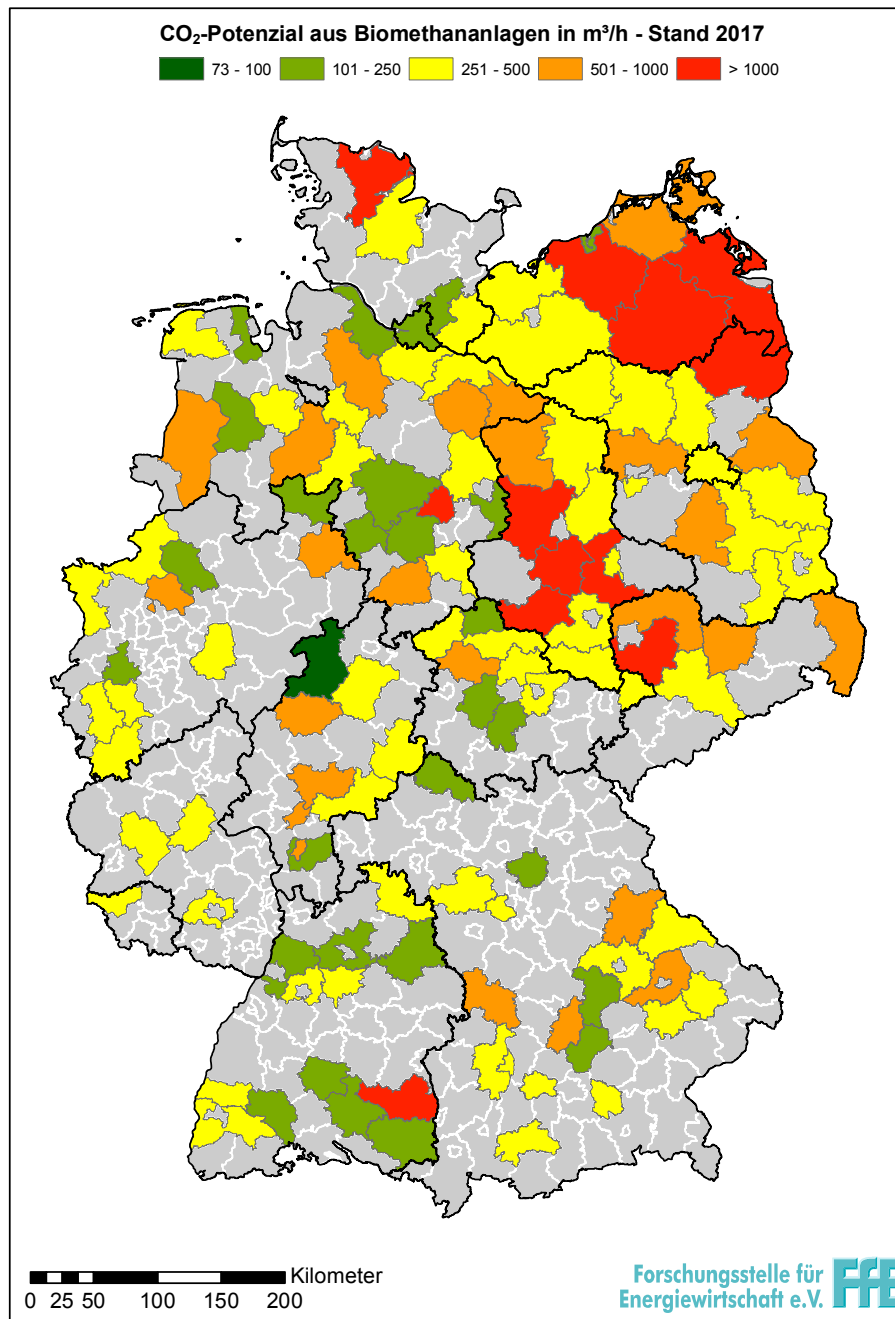


Abbildung 2-8: *Theoretisches CO₂-Potenzial durch Biomethananlagen nach /DENA-06 17/*

Die Darstellung zeigt, dass es eine Konzentration des theoretischen CO₂-Potenzials aus Biomethananlagen im Norden bzw. Nord-Osten von Deutschland gibt. Im weiteren Verlauf erfolgt die Annahme, dass das CO₂ aus den Biomethananlagen ohne zusätzlichen Aufwand (Kosten, Technik) für die Methanisierung am Anlagenstandort

der Biomethananlage zur Verfügung gestellt werden kann. Sollte die CO₂-Reinheit bzw. die Druckstufe nicht ausreichen, sind zusätzliche Prozessschritte zu integrieren. Für den Fall, dass die Power-to-Methan-Anlage nicht am Biomethan-Standort integriert ist, erfolgt ein zusätzlicher Aufwand für den Transport des Kohlendioxids. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, die Methanisierung direkt mit Rohbiogas durchzuführen, wodurch sich weitere Potenziale durch die Adaption von Biogasanlagen mit Verstromung ergeben /ZSW-02 12/.

Für die standortunabhängige Bereitstellung von Kohlendioxid besteht die Möglichkeit, dass CO₂ aus der Umgebungsluft zu filtern. Dabei ist das CO₂ im Vergleich zu Rohbiogas mit einer wesentlich geringeren Konzentration (ca. 400 ppm) vorhanden. Der thermische und elektrische Energieaufwand beträgt dabei in Abhängigkeit von der verwendeten Technologie zwischen 6,1 und 12,3 MJ je Kilogramm CO₂/LBST-02 16/. Dadurch ist die Bereitstellung von Kohlendioxid durch Abscheidung aus der Umgebungsluft aufgrund des technischen, ökonomischen und energetischen Aufwandes erst im Jahr 2050 als flächendeckende Option zu sehen.

Gasabsatz in Deutschland

Basis für die Bestimmung des Potenzials von Power-to-Methan und Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz ist die Regionalisierung des Gasabsatzes in Deutschland. Die hierfür in /FFE-05 16/ entwickelte Methodik wird im Folgenden adaptiert (vgl. Abbildung 2-7).

Ausgangspunkt ist dabei der Gasverbrauch in Deutschland (vgl. **Tabelle 2-6**), welcher für das Jahr 2015 nach /AGEB-02 17/ erfolgt. Die Abschätzung des Gasabsatzes in den Stützjahren 2030 (Referenzprognose) und 2050 (Trendszenario) orientiert sich an /BMWI-01 14/.

Tabelle 2-6: *Erdgasabsatz für verschiedene Verbraucher und deren Entwicklung in Deutschland nach /AGEB-02 17/, /BMWI-01 14/*

	Status Quo	2030 / 2035	2050
Industrie in TWh	216,4	167,4	150,9
Haushalte und Verkehr in TWh	241,4	197,78	163,3
GHD in TWh	113,6	55,6	29,2
Fernheizwerke in TWh	23,6	23,3	37,8
Kraftwerke und Heizkraftwerke in TWh	125,3	114,5	162,3
Gesamt	720,3	558,6	543,6

Im Vergleich zu dem heutigen Gasverbrauch steigt in der Energiewirtschaft der Erdgasverbrauch bis 2050 um ca. 51,3 TWh an. In den Verbrauchsgruppen Industrie, Haushalte und Verkehr sowie GHD sinkt der Erdgasabsatz jedoch um ca. 228 TWh, wodurch der gesamte Gasabsatz bis ins Jahr 2050 um 176,7 TWh sinkt.

Gemäß des Netzentwicklungsplanes Gas 2016-2026 wird für das Jahr 2026 ein gesamter Gasbedarf von 692 TWh prognostiziert /FNB-01 17/. Dieser Wert liegt im Entwicklungskorridor des gesamten Gasbedarfs aus Tabelle 2-6.

Der aggregierte Erdgasabsatz wird gemäß den in **Tabelle 2-7** dargestellten Kriterien regionalisiert. Das Ergebnis auf NUTS-3 Ebene ist in **Abbildung 2-9** dargestellt. Aufgrund der geringen Abweichung der Gesamtzahlen für die Stützjahre 2030 und 2050 wird auf eine gesonderte Darstellung des Jahres 2035 verzichtet.

Tabelle 2-7: *Kriterien im FfE-Regionenmodell zur regionalen Verteilung des Erdgasabsatzes*

Verbrauchergruppe	FfE-Regionenmodell Regionale Skalierung nach
Industrie (ohne Kraftwerke)	Energieverwendung in der Industrie nach Regionalstatistik /DESTATIS-08 14/
Private Haushalte, Verkehr	Wärmebedarf (Raumwärme, Warmwasser)
GHD	Zahl der Erwerbstätigen
Kraftwerke, Heizkraftwerke Industrie Kraftwerke	installierte elektrische Leistung
Fernheizwerke	Erdgasverbrauch der Fernheizwerke nach /AGFW-01 16/

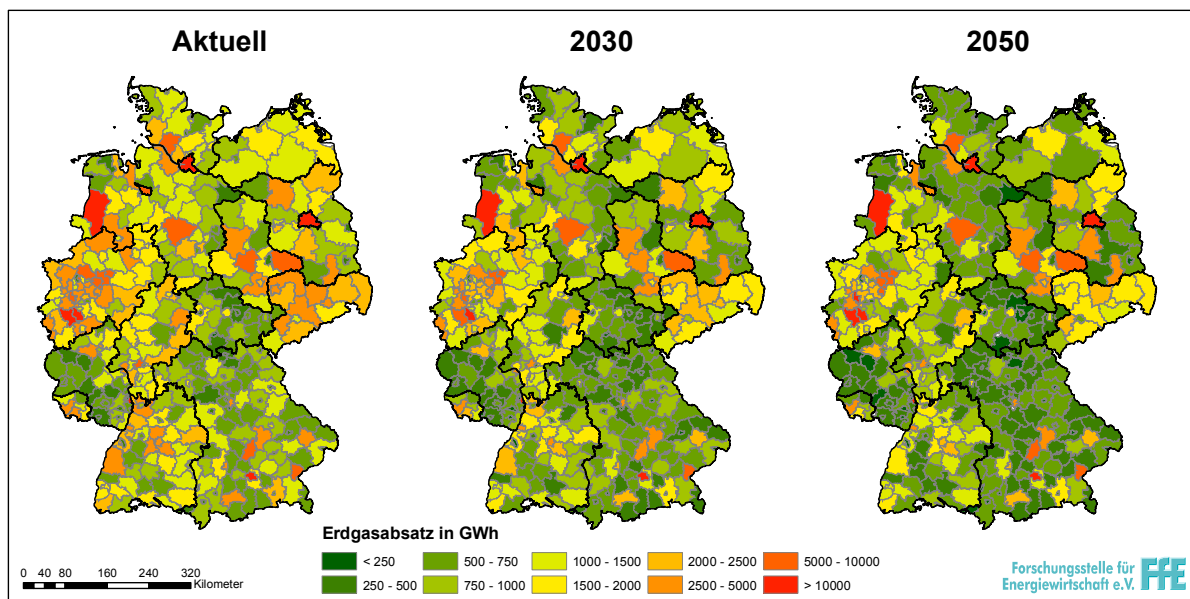


Abbildung 2-9: *Aggregierter Erdgasabsatz auf NUTS-3 Ebene sowie dessen Entwicklung für 2030 und 2050*

Gasbezugsprofile der Verbrauchergruppen

Aus dem Gasabsatz in Tabelle 2-6 und dem Gasbezugsprofil (schematisch dargestellt in **Abbildung 2-10**) kann näherungsweise die minimale Gasbezugslast für eine Verbrauchergruppe nach **Formel (2-3)** berechnet werden. Dazu müssen für das Gasbezugsprofil jeweils die Volllaststunden und das Verhältnis von minimaler zu maximaler Gasbezugslast bekannt sein.

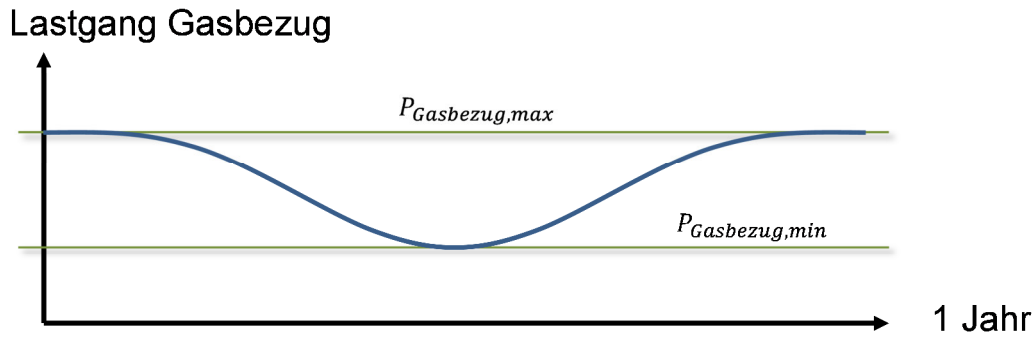


Abbildung 2-10: Schematischer Verlauf des Gasbezugsprofils /FFE-05 16/

$$P_{\text{Gasbezug,min}} = \frac{E_{\text{Gasabsatz}}}{t_{\text{v,Gasbezug}}} \cdot \frac{P_{\text{Gasbezug,min}}}{P_{\text{Gasbezug,max}}} \quad (2-3)$$

$P_{\text{Gasbezug,min}}$ [W_{Gas}]:	minimale Gasbezugslast
$P_{\text{Gasbezug,max}}$ [W_{Gas}]:	maximale Gasbezugslast
$E_{\text{Gasabsatz}}$ [$Wh_{\text{Gas/a}}$]:	Gasabsatz pro Jahr
$t_{\text{v,Gasbezug}}$ [h/a]:	Volllaststunden des Gasbezugs

Die angenommenen Parameter der Gasbezugsprofile sind in Tabelle 2-8 nach Verbrauchergruppen zusammengefasst. Eine Begründung der einzelnen Parameter ist in /FFE-05 16/ aufgeführt und wird an dieser Stelle nicht wiederholt.

Tabelle 2-8: Angenommene Parameter der Gasbezugsprofile nach Verbrauchergruppen /FFE-05 16/

Branche	$t_{\text{v,Gasbezug}}$ in h/a	$P_{\text{Gasbezug,min}}/P_{\text{Gasbezug,max}}$
private Haushalte, Verkehr, GHD, Kraftwerke (öffentliche Elektrizitätsversorgung), Fernwärme (Heizkraftwerke und Fernheizwerke)	3.100	10 %
Industrie Kraftwerke, Industrie restlicher Gasabsatz	5.000	50 %

Die Aggregation der minimalen Gasbedarfe ist in **Abbildung 2-11** dargestellt und repräsentiert das Power-to-Methan Substitutionspotenzial aus der Perspektive der installierbaren Leistung. Dabei erfolgt die Annahme, dass keine Speicher integriert sind und das erzeugte Gas lokal verbraucht wird.

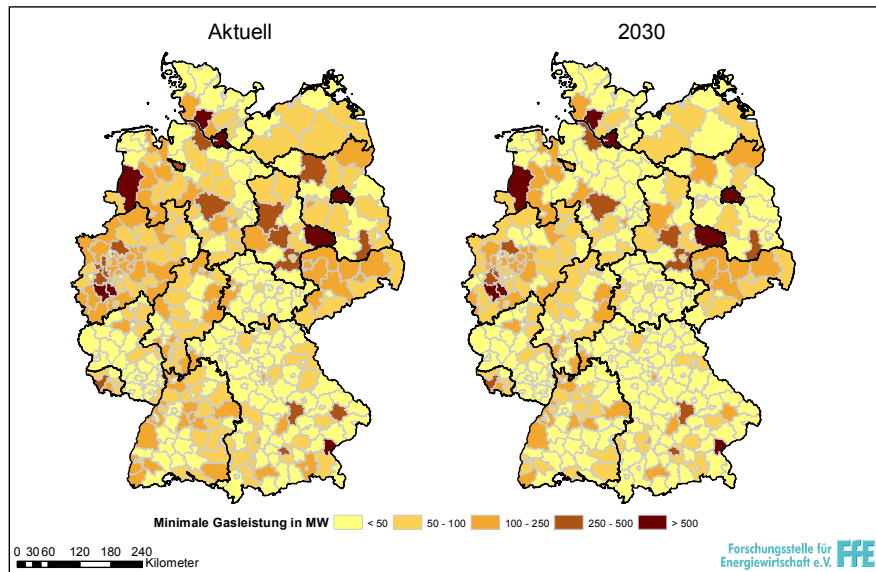


Abbildung 2-11: *Minimale Gasleistung je NUTS-3 Ebene*

2.2.2 Power-to-Wasserstoff

Auf dieser Basis ist die regionale Einspeisemenge von Wasserstoff in das Gasnetz – unter Berücksichtigung der entsprechenden Limitationen – bestimmbar. Für das PtX-Produkt „Wasserstoff“ erfolgt für die Analyse des theoretischen Substitutionspotenzials zudem die Betrachtung des Wasserstoffbedarfes in der Industrie sowie in der Mobilität. Die Bereiche „Haushalt“ und „GHD“ werden aufgrund des zu vernachlässigenden Potenzials, insbesondere bis ins Jahr 2030, an dieser Stelle nicht mit betrachtet.

Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz

Der Anteil des zulässigen Wasserstoffanteils im Erdgasnetz ist u. a. von den Komponenten der Gasinfrastruktur abhängig. In /DVGW-01 13/ sind die jeweiligen Wasserstofftoleranzen der Komponenten dargestellt. Demnach ist für viele Bestandteile der Gasinfrastruktur ein Wasserstoffanteil von 10 Vol.-% unbedenklich, wohingegen bspw. Erdgastanks in Fahrzeugen den H₂-Anteil auf 2 Vol.-% limitieren. Im Folgenden erfolgt die Bestimmung des Einspeisepotenzials von Wasserstoff auf Basis von 2 und 10 Vol.-%. Neben der volumetrischen Einschränkung sind noch die brenntechnischen Kenndaten des entstehenden Gasgemisches zu beachten, wobei in /FFE-05 16/ diesbezüglich eine Zumischung bis zu 10 Vol.-% als zumeist unkritisch gesehen wird.

Für die Bestimmung der integrierbaren Wasserstoffleistung nach **Formel (2-4)** und **(2-5)** (ohne Speicher o. ä.) ist neben der volumetrischen Wasserstofftoleranz der minimale Gasbezug aus Formel (2-3) zu berücksichtigen.

$$P_{\text{Gasbezug}} = \dot{V}_{\text{Erdgas}} \cdot \text{LHV}_{\text{Erdgas}} \quad (2-4)$$

$$P_{\text{H}_2} = \dot{V}_{\text{H}_2} \cdot \text{LHV}_{\text{H}_2} = \text{Anteil}_{\text{H}_2} \cdot \dot{V}_{\text{Erdgas}} \cdot \text{LHV}_{\text{H}_2} = \text{Anteil}_{\text{H}_2} \cdot \frac{\text{LHV}_{\text{H}_2}}{\text{LHV}_{\text{Erdgas}}} \cdot P_{\text{Gasbezug}} \quad (2-5)$$

P_{Gasbezug} [W]:	thermische Leistung Erdgas
\dot{V}_{Erdgas} [Nm ³ /h]:	Volumenstrom Erdgas
$\text{LHV}_{\text{Erdgas}}$ [kWh/Nm ³]:	unterer Heizwert Erdgas (ca. 10 kWh/Nm ³ /LIN-01 08/)
P_{H_2} [W]:	thermische Leistung Wasserstoff
\dot{V}_{H_2} [Nm ³ /h]:	Volumenstrom Wasserstoff
LHV_{H_2} [kWh/Nm ³]:	unterer Heizwert Wasserstoff (ca. 3 kWh/Nm ³ /LIN-01 08/)

Die aggregierten Ergebnisse auf Bundeslandebene sind in **Tabelle 2-9** und **Abbildung 2-11** dargestellt. Es ist beachten, dass der jeweilige Gasdurchsatz am potenziellen Anlagenstandort für die Dimensionierung zu beachten ist.

Tabelle 2-9: Wasserstoffeinspeiseleistung auf Bundeslandebene, heute und 2030 sowie die H₂-Einspeiserestriktionen (2 und 10 Vol.-%)

	heute H ₂ -Einspeisung in MW (2 Vol.-%)	heute H ₂ -Einspeisung in MW (10 Vol.-%)	2030 H ₂ -Einspeisung in MW (2 Vol.-%)	2030 H ₂ -Einspeisung in MW (10 Vol.-%)
Baden-Württemberg	19,8	98,9	15,0	74,9
Bayern	35,6	178,2	27,6	137,9
Berlin	4,8	23,8	3,8	18,8
Brandenburg	9,8	48,9	7,7	38,4
Bremen	2,1	10,5	1,6	8,1
Hamburg	4,8	24,0	3,7	18,4
Hessen	13,3	66,5	10,2	50,8
Mecklenburg- Vorpommern	2,7	13,4	2,1	10,3
Niedersachsen	32,7	163,5	25,4	127,1
Nordrhein-Westfalen	49,7	248,7	39,0	195,1
Rheinland-Pfalz	25,7	128,6	19,9	99,5
Saarland	4,8	24,0	3,7	18,4
Sachsen	9,5	47,4	7,3	36,4
Sachsen-Anhalt	15,2	76,2	11,9	59,3
Schleswig-Holstein	9,3	46,4	7,1	35,4
Thüringen	4,8	24,2	3,7	18,7
Gesamt	244,6	1.223,2	189,5	947,6

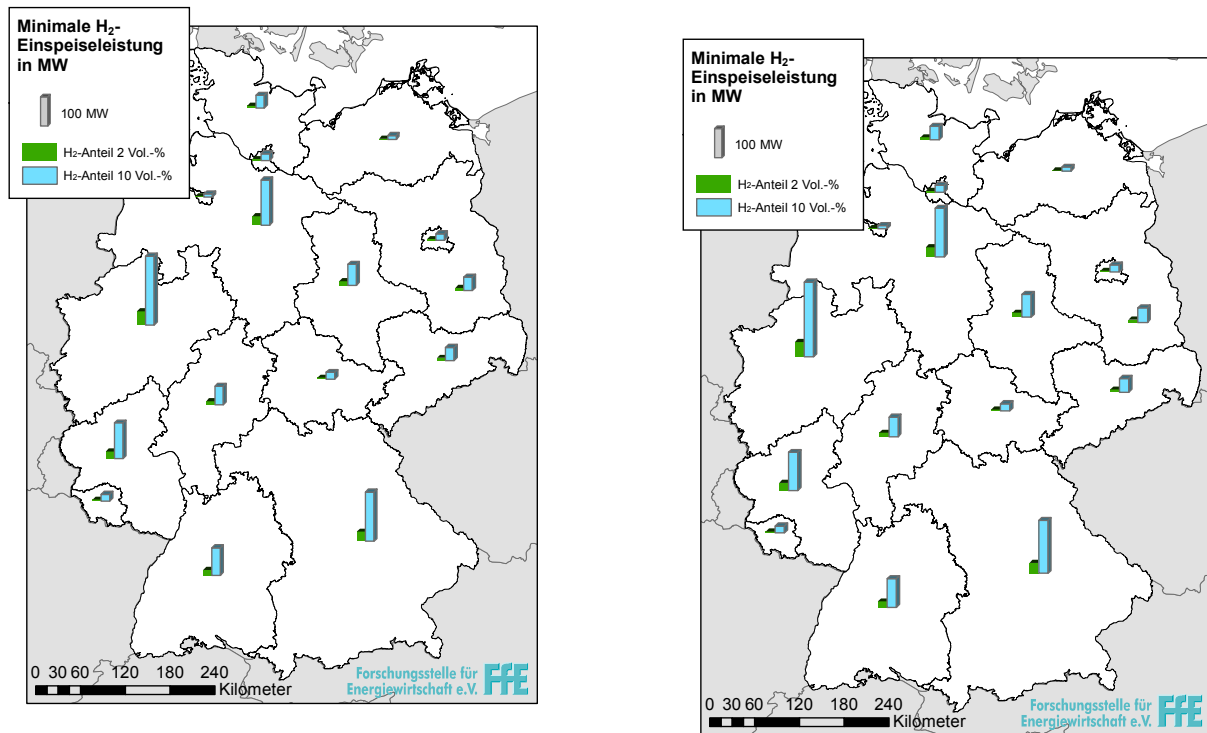


Abbildung 2-12: *Minimale Wasserstoffeinspeiseleistung, heute (linke Darstellung) und für das Jahr 2030 (rechte Darstellung)*

Die minimale H₂-Einspeiseleistung beschreibt die chemische Ausgangsleistung der Elektrolyse. Für die Rückrechnung auf die elektrische Anschlussleistung und somit die PtX-Leistung im Rahmen des NEP ist der Wirkungsgrad aus Tabelle 2-1 mit zu berücksichtigen.

Wasserstoff in der Industrie

Der Wasserstoffbedarf in der Industrie sowie die entsprechende Entwicklung des Absatzes sind in **Tabelle 2-10** sowie **Abbildung 2-13** dargestellt. Dabei liegt der Fokus auf der Betrachtung von Ammoniak, Methanol und Raffinerien (Mineralöl).

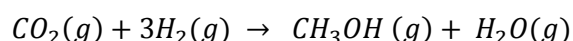
Die Herstellung von Ammoniak erfolgt nach dem Haber-Bosch-Verfahren gemäß **Formel (2-6)**.



N₂: Stickstoff (gasförmig)
 NH₃: Ammoniak (gasförmig)

Die Wasserstoffbereitstellung erfolgt auf dem konventionellen Pfad durch die Wassergas-Shift-Reaktion bzw. Dampfreformierung unter Einsatz von Erdgas. Wie in Tabelle 2-10 dargestellt, beziffert sich der Wasserstoffbedarf in der Ammoniaksynthese auf 19,6 TWh_{Hu} im Jahr 2015 und ist potenziell durch strombasierte Wasserstoffherstellung an den entsprechenden Standorten substituierbar. /ÖKO-01 14/

Die synthetische Methanolproduktion erfolgt u. a. gemäß den Reaktionsgleichungen in **Formel (2-7)**.



CO: Kohlenstoffmonoxid (gasförmig)
 CH₃OH: Methanol (flüssig)

Analog zur Ammoniakherstellung bietet der Wasserstoffbedarf für die Methanolsynthese (12,7 TWh_{Hu} im Jahr 2015) die Möglichkeit, diesen durch das PtX-Produkt Wasserstoff zu substituieren. Wasserstoff wird zudem in Raffinerien für die Entschwefelung von Kohlenwasserstoffen und für das Hydrocracken verwendet, wodurch weiteres Substitutionspotenzial gegeben ist. /ÖKO-01 14/

Tabelle 2-10: *Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in der Industrie nach /ÖKO-01 14/, /HYCOM-01 07/*

	2015	2030	2035	2050
Raffinerien in TWh _{Hu} ⁶	24,8	13,9	11,0	4,2
Methanol in TWh _{Hu}	12,7	12,4	12,4	12,1
Ammoniak in TWh _{Hu}	19,6	19,9	19,8	19,9
Sonstiges inkl. Stahlherstellung in TWh _{Hu}	13,9	13,9	13,9	13,9
Gesamt in TWh _{Hu}	71,0	60,1	57,1	50,1

Die Entwicklung bis ins Jahr 2050 zeigt auf der einen Seite, dass der Wasserstoffbedarf für Methanol, Ammoniak und sonstige Anwendungen annähernd konstant bleibt, wohingegen sich der Absatz in den Raffinerien von 24,8 TWh_{Hu} auf 4,2 TWh_{Hu} reduziert. Dies ist maßgeblich auf den verminderten Mineralölverbrauch in Deutschland zurückzuführen, welcher aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität weiter zurückgeht. Der Gesamtbedarf von 60,1 TWh im Jahr 2030 ergibt – bezogen auf den unteren Heizwert – eine Summe von 20,0 Mrd. Nm³ Wasserstoff und stellt somit das theoretische Potenzial dar, welches maximal durch strombasierten Wasserstoff in der Industrie substituiert werden kann. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein Großteil des Wasserstoffbedarfs als Nebenprodukt in chemischen Prozessen anfällt und somit das Substitutionspotenzial reduziert. Nach /DENA-03 16/ werden über 40 % des Wasserstoffbedarfs in der Industrie über Dampfreformierung von Erdgas sowie Naphtha hergestellt.

⁶ Hu steht für den unteren Heizwert von Wasserstoff

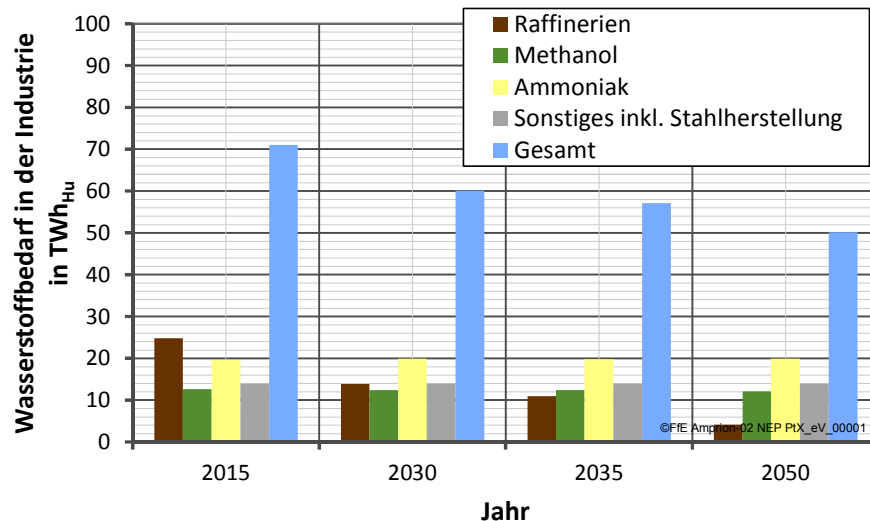


Abbildung 2-13: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in der Industrie nach /ÖKO-01 14/, /HYCOM-01 07/

Die regionalisierte Darstellung der Wasserstoffproduktion in der Industrie auf NUTS-3 Ebene erfolgt gemäß Auflistung in /HYCOM-01 07/. Über 90 % des Wasserstoffbedarfs wird vor Ort erzeugt, wodurch hier die Annahme zugrunde liegt, dass die regionale Verteilung der Produktion analog zum Verbrauch von Wasserstoff in der Industrie erfolgt. /BMVI-05 16/

Als Basis für die Regionalisierung der PtX-Leistung erfolgt in **Abbildung 2-14** die Zuordnung, Aggregation und Darstellung des Wasserstoffeinsatzes in der Industrie auf NUTS-3-Ebene.

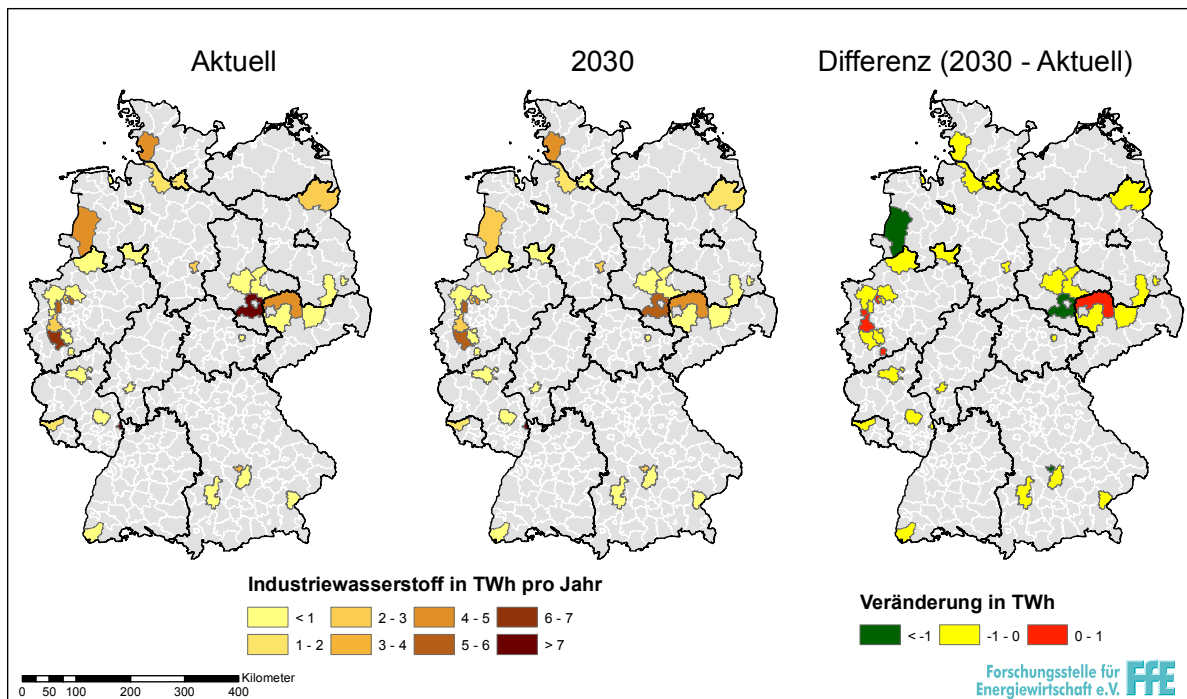


Abbildung 2-14: Wasserstoff in der Industrie heute (links), Jahr 2030 (Mitte) sowie die Veränderung (rechts)

Wie die Abbildung zeigt, beschränkt sich der Wasserstoffeinsatz in der Industrie auf einige Regionen (41 Landkreise), wodurch das räumliche Substitutionspotenzial limitiert ist. Die Entwicklung bis ins Jahr 2030 zeigt, dass der Wasserstoffabsatz v. a. in den Regionen mit Raffineriestandorten zurückgeht und nur an einigen wenigen Standorten ansteigt.

Wasserstoff in der Mobilität:

Als weitere Option für die Verwendung von Wasserstoff steht der Verkehrssektor zur Verfügung. Dabei ist prinzipiell der Einsatz im Personen-, Güter-, Schienen- und Luftverkehr denkbar, wobei im Folgenden der Fokus auf dem Personenverkehr liegt.

Für einen Markthochlauf von Brennstoffzellenfahrzeugen ist ein möglichst flächendeckendes Tankstellennetz notwendig. Hierfür sieht die Roadmap H2 MOBILITY bis Ende des Jahres 2019 bis zu 100 H₂-Tankstellen in Deutschland vor, welche sich vorwiegend auf die Ballungsgebiete sowie entlang der Korridore von Autobahnen konzentrieren. Bis zum Jahr 2023 ist der Ausbau auf 400 Wasserstoffstationen vorgesehen. /NOW-01 17/

In **Abbildung 2-15** sind verschiedene Szenarien für die Entwicklung der Wasserstoffmobilität im Personenverkehr sowie der daraus resultierende mittlere Wasserstoffbedarf dargestellt.

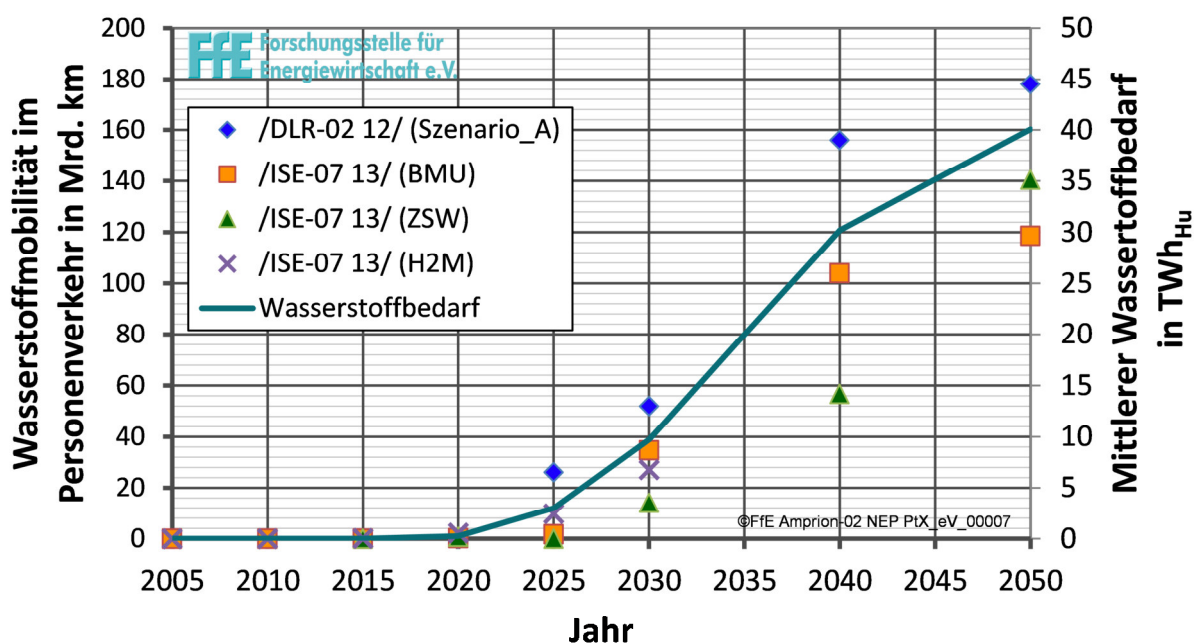


Abbildung 2-15: Entwicklung der Wasserstoffmobilität im Personenverkehr (Kilometer und dafür notwendiger Wasserstoffbedarf), eigene Darstellung nach /DLR-02 12/, /ISE-07 13/⁷

⁷Annahmen: Fahrleistung von 15.000 km / a; Spezifischer Verbrauch für die Jahre 2005, 2010, 2015, 2020, 2025, 2030, 2040 und 2050 in kg_{H₂} / 100 km: 1,1; 1,1; 1,1; 0,99; 0,95; 0,91; 0,86 und 0,83 angepasst nach / ISE-07 13/

Die Abschätzung der Entwicklung der Wasserstoffmobilität ist mit vergleichsweise hohen Unsicherheiten behaftet. Insbesondere durch die Abhängigkeit von der technologischen Weiterentwicklung der Elektromobilität (Kosten der Zellfertigung, Reichweite etc.), zu welcher die Wasserstoffmobilität als komplementärer bzw. konkurrierender Part gesehen werden kann. Die Gegenüberstellung der Szenarien in Abbildung 2-15 ergeben für das Jahr 2030 einen über die aufgeführten Szenarien gemittelten Wasserstoffbedarf von ca. 10 TWh_{Hu}, welcher bis ins Jahr 2050 auf ca. 40 TWh_{Hu} steigt. Aufgrund des relativ geringen Energiebedarfs im Jahr 2030 sowie der großen Unsicherheit der zugehörigen Entwicklung ist eine belastbare Aussage nur schwer zu treffen. Aus diesem Grund ist der Einsatz von Wasserstoff in der Mobilität kein Teil der folgenden Regionalisierung. Politische Weichenstellungen oder technologische Fortschritte können als Treiber wirken und den Wasserstoffbedarf in einem relevanten Maßstab erhöhen. Daher erfolgt die Empfehlung, die Entwicklung der Wasserstoffmobilität genau zu verfolgen und ggf. in den Prozess künftiger Netzentwicklungspläne zu integrieren.

2.2.3 Power-to-Heat

An dieser Stelle wird das PtH-Potenzial für industrielle Anwendungen betrachtet. Grundlagen für das PtH-Potenzial für Fernwärmesysteme werden in der parallel laufenden Studie „Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung“ erarbeitet. Die Bestimmung des theoretischen Substitutionspotenzials für Power-to-Heat in der industriellen Prozesswärme orientiert sich an den Vorarbeiten aus /FFE-20 17/ und /FFE-06 15/.

Das theoretische PtH-Potenzial (TPtHP) ist definiert als der maximale Endenergieverbrauch, der in Zukunft durch elektrische Anwendungen verursacht werden kann. Nicht inbegriffen sind aktuell durch Strom, Abfälle, Abwärme oder Erneuerbare Energien betriebene Prozesse und Anwendungen /FFE-20 17/.

Folgende vereinfachende Annahmen wurden für die Berechnung des TPtHP in der industriellen Prozesswärme getroffen:

- Das Potenzial bis 2030 beschränkt sich auf die Prozesse < 500 °C, da in diesem Temperaturbereich eine Elektrifizierung ohne direkten Eingriff in den Produktionsprozess möglich ist. Bis 2050 ist auch der Prozesswärmebedarf > 500 °C Teil des TPtHP.
- Die Prozesse < 500 °C sind warmwasser- oder dampfbasiert. Warmwasser und Dampf werden durch zentrale Wärmeerzeuger produziert und anschließend verteilt. Es erfolgt keine branchenspezifische Auslegung der eingesetzten PtH Technologien.
- Der industrielle Prozesswärmebedarf < 500 °C je Branche, wird bis 2050 als konstant angenommen. Es kommt zu keiner Verschiebung der Verbräuche zwischen den Branchen.⁸

⁸ Diese Annahme weicht von der Annahme in Tabelle 2-6 ab. Grund für diese Veränderung ist die Datenlage in der Energiereferenzprognose. Diese erlaubt keine Zuordnung von einzelnen Energieträgern zu Anwendungsbereichen in der Industrie /BMWI-01 14/.

Abbildung 2-16 zeigt die Vorgehensweise zur Bestimmung des TPtHP. In einem ersten Schritt werden Statistiken aus /ISI-02 16/ und /BLESL-01 13/ zusammengeführt, um den Endenergiebedarf für Prozesswärme nach Branchen und Temperaturniveau zu bestimmen (s. Abbildung 2-3). Anschließend wird durch Hinzunahme von Daten aus /AGEB-02 17/ der Anteil der Biomasse, nicht-/erneuerbaren Abfälle und Abwärme vom TPtHP unter 500 °C abgezogen.⁹

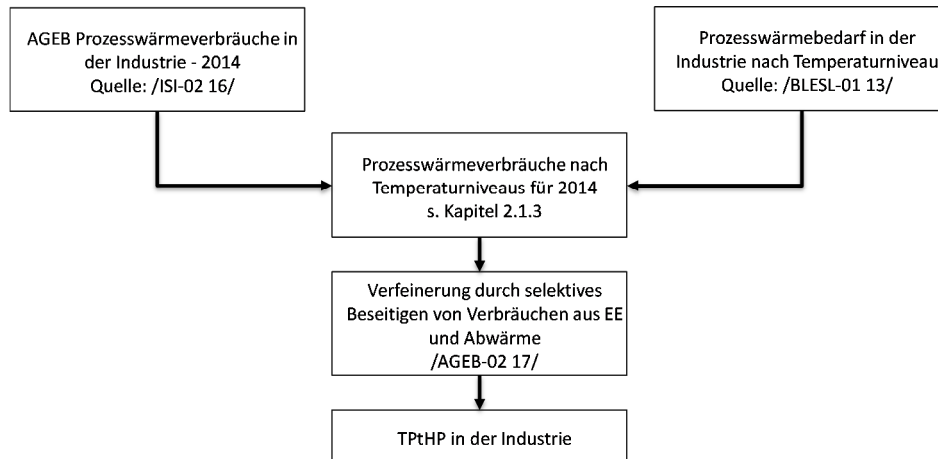


Abbildung 2-16: Vorgehensweise zur Bestimmung des theoretischen PtH Potenzials in der industriellen Prozesswärme

In diesem Schritt werden Einzelfallanalysen durchgeführt, da aus der Statistik (s. **Abbildung 2-17**) kein energieträgerscharfer Endenergieverbrauch je Temperaturniveau hervorgeht.

in PJ	Biomasse und erneuerbare Abfälle	Nichtererneuerbare Abfälle, Abwärme	Biomasse und erneuerbare Abfälle	Nichtererneuerbare Abfälle, Abwärme	Summe
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	0,1	-	-	-	-
Ernährung und Tabak	4,5	-	4,5	0,0	4,5
Papiergewerbe	27,6	2,8	27,6	2,8	30,4
Grundstoffchemie	1,5	38,2	1,5	38,2	39,7
Sonstige chemische Industrie	0,9	0,5	-	-	-
Gummi- u. Kunststoffwaren	0,3	0,1	-	-	-
Glas u. Keramik	0,8	0,6	-	-	-
Verarbeitung v. Steine u. Erden	17,2	33,1	-	-	-
Metallerzeugung	0,2	-	-	-	-
NE-Metalle, -gießereien	-	0,2	-	-	-
Metallbearbeitung	0,6	-	-	-	-
Maschinenbau	-	-	-	-	-
Fahrzeugbau	0,1	-	-	-	-
Sonstige Wirtschaftszweige	36,0	-	36,0	-	36,0
Summe Industrie	89,8	75,5	69,6	41,0	

Abbildung 2-17: Auszug aus der anwendungsorientierten Energiebilanz der Industrie für 2015 /ISI-02 16/, /AGEB-02 17/

Für jede Branche wird folglich untersucht, ob Biomasse, nicht-/erneuerbare Abfälle und Abwärme auf einem Temperaturniveau < 500 °C als Energieträger verwendet werden. Aufgrund der Heterogenität des Industriesektors wurde die Recherche auf die WZ

⁹ Die Bilanzierung der Abwärmenutzung in der Industrie durch die AGEB weist statistische Ungenauigkeiten auf. Dies wurde der FfE auf Anfrage bestätigt und sollte bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden.

Ernährung und Tabak, Papiergewerbe, Grundstoffchemie, Verarbeitung von Steinen und Erden und sonstige Wirtschaftszweige begrenzt. Insgesamt werden hierdurch ca. 97 % des Verbrauchs für Biomasse, nicht-/erneuerbare Abfälle und Abwärme analysiert.

Einzelfallanalyse: Ernährung und Tabak, Papiergewerbe und sonstige Wirtschaftszweige

In den Branchen Ernährung und Tabak, Papiergewerbe und sonstige Wirtschaftszweige können sämtliche Energiemengen einem Temperaturniveau $< 500\text{ °C}$ zugeordnet werden. Grund hierfür ist, dass unter keiner dieser Branchen Prozesse bilanziert werden, die ein Temperaturniveau $> 500\text{ °C}$ benötigen /BLESL-01 13/.

Einzelfallanalyse: Verarbeitung von Steinen und Erden

In der Branche Verarbeitung von Steinen und Erden wird der Verbrauch für Biomasse, nicht-/erneuerbare Abfälle und Abwärme vollständig dem Temperaturbereich $> 500\text{ °C}$ zugeordnet. Diese Zuordnung geschieht basierend auf folgender Kausalkette: Die Zementindustrie steht für einen Anteil von ca. 53 % (87 PJ) des gesamten Brennstoffbedarfes des WZ /DESTATIS-15 15/, /AGEB-04 16/. 97 % (84 PJ) des Brennstoffbedarfes in der Zementindustrie fällt im Drehrohren bei einem Temperaturniveau von ca. 1450 °C an. Wiederum 63 % (53 PJ) dieses Brennstoffbedarfes wird durch alternative Brennstoffe gedeckt, die in der Energiebilanz u. a. als nicht-erneuerbare Abfälle geführt werden.¹⁰ Abbildung 2-17 zeigt, dass ca. 34 PJ nicht erneuerbare Abfälle und Abwärme im WZ Verarbeitung von Steinen und Erden anfallen. Der Vergleich dieser beiden Werte erlaubt die Annahme, dass die Verbräuche für Biomasse, nicht-/erneuerbare Abfälle und Abwärme zum Großteil in den Drehrohren der Zementindustrie und folglich $> 500\text{ °C}$ anfallen.¹¹

Einzelfallanalyse: Grundstoffchemie

In der Grundstoffchemie ist eine Zuordnung der Biomasse, nicht-/erneuerbaren Abfälle und Abwärme zu einem Temperaturbereich nicht möglich. Grund hierfür sind die Schwierigkeiten bei der Bilanzierung der Verbräuche einzelner Prozesse, die in Abschnitt 2.2.3 beschrieben werden. Für die weitere Potenzialberechnung wird angenommen, dass der Verbrauch der Biomasse, nicht-/erneuerbaren Abfälle und Abwärme unter 500 °C entsteht. Durch diese Annahme wird eine starke Überschätzung des TPtHP vermieden.

Die Ergebnisse der Potenzialberechnung sind im nachfolgenden Diagramm dargestellt. Das TPtHP $< 500\text{ °C}$ beträgt ca. 470 PJ bis 2030.

¹⁰ Alternative Brennstoffe „stammen oft aus Materialien, die für andere Verwendungszwecke produziert oder verwendet wurden und am Ende ihrer Nutzungsdauer auf einem thermischen Weg weiterverwertet werden.“ /VDZ-01 12/

¹¹ Die Analyse des WZ zeigt, dass an unterschiedlichen Stellen Abwärme auf niedrigeren Temperaturniveaus verwendet wird (z.B. bei der Vorwärmung des Rohmaterials für den Drehrohren in der Zementindustrie). Eine belastbare bilanzielle Trennung der nichterneuerbaren Abfälle und Abwärme ist, basierend auf der hier verwendeten Statistik, jedoch nicht möglich. Das Potenzial $< 500\text{ °C}$ wird somit nicht um den Abwärmeposten bereinigt. Dies führt zu einer Überschätzung des Potenzials um maximal 20 PJ (entspricht dem Verbrauch des WZ $< 500\text{ °C}$).

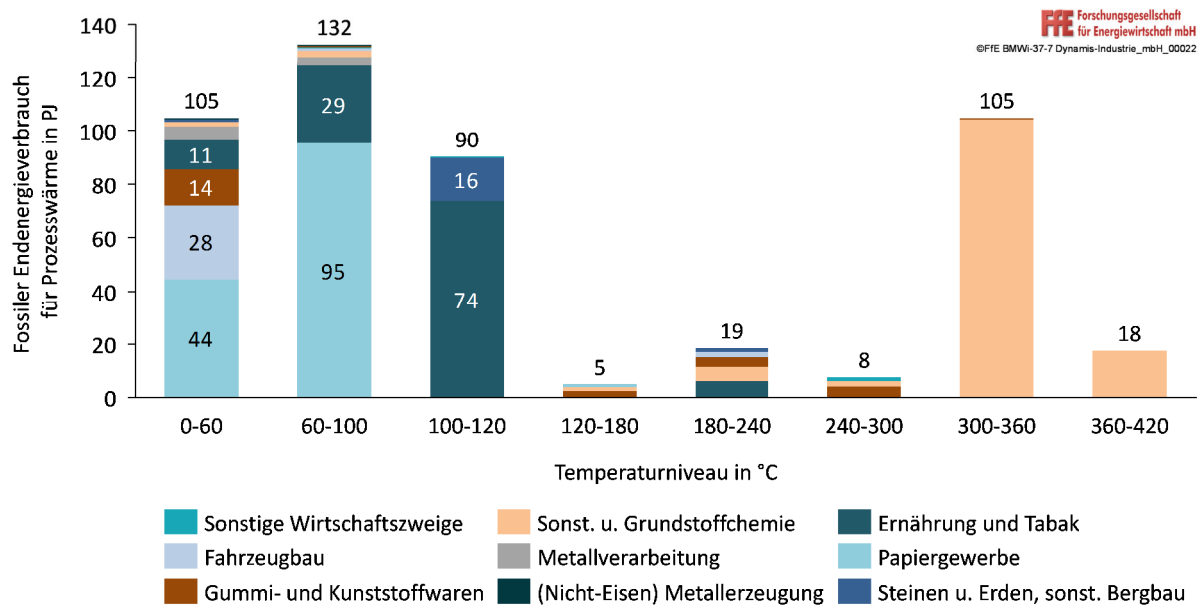


Abbildung 2-18: *Theoretisches Power-to-Heat Potenzial für 2015¹²*

Abbildung 2-18 zeigt, dass insbesondere die WZ Papiergewerbe, Ernährung und Tabak sowie die sonstige und Grundstoffchemie ein hohes TPtHP aufweisen. Der Einsatz einer Großwärmepumpe ist in den WZ Papiergewerbe und Ernährung und Tabak technisch möglich (< 120 °C). In der Chemieindustrie müssen höhere Drücke und Temperaturen erreicht werden. In diesen Prozessen ist PtH durch Einsatz des Elektrodenheizkessels inkl. Heizschwert möglich.

Ob es zum Einsatz dieser PtH-Technologien kommt, hängt maßgeblich von den Kosten der zu verdrängenden Referenztechnologie ab. Da im Rahmen dieses Vorhabens vereinfachend angenommen wird, dass keine branchenspezifische Differenzierung der eingesetzten Wärmeerzeuger erfolgt, ist in erster Linie der auf dem jeweiligen Temperaturniveau eingesetzte Energieträger ausschlaggebend für die Entscheidung, ob eine elektrische Technologie installiert wird. **Abbildung 2-19** zeigt den Endenergieverbrauch für industrielle Prozesswärme nach Temperaturniveau und Energieträger im Jahr 2015.

¹² Eigene Darstellung in Anlehnung an /BLES-01 13/ und Daten aus /AGEB-05 17/ und /ISI-02 16/. Aufgrund unterschiedlicher Aggregationsstufen der Wirtschaftszweige in den Originalquellen, wurden für diese Darstellung Wirtschaftszweige zusammengefasst (z.B. Grundstoffchemie und sonstige chemische Industrie). Aufgrund der Aussage eines Branchvertreters wurden die Verbräuche der chemischen Industrie, im Bereich zwischen 420 und 540 °C, auf den Temperaturbereich 300 bis 420 °C umverteilt.

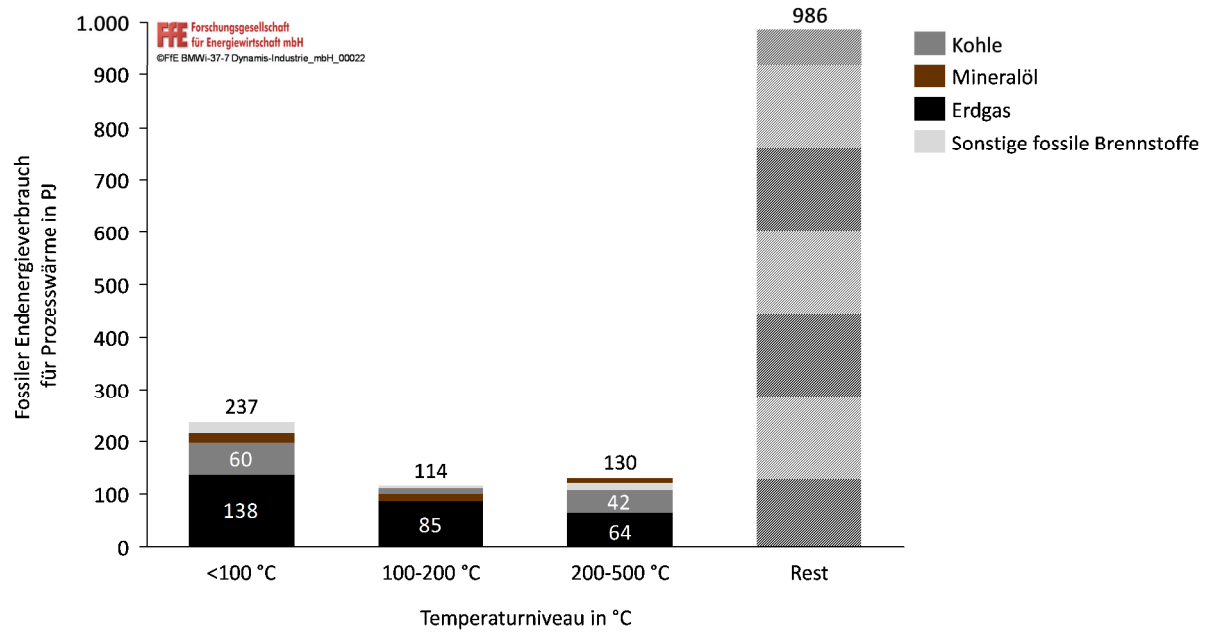


Abbildung 2-19: Industrieller Prozesswärmebedarf nach Temperaturniveau und Energieträger /ECDGE-02 16/ und /AGEB-02 17/¹³

Die Regionalisierung des TPtHP wird in Anlehnung an die Methodik zur Regionalisierung des Erdgasverbrauchs durchgeführt (s. Abschnitt 2.2.1). **Abbildung 2-20** zeigt das Ergebnis der Regionalisierung auf NUTS-3 Ebene.

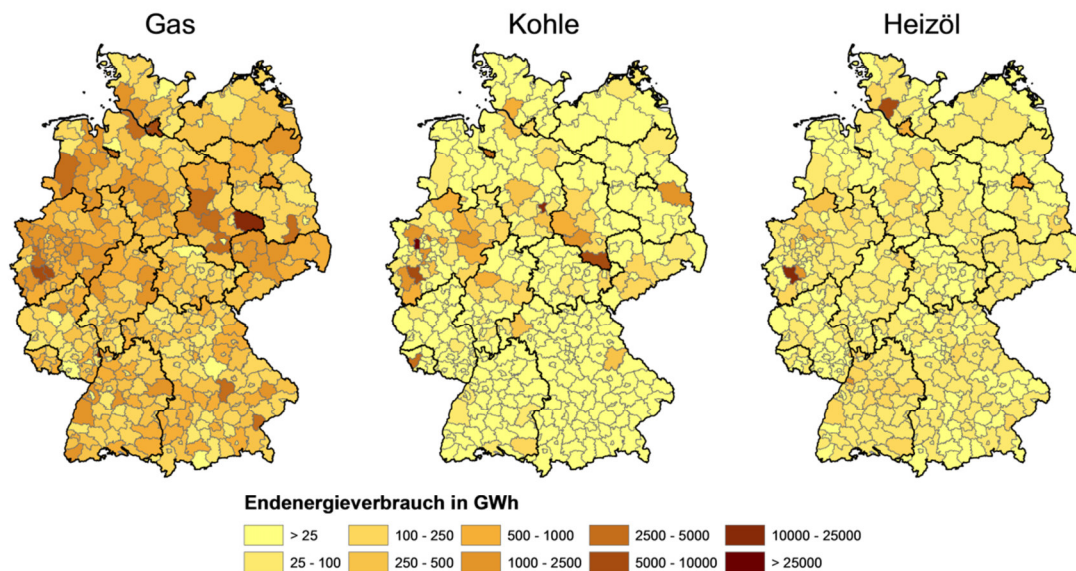


Abbildung 2-20: Regionalisiertes industrielles PtH-Potenzial nach Energieträgern (Basisjahr 2015) /ISI-02 16/, /DESTATIS-13 14/, /DESTATIS-15 15/, /DESTATIS-01 17/

¹³ Die Temperaturverteilung entstammt /ECDGE-02 16/ und wurde mittels /AGEB-02 17/ auf das Jahr 2015 skaliert. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass das Verhältnis der Energieträger je Temperaturniveau konstant geblieben ist.

Die Regionalisierung des TPtHP auf NUTS-3 Ebene erfolgt basierend auf einer Schlüsselung des fossilen Endenergieverbrauchs auf Landkreisebene über Erwerbstätigenzahlen aus /DESTATIS-13 14/. Im darauffolgenden Schritt erfolgt eine Skalierung der Verbräuche je Landkreis mittels Regionalstatistik /DESTATIS-01 17/. Hierdurch wird sichergestellt, dass in Regionen mit größeren Verwaltungssitzen keine Überschätzung des Energieverbrauchs auftritt. Abschließend erfolgt eine Skalierung des Gesamtverbrauchs auf das Jahr 2015, basierend auf /ISI-02 16/. Zuvor erfolgte eine Aufbereitung der Basisdaten:

- In /DESTATIS-01 17/ wurden Fehlwerte aus historischen Daten ergänzt. Die resultierende Fehlsumme wurde anschließend proportional zum Gesamtenergieverbrauch auf die existierenden Werte verteilt.
- In einem weiteren Schritt wurde aus /DESTATIS-15 15/ das Verhältnis zwischen nicht-energetischem und energetischem Verbrauch je WZ berechnet. Diese Statistik wurde anschließend mit /DESTATIS-01 17/ verschnitten, um eine saubere Skalierung der Verbräuche auf NUTS-3 Ebene zu ermöglichen.

Die Regionalisierung des TPtHP bildet die Grundlage für die Berechnung der PtH-Leistung in der industriellen Prozesswärme bis 2030/2035.

Theoretisches Power-to-Heat Potenzial 2050

Das TPtHP bis 2050 beinhaltet sowohl die Verbräuche für Prozesswärme $< 500\text{ °C}$ als auch $> 500\text{ °C}$ und liegt bei ca. 1650 PJ.¹⁴ Eine Elektrifizierung der Prozesse und Anwendungen im Temperaturbereich $> 500\text{ °C}$ ist bereits mit heute verfügbaren Technologien möglich /FFE-06 15/. So ist es beispielsweise möglich, langfristig die emissionsintensive Primärstahlproduktion durch Sekundärstahl und/oder eine Kombination aus Direktreduktion und Elektrolichtbogenofen zu erzeugen. In der Zementindustrie ist der Einsatz von induktiven Drehrohröfen eine Alternative zu aktuell fossil befeuerten Anlagen. Auch in der chemischen Industrie und in der Glas- und Keramikbranche existieren strombasierte Substitutionslösungen /NIL-01 16/. Eine Voll-Elektrifizierung der industriellen Prozesswärme ist folglich theoretisch bereits heute möglich.

Unter der Annahme, dass es zu keiner Verlagerung der CO₂-Emissionen in das Ausland kommt und dass auch in Zukunft CO₂-Sequestrierung und Speicherung/Nutzung keine bedeutende Rolle in Deutschland einnehmen wird, ist im Zeitraum zwischen 2030 und 2050 mit einem Zuwachs der installierten PtH-Leistung in der Industrie zu rechnen. Eine Erfüllung der Klimaziele ohne die Substitution fossiler Brennstoffe durch Strom (und/oder sogenannte erneuerbare Brennstoffe) ist nach aktuellen wissenschaftlichen Erkenntnissen kaum vorstellbar. Es kommt erschwerend hinzu, dass die existierenden Energieeffizienzpotenziale in der Industrie aufgrund sukzessiver Effizienzsteigerungen in der Vergangenheit begrenzt sind /ACA-01 17/.

¹⁴ Entspricht dem TPtHP basierend auf den fossilen Endenergieverbräuchen 2015. Siehe auch Summe der Balken in Abbildung 2-19.

3 Szenarioentwicklung und Betriebsstrategien

Mit den aus dem Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2017) durch die ÜNB zur Verfügung gestellten Zahlen zu Spitzenkappung und der Strompreiszeitreihe konnten auch ohne Berücksichtigung von Steuern und Abgaben kein marktgetriebener oder netzdienlicher Ausbau von PtX motiviert werden. An dieser Stelle sei bereits darauf hingewiesen, dass die in den Netzentwicklungsplänen angenommenen Ausbaupfade für Erneuerbare Energien sich an den aktuellen gesetzlichen Grundlagen orientieren. Besonders progressive Entwicklungen, deren Notwendigkeit auch aus dem Pariser-Klimaabkommen herausgelesen werden kann, sind nur teilweise abgebildet. Hierin ist auch die Begründung zu finden, warum im Vergleich zu anderen Studien keine PtX-Zubauleistung über EE-Abregelung oder über die Strompreiszeitreihe motiviert werden kann. Nachfolgend wird für PtG sowie für PtH allerdings eine Motivation erarbeitet welche auch für 2030 /2035 eine gegenüber heute erhöhte PtG und PtH-Leistung ausweist.

3.1 Power-to-Gas

3.1.1 Leistung

Als Ausgangspunkt wird ein Vergleich zwischen Potenzialen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie einem theoretischen Stromverbrauch bei einer vollkommenen Dekarbonisierung des deutschen Energiesektors¹⁵ gezogen. Auf Grundlage der gewonnen Erkenntnisse werden im Anschluss daran die Punkte

- Ressourceneffizienz (Form der Nutzung des EE-Dargebots),
- die Notwendigkeit eines Technologiehochlaufes für PtG-Technologien,
- Kostensenkungspotenziale bestehender Technologien,
- neue, potenziell disruptive Technologien für die Elektrolyse

andiskutiert und schließlich ein Fazit gezogen.

Wichtig ist vorab anzumerken, dass

- (1) *bei der folgenden Diskussion nicht zur Debatte steht, ob Klimaziele eingehalten werden, dass*
- (2) *nach aktuellem Stand der Wissenschaft es nicht zur Debatte steht, ob wir einen CO₂-neutralen chemischen Langfristspeicher benötigen, dass*
- (3) *es zur Debatte steht, wo die Wandler für die Erzeugung der CO₂-neutralen chemischen Brennstoffe stehen werden. Dabei muss der Wandler nicht zwangsläufig in Deutschland stehen.*
- (4) *ein Ausbau und Betrieb von Power-to-Gas in der Konsequenz Auswirkungen auf die zu installierende EE-Leistung hat.*

¹⁵ Bei einer vollkommenen Dekarbonisierung ist für den nichtenergetischen Verbrauch von chemischen Ausgangsprodukten zu berücksichtigen, dass diese ebenfalls durch grüne Ausgangsprodukte bereitgestellt werden müssen. Hierfür wären perspektivisch CO₂-neutrale chemische Energieträger notwendig zu deren Erzeugung ebenfalls Strom benötigt wird.

EE-Potenziale

Nach /IWES-04 13/ existiert ein Potenzial von 54 GW bzw. 258 TWh Offshore-Windenergie, wenn alle nutzbaren Flächen aus heutiger Sicht in der deutschen Nord- und Ostsee bebaut werden. Auswertungen der aktuellen Bundesfachpläne Offshore und beantragten Flächen weisen ein Potenzial zwischen rund 55 und 130 GW und somit ein Stromerzeugungspotenzial zwischen rund 250 TWh und 600 TWh bei einer Annahme von 4.500 Volllaststunden aus.

Hinzu kommt laut /IWES-02 11/ ein Potenzial von 198 GW bzw. 390 TWh Windenergie an Land, wenn 2 % der Landesfläche genutzt werden. In /FFE-46 17/ wird dieses Onshore-Potenzial mit 650 TWh um mehr als 50 % höher eingeschätzt, obwohl auch hier von 2 % der Landesfläche ausgegangen wird. Dies lässt sich auf die Optimierung der verwendeten Anlagentypen sowie einer besseren Ausnutzung der Fläche in der Simulation zurückführen. Allerdings wird in /FFE-46 17/ eine 100 %-Verfügbarkeit der Anlagen zugrunde gelegt. Es ist davon auszugehen, dass sich das Potenzial von Onshore-Windenergie zwischen den oben genannten Werten bewegen wird.

Neben der Off- und Onshore-Windenergie weist die Stromproduktion aus PV bei Nutzung vorhandener Siedlungsstrukturen nach /UBA-08 10/ ein Potenzial von 275 GW bzw. 248 TWh auf. Werden Freiflächen hinzugenommen, so kann sich der Wert leicht verdoppeln. Aufgrund von Flächenkonkurrenz kann angenommen werden, dass das PV-Strompotenzial in Deutschland bei rund 400 TWh liegt.

Des Weiteren liegt laut /BMWI-02 15/ die Stromproduktion aus Wasserkraft bei rund 20 TWh und die der Biomasse bei rund 45 TWh. Insbesondere letztere muss bei Nutzung von PV-Freiflächenanlagen geringer angesetzt werden. Von einem Ausbau der Wasserkraft in einem nennenswerten Maße ist nicht auszugehen.

Insgesamt ergibt sich so je nach Szenario ein theoretischer Ertrag aus EE-Anlagen zwischen rund 1100 TWh und 1700 TWh.

Stromverbrauch in der Energiewende

In /AGORA-05 15/ wird ein Vergleich zwischen dem Stromverbrauch in unterschiedlichen Klimaschutzszenarien für das Jahr 2050 gezogen. Die dort genannten Zahlen sind Szenarien entnommen, in denen Treibhausgasminderungsziele von 80 % angesetzt werden. Der Stromverbrauch bewegt sich in diesen Szenarien zwischen 462 und 788 TWh. Nach /AGORA-05 15/ liegt der Grund für die Spreizung v. a. in der unterschiedlichen Interpretation der Klimaziele und unterschiedlichen Abdeckungen der nichtenergetischen Emissionen. In /BMUB-06 15/ wird der Bruttostromverbrauch im 95 %-Szenario auf 779 TWh beziffert. Nach /HTW-02 16/ liegt der Stromverbrauch in Deutschland bei Erreichung einer 100 % emissionsfreien Energieversorgung im Jahr 2040 zur Einhaltung des 1,5°C-Ziels nach dem Pariser Klimaabkommen im Hocheffizienzscenario bei rund 1.300 TWh und im konservativen Fall bei etwa 3.000 TWh.

Vergleich zwischen EE-Potenzialen und Last

Der Vergleich zwischen dem in /HTW-02 16/ ausgewiesenen Stromverbrauch und den EE-Potenzialen zeigt, dass selbst bei einer starken Effizienzsteigerung die angesetzten EE-Potenziale in Deutschland womöglich nur knapp ausreichen, um den

Stromverbrauch für energetische Anwendungen decken zu können. Werden jedoch 779 TWh Stromverbrauch aus /BMUB-06 15/ herangezogen, so reichen die Potenziale in Deutschland leicht aus.

Ressourceneffizienz

Aus Gründen wie der Ressourceneffizienz ist davon auszugehen, dass der in Deutschland produzierte Strom so effizient wie möglich verwendet wird. Nur ein Teil des produzierten Stroms wird aufgrund des relativ geringen Nutzungsgrades mittels PtG in grüne Brennstoffe umgewandelt. Der verbleibende Brennstoffbedarf wird voraussichtlich durch Importe von grünen Brennstoffen gedeckt. Auch in /DENA-05 17/ wird beispielsweise davon ausgegangen, dass es einen hohen Importbedarf an synthetischen Brenn- und Kraftstoffen geben wird.

Notwendigkeit des Technologiehochlaufes

Damit Technologien für die Produktion von grünen Brennstoffen in Deutschland entwickelt und getestet werden können, ist ein Mindestmaß an Anlagen zur Produktion grüner Brennstoffe notwendig. Heute sind rund 34 MW Pilot-Anlagen in Deutschland installiert bzw. geplant (vgl. **Abbildung 3-1**). Sollen Kostenreduktionspotenziale sowie die technische Machbarkeit von Großanlagen aufgezeigt werden können, ist eine Vervielfachung der gesamten Anlagenleistung notwendig.

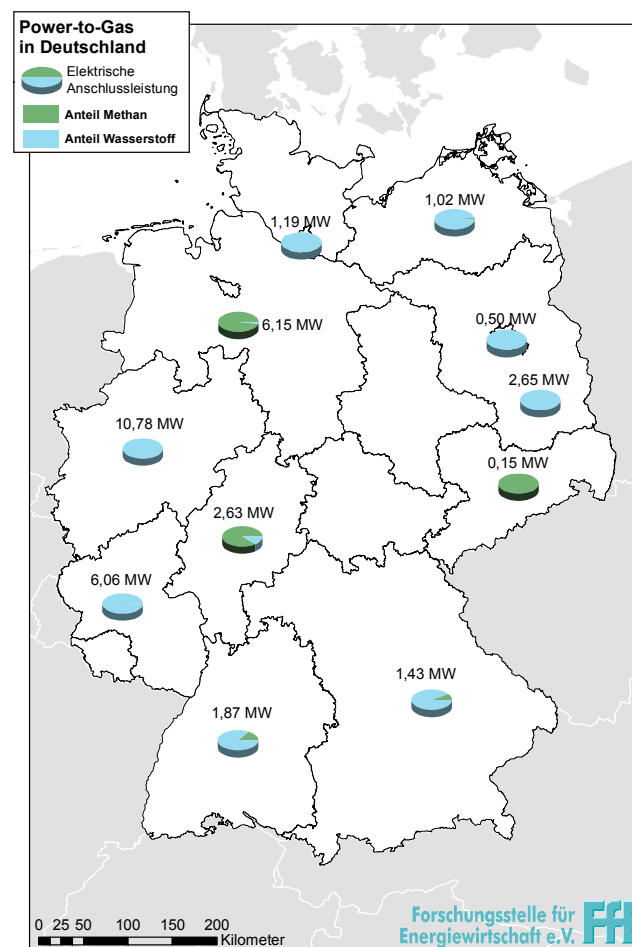


Abbildung 3-1: Übersicht über die aktuellen PtG-Pilotprojekte in Deutschland, eigene Darstellung nach /DENA-01 17/

Kostensenkungspotenziale

In **Abbildung 3-2** ist eine Kostendegressionskurve aus /FENES-01 14/, S. 117 dargestellt. Darin ist zu erkennen, dass die Kosten bei einer etwa 30-fach höheren Anlagenleistung¹⁶ als heute um etwa einen Faktor 2 und mehr sinken können.¹⁷

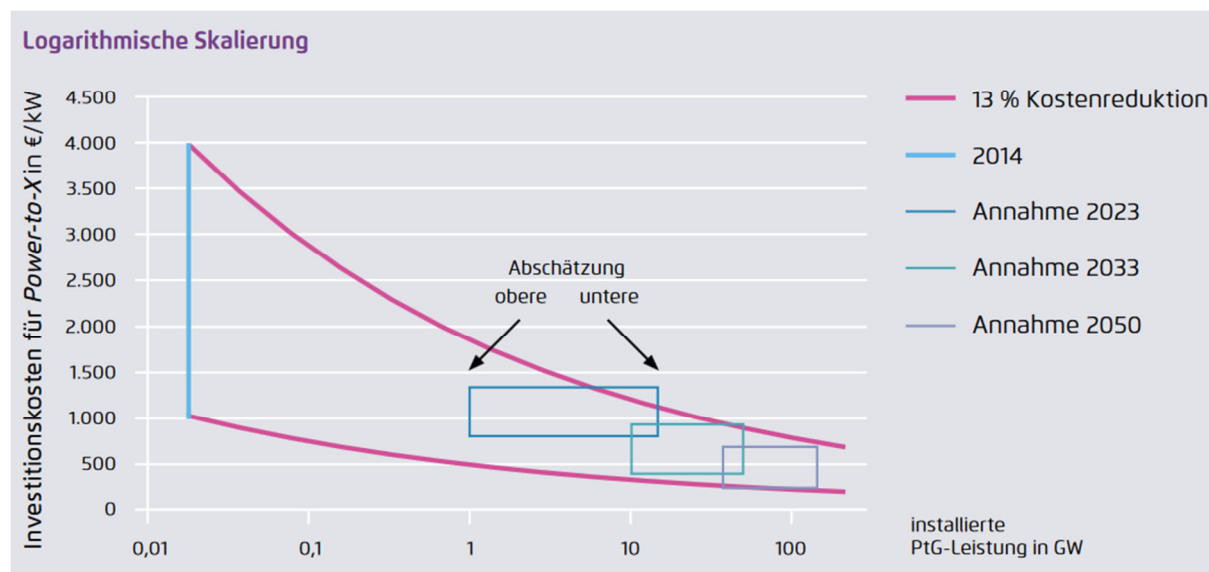


Abbildung 3-2: *Bandbreite der Kostenentwicklung bei einem Lernkurvenansatz mit einer Lernrate von 13 % aus /FENES-01 14/, S. 117*

Nachdem nicht nur in Deutschland, sondern auch in anderen Staaten PtG ausgebaut wird, kann von einer noch weiteren Kostensenkung ausgegangen werden. Es stellt sich diesbezüglich die Frage, inwieweit Deutschland ähnlich wie bei der Photovoltaik bei der Bezahlbarmachung der Technologie in Vorleistung gehen möchte. Für die Ermittlung von Zahlen für den NEP ist darüber hinaus noch zu berücksichtigen, dass es im Rahmen der aufgespannten Szenarien nur zu einer mäßigen Erhöhung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz von PtG kommen sollte. Folglich sollte die installierte Leistung je nach Szenario auch die installierten EE-Leistungen berücksichtigen.

Kosten für EE-Gase in Deutschland vs. internationalem Vergleich

Die Produktion von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen kann unter Annahme bestimmter Entwicklungspfade für bestehende Technologien an Orten außerhalb Deutschlands deutlich günstiger sein /FRO-02 17/. Eine sich dadurch ergebende Importabhängigkeit von grünen Brennstoffen ist dabei nicht per se als negativ anzusehen. Gegenseitige ausgewogene Abhängigkeiten, wie sie auch heute bestehen, können aus geopolitischer Sicht konfliktentschärfend wirken.

Gleichermaßen ist bei dem Ansatz des kostengünstigeren Importes von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen zu berücksichtigen, dass auch die Produktion an den Orten mit den besten Bedingungen vielfältigen Potenzialbeschränkungen unterliegt. Diese werden vermutlich dann relevant, wenn der weltweite Bedarf an grünen Kraftstoffen bei

¹⁶ Dies entspricht in etwa einem GW

¹⁷ Die Kurve ist allerdings besonders sensitiv auf ihren Ausgangswert. Weitere Diskussionen hierzu finden sich in der aktuellen laufenden Studie /FRO-02 17/.

Einhaltung der Klimaziele betrachtet wird. Dieses Thema ist allerdings in der Literatur bislang nicht ausreichend behandelt.

Neue Elektrolyse-Konzepte

Es werden zwar auch neue Konzepte von Elektrolyseuren erforscht, welche ohne Membran auskommen und so das Potenzial haben, sehr kostengünstig in der Anschaffung zu sein. Allerdings gibt es noch eine Reihe von Herausforderungen in der Entwicklung, welche bewältigt werden müssen. /ESPOSITO-01 17/

Technologien auf diesem Reifegrad mit potenziell disruptiven Auswirkungen gibt es jedoch eine ganze Reihe. Es sollte darauf geachtet werden, dass nicht einer dieser Technologien aus heutiger Sicht für die Zukunft eine zu große Bedeutung zugemessen wird. Aufgabe der Wissenschaft ist es, die potenziellen Auswirkungen bei einem unterstellten Durchbruch der Technologien zu untersuchen. Für den NEP wird empfohlen, diese Technologien weiterhin auf dem Technologieradar zu belassen und sobald sich ein Durchbruch abzeichnet, sich ergebende Konsequenzen zu berücksichtigen.

Fazit:

Für den NEP mit den aus Klimaschutzsicht geringen EE-Leistungen wird auf Basis der Diskussion um die Ressourcen sowie der Kostensenkungspotenziale vorgeschlagen, eine installierte PtG-Leistung von 1 GW für Szenario A 2030, 2 GW für B 2030, 3 GW für C 2030 und 3 GW für B 2035 anzunehmen. Damit wird in Szenario B 2030 eine Kostensenkung um mehr als den Faktor 2 erreicht und das EE-Dargebot sehr effizient genutzt.

Für das Jahr 2050 kann im konservativsten Fall aus Sicht von PtG eine PtG-Leistung in Deutschland von 3 bis 10 GW angenommen werden. Das obere Ende der Bandbreite stellt dabei die PtG-Leistung zur Deckung des nicht energetischen Wasserstoffbedarfes in der Industrie gemäß Abbildung 2-13 dar, wenn von etwa 7.000 Volllaststunden ausgegangen wird. Durch Erneuerung der Bestands-Anlagen wären auch im unteren Bereich der Bandbreite weiterhin Projekte in Deutschland in begrenztem Umfang möglich.

Um perspektivisch den gesamten Bedarf an grünen Brennstoffen in Deutschland zu decken, ist jedoch eine deutlich höhere Leistung an PtG zu installieren. Die Zahlen reichen hier bis hin zu 254 GW /FRO-01 17/. Diese ist aber aus Kostengründen nach /FRO-02 17/ nicht zwangsläufig in Deutschland zu installieren. Abschließend kann festgehalten werden, dass es einer kontinuierlichen Neubewertung der zu installierenden PtG-Leistung in Deutschland bedarf. Diese Bewertung muss unter Berücksichtigung einer Reihe von Rahmenbedingungen erfolgen. Für diese Kurzstudie wurde eine Spannweite für das Jahr 2050 aufgezeigt, es kann aber aus genannten Gründen keine abschließende Empfehlung für das Jahr 2050 gegeben werden.

3.1.2 Betriebsstrategien

Die Betriebsstrategien für die Anlagen werden maßgeblich von dem Ort ihres Einsatzes abhängig sein. Sind Elektrolyse-Anlagen an einem Industriestandort für dessen H₂-Versorgung vorgesehen, so ist davon auszugehen, dass diese Anlagen mit einer Auslastung von etwa 7.000 Stunden betrieben werden. Für Methanisierungsanlagen, die

keine betrieblichen Einschränkungen durch eine minimale Produktionsmenge oder CO₂-Verfügbarkeit aufweisen, wird vorgeschlagen, dass sich deren Fahrweise am Börsenstrompreis unter Berücksichtigung von Steuern und Abgaben orientiert. Als Opportunität ist der Preis konventionellen Erdgases gegenüber zu stellen. Es folgt, dass eine Methanisierungsanlage zum Einsatz kommt, wenn Formel (3-1) gilt:

$$\frac{\text{€}_{\text{Strompreis}} + \text{€}_{\text{Steuer, Abgaben}}}{\eta_{\text{P2G}}} + \text{€}_{\text{OpEx}} \leq \text{€}_{\text{Erdgas}} \quad (3-1)$$

3.2 Power-to-Heat

3.2.1 Leistung

Power-to-Heat in Form von elektrischen Direktheizern in großtechnischen Anlagen wurde in den letzten Jahren aufgrund ausreichend hoher Regelleistungspreise umgesetzt. Diese Preise sind jedoch signifikant zurückgegangen /FFE-04 16/, wodurch sich aktuell kein Business-Case für diese Anwendung zeigt. Aufgrund von Steuern und Abgaben ist in den nächsten Jahren nicht davon auszugehen, dass es aufgrund der beschränkten Erlöspotenziale an den verschiedenen Elektrizitätsmärkten zu einem nennenswerten Zubau kommen wird.¹⁸ Allerdings können die Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs. 6a EnWG bis zu 2 GW in den Netzausbaubereichen kontrahieren, um die abzuregelnde EE-Menge zu vermindern. Für den NEP wird daher vorgeschlagen, in allen Szenarien für 2030 und 2035 von 2 GW Zubauleistung auszugehen. Diese Leistung wird voraussichtlich aufgrund der spezifisch geringsten Kosten in Fernwärmenetzen installiert werden.

3.2.2 Betriebsstrategien

Für die Betriebsstrategie wird für den Zeitraum bis 2023 entsprechend § 13 Abs. 6a EnWG vorgeschlagen die Anlagen einzusetzen, um EE-Abregelung zu vermeiden. Für Simulationen nach diesem Zeitpunkt wird vorgeschlagen, die Anlagen strompreisoptimiert unter Berücksichtigung der Strompreisstruktur der Betreiber einzusetzen. Letzteres bedeutet, dass insbesondere Steuern und Abgaben zu berücksichtigen sind. Als Opportunität kann vereinfachend der Wärmepreis angesetzt werden, der sich bei Betrieb eines erdgasgefeuerten Heizkessels ergeben würde. Es folgt, dass eine Methanisierungsanlage zum Einsatz kommt, wenn Formel (3-2) gilt:

$$\frac{\text{€}_{\text{Strompreis}} + \text{€}_{\text{Steuer, Abgaben}}}{\eta_{\text{PtH}}} + \text{€}_{\text{OpEx}} \leq \frac{\text{€}_{\text{Erdgas}}}{\eta_{\text{Kessel}}} \quad (3-2)$$

¹⁸ Auch von einem signifikanten Anstieg der Zeiten mit negativen Preisen ist nicht auszugehen. Grund dafür ist u. a. die 6-Stunden-Regel und das Herausfallen großer EE-Kapazitäten aus der Förderung. Neue EE-Anlagen werden in den nächsten Jahren v. a. marktbasierend zugebaut und deren Minimalangebot an der Börse wird sich leicht oberhalb von 0 €/MWh einstellen.

Die obige Diskussion zu Leistung und Betrieb bezieht sich auf die aktuelle Gesetzeslage, an die der NEP gebunden ist. Mittelfristig ist jedoch davon auszugehen, dass sich diese ändern wird und es so zu einer höheren PtH-Leistung kommen wird. Diese Regelungen könnten beispielsweise in Analogie zu § 13 Abs. 6a EnWG erfolgen und so auch alternative, im Vergleich zur strompreisorientierten Fahrweise, intelligentere Betriebsweisen von PtX-Anlagen fördern. Für diese Betriebsweisen könnte wie in § 13 Abs. 6a EnWG eine lokale Komponente (bspw. Redispatch / Einspeisemanagement) berücksichtigt werden. In Anbetracht der Digitalisierung wären dann auch Multi-Use-Konzepte vorstellbar, für die je nach Art des Einsatzes unterschiedliche Steuern und Abgaben anfallen.

4 Regionalisierung der PtX-Leistung

Die Regionalisierung der Power-to-Wasserstoff-, Power-to-Methan- und Power-to-Heat-Leistung erfolgt auf Basis der Substitutionspotenziale in Abschnitt 2.2 sowie der szenarienabhängigen Mantelzahlen in Kapitel 3. Für Power-to-Gas erfolgt die Annahme, dass 80 % der elektrischen Elektrolyseleistung für die reine Herstellung von Wasserstoff genutzt werden. Bei den verbleibenden 20 % erfolgt die Weiterverarbeitung zu Methan. Diese Aufteilung für die Jahre 2030 und 2035 lässt sich u. a. auf die geringeren CapEx, den höheren Wirkungsgrad sowie die Integration in Industrieprozess zurückzuführen (vgl. Abbildung 2-1 und Abbildung 2-2). In **Tabelle 4-1** sind die der Regionalisierung zugrunde liegenden Vorschriften aufgeführt. Aufgrund der Diskussion im Rahmen der Szenarioentwicklung für das Jahr 2050 ist eine Regionalisierung der PtG-Leistung nach den aufgeführten Regionalisierungsansätzen nicht zielführend. Ist in den weiteren NEP-Prozessen eine deutlich höhere PtG-Leistung als hier für die Jahre 2030 bzw. 2035 angenommen abzusehen, sind die Regionalisierungsvorschriften an die sich ergebenden Entwicklungen anzupassen.

Tabelle 4-1: *Regionalisierungsvorschriften für die Power-to-X-Leistung (elektrische Anschlussleistung) auf NUTS-3 Ebene*

PtX	Vorschrift
reine Elektrolyse	20 % der Elektrolyseleistung anteilig des Wasserstoffbedarfs in der Industrie über ganz Deutschland 80 % der Elektrolyseleistung anteilig des Wasserstoffbedarfs in der Industrie mit Nord-Süd-Gefälle gemäß Formel (4-1)
Elektrolyse und Methanisierung	20 % der Elektrolyseleistung anteilig des CO ₂ -Potenzials von Biomethananlagen über ganz Deutschland 80 % der Elektrolyseleistung anteilig des CO ₂ -Potenzials von Biomethananlagen mit Nord-Süd-Gefälle gemäß Formel (4-1)
Power-to-Heat in der Fernwärme	Verteilung der Anlagen nach § 13 Absatz 6a EnWG auf die im Netzausbaugebiet befindlichen Fernwärmenetze anteilig nach deren Fernwärmeabsatz

$$P_{G,i} = \left(0,2 \cdot e_{G,i} + 0,8 \cdot \frac{e_{G,i} \cdot (\sum_{i=1}^{n_G-1} i) + (b_i - 1)}{\sum_{i=1}^{n_G-1} 2i} \right) \cdot P_{G,DE} \quad (4-1)$$

- $P_{G,i}$ in W: Installierte PtG-Anschlussleistung im Landkreis i
 $e_{G,i}$: Anteil des Wasserstoffbedarfs in der Industrie bzw. CO₂-Potenzials von Biomethananlagen im Landkreis i
 n_G : Anzahl an Landkreisen mit einem Wasserstoffbedarf in der Industrie bzw. CO₂-Potenzial von Biomethananlagen größer Null
 $b_i \in [1; n]$: Multiplikationsfaktor des Landkreises i , abhängig vom Breitengrad
 $P_{G,DE}$ in W: Installierte PtG-Anschlussleistung in Deutschland gemäß Szenario

In Deutschland weisen 41 Landkreise einen Wasserstoffbedarf in der Industrie aus. Die Anzahl der Landkreise mit CO₂-Potenzial aus Biomethananlagen beträgt 127. Der Multiplikationsfaktor b_i ist dabei abhängig vom Breitengrad. Der nördlichste Landkreis erhält den Faktor n , der südlichste Landkreis den Faktor 1. Die Multiplikatoren der Landkreise dazwischen werden von Norden nach Süden in ganzzahligen Schritten vergeben. Somit erfolgt eine Verteilung der PtG-Leistung über ganz Deutschland mit Fokus auf nördliche Regionen.

Der Fokus bei Power-to-Gas auf die nördlichen Standorte begründet sich neben dem Substitutionspotenzial mit dem möglichen Mehrwert für das Energiesystem in Deutschland (Netz- bzw. Systemdienlichkeit).

Die aktuellen und geplanten Power-to-Heat-Anlagen (Elektrodenheizkessel) werden im Landkreis des jeweiligen Fernwärmenetzes verortet. Darüber hinaus werden Anlagen nach § 13 Absatz 6a EnWG auf die im Netzausbaugebiet befindlichen Fernwärmenetze verteilt. Die Verteilung erfolgt nach den jeweiligen Anteilen des Fernwärmeabsatzes am gesamten Fernwärmeabsatz im Netzausbaugebiet. Somit ist sichergestellt, dass die Power-to-Heat-Anlagen in kleinen Fernwärmenetzen nicht überdimensioniert werden.

In **Abbildung 4-1** ist die auf NUTS-3 Ebene regionalisierte PtX-Leistung in aggregierter Form sowie aufgeteilt in Power-to-Heat in der Fernwärme, Power-to-Wasserstoff und Power-to-Methan gemäß den Vorschriften aus Tabelle 4-1 dargestellt.

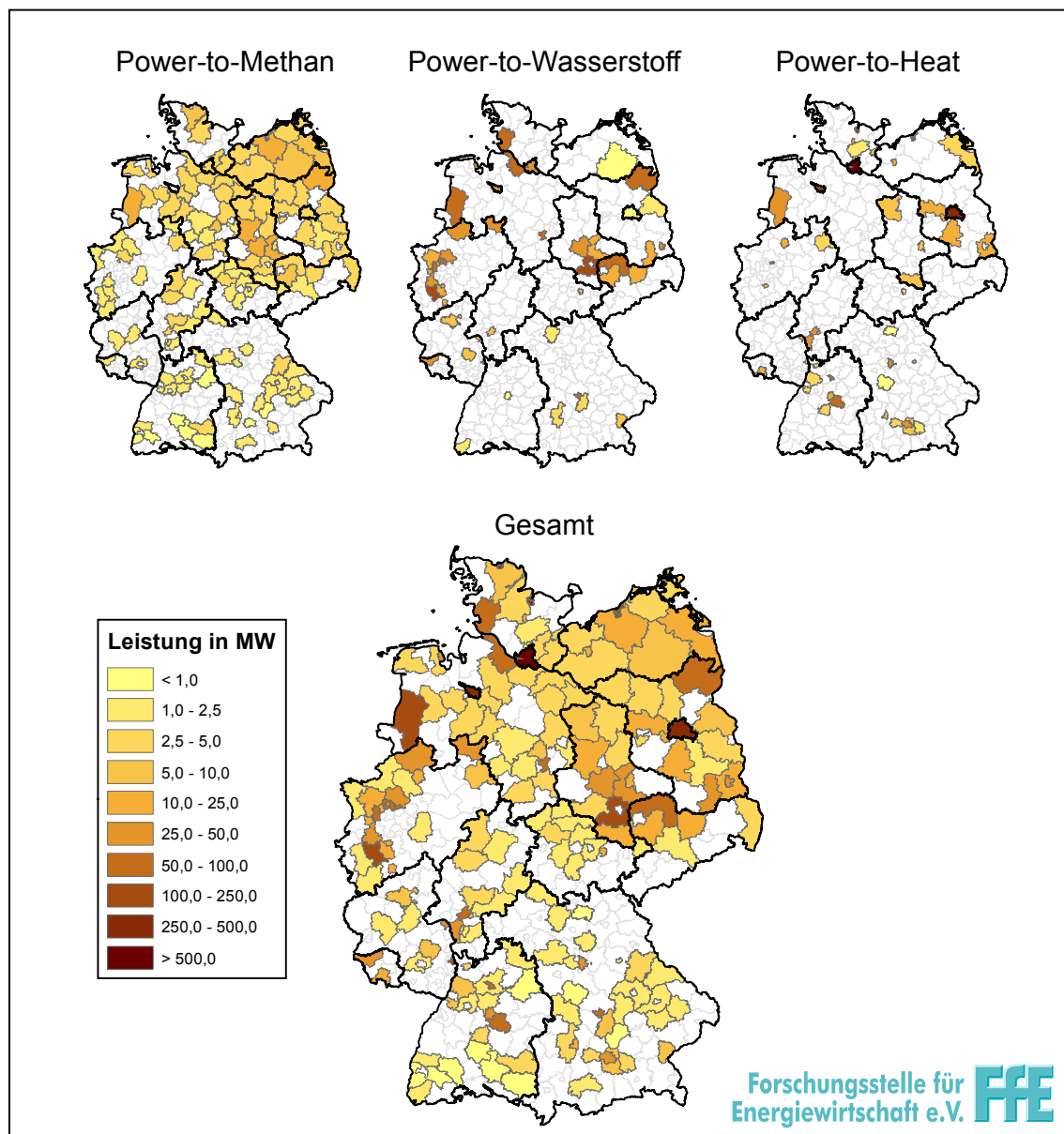


Abbildung 4-1: Darstellung der PtX-Leistung auf NUTS-3 Ebene gemäß Szenario B für das Jahr 2030 (Zubau Szenario B 2030 und Bestandsanlagen)

Aufgrund der Regionalisierungsvorschrift sowie der Verortung von Biomethananlagen als CO₂-Quellen, sind für Power-to-Methan-Anlagen relativ viele Landkreise jedoch mit einer geringen installierten elektrischen Leistung betroffen. Die zugehörigen 400 MW (Szenario B 2030) verteilen sich auf 127 NUTS-3-Ebenen, wobei ca. 19 MW die höchste Landkreisleistung ist. Im Vergleich hierzu sind bei Power-to-Wasserstoff aufgrund der lokalen Bindung an Industriestandorte mit 41 deutlich weniger Landkreise betroffen. Die 1.600 MW (Szenario B 2030) Elektrolyseleistung ergeben dabei in der Spitze eine Landkreisleistung von ca. 131 MW. Die identifizierten Standorte sind sehr ähnlich zu den Cluster-Regionen des dena-Potenzialatlas /DENA-03 16/.

Die Summenleistung aller Power-to-Heat-Anlagen im Szenario B 2030 beträgt 3,3 GW (1,3 GW Bestand sowie geplante Anlagen und 2 GW Zubau gemäß § 13 Absatz 6a EnWG). Wesentliche Anteile davon entfallen aus o. g. Gründen auf die Städte Hamburg (1.100 MW) und Berlin (440 MW).

5 Literaturverzeichnis

- ACA-01 17** Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende. München: acatech, 2017
- AGEB-02 17** Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2015 - Stand: 28.02.2017. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2017
- AGEB-04 16** Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland 1990-2014 - Stand: 11.05.2016. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2016
- AGEB-05 17** Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2015 - Stand: 10.08.2017. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2017
- AGFW-01 16** AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW): . Frankfurt am Main: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW), 2016
- AGORA-05 15** Gerhardt, Norman et al.: Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende? - Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik in: <http://www.agora-energiewende.de/>. Berlin: Agora Energiewende, 2015
- BLESL-01 13** Blesl, Markus; Kessler, Alois: Energieeffizienz in der Industrie in: Springer Verlag. Berlin Heidelberg: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Forschung und Innovation, Karlsruhe, 2013.
- BMU-03 12** Nitsch, Joachim; Pregger, Thomas; Heide, Dominik; et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - EE-Langfristszenarien 2011. Berlin: BMU, 2012
- BMUB-06 15** Repenning, Julia; Emele, Lukas; Blanck, Ruth et al.: Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht. Berlin: Öko-Institut e.V., 2015
- BMVI-05 16** Seidenspinner, Ralf Dr.: Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene. Berlin: Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, 2016

- BMWI-01 14** Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie . Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2014.
- BMWI-02 15** Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Zahlen und Fakten - Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin: BMWi, 16.3.2015
- BNETZA-20 16** Monitoringbericht 2016 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2016
- DENA-03 16** Schenuit, Carolin; Heuke, Reemt; Paschke, Jan: Potenzialatlas Power to Gas - Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2016
- DENA-01 17** Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Pilotprojekte. In: http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1. (Abruf am 2017-11); (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6uwHiDBKW>); Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2017.
- DENA-05 17** dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Zwischenfazit Impulse und Erkenntnisse aus dem Studienprozess. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2017
- DENA-06 17** Biogaspartner: Biogaseinspeisung in Deutschland - Übersicht in: <http://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/projektliste-deutschland>. (Abruf: 02.11.2017) Archived by <http://www.webcitation.org/6ufSFoIvo>. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2017
- DESTATIS-01 17** Mikrozensus - Zusatzerhebung 2014 - Sonderauswertung: Bewohnte Wohnungen nach Art der Nutzung, Gebäudegröße, Baujahr und Beheizung - Sammelheizungen disaggregiert. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2017
- DESTATIS-08 14** Regionaldatenbank - www.regionalstatistik.de. Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2014
- DESTATIS-13 14** Produzierendes Gewerbe (Fachserie 4 Reihe 4.1.2) - Betriebe, Tätige Personen und Umsatz des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden nach Beschäftigtengrößenklassen. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (DESTATIS), 2014

- DESTATIS-15 15** Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des verarb. Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Tabelle 2: Energieverbrauch nach Energieträgern, Deutschland, Berichtszeitraum: 2014 in: auf Anfrage erhalten. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2015
- DIMP-01 09** Planungshandbuch Heizen 07/2009. Kulmbach: Dimplex, 2009
- DLR-02 12** Nitsch, Joachim; et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Leitstudie 2011. Bonn: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, 2012
- DLR-04 14** Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., 2014
- DVGW-01 13** Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in das Erdgasnetz. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), 2013
- DVGW-02 15** Moser, Albert; Zdrallek, Markus; Krause, Hartmut; Graf, Frank: Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetzte. Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2015
- DVGW-03 14** Graf, Frank et al.: Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten. Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein, 2014
- ECDGE-02 16** Fleiter, Tobias et al.: Mapping and analyses of the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel deployment (fossil/renewables) - Work package 2: Data Annex 2 Industrial processes for publication. Brussels, Belgium: European Commission Directorate-General for Energy and Transport, 2016
- EPRI-01 09** The potential to reduce CO₂ emissions by expanding end-use applications of electricity. Palo Alto: Electric Power Research Institute (EPRI), 2009
- ESPOSITO-01 17** Esposito, Daniel: Membraneless Electrolyzers for Low-Cost Hydrogen Production in a Renewable Energy Future. New York: Columbia University, 2017

- FENES-01 14** Waldmann, Lars; Fürstenwerth, Daniel: Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin: Agora Energiewende, 2014
- FENES-02 15** Sterner, Michael; Thema, Martin; Eckert, Fabian; Lenck, Thorsten; Götz, Phillip: Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland: Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg; Energy Brainpool, 2015
- FFE-04 16** Pellinger, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Hauptbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016
- FFE-05 16** Pellinger, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teilbericht: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016
- FFE-06 15** Gruber, Anna; Biedermann, Franziska; von Roon, Serafin: Industrielles Power-to-Heat Potenzial in: Vortrag bei der IEWT 2015 in Wien. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2015
- FFE-20 17** Guminski, Andrej; von Roon, Serafin: Transition Towards an "All-electric World" - Developing a Merit-Order of Electrification for the German Energy System in: 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien, Österreich: Technische Universität Wien, 2017
- FFE-46 17** Konetschny, Claudia; Schmid, Tobias; Jetter, Fabian: Potenzielle Leistungsdichte und Stromerzeugung von Windparks: Anteil der regionalen Windstromerzeugung am Verbrauch für ein "2 % Szenario" in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 5 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- FNB-01 17** von Ohlen, Nils: Netzentwicklungsplan Gas 2016 - 2026. Berlin: FNB Gas, 2017
- FRO-01 17** Frontier Economics et al.: Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland - Eine modellbasierte Analyse; Berlin: FNB Gas e.V., 2017
- FRO-02 17** Frontier Economics: Die Kosten importierter synthetischer Brennstoffe bis 2050 - Vorstellung (vorläufiger) Ergebnisse im Rahmen der Berliner Energietage, Studie im Auftrag von Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Berlin: Berliner Energietage, 2017

- GPE-01 15** Sterner, Michael; Thema, Martin; Eckert, Fabian; Lenck, Thorsten; Götz, Philipp: Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Energy Brainpool. Berlin: Greenpeace Energy eG, 2015
- HILB-01 16** Vanhoudt, Wouter; Barth, Frederic; Lanoix, Jean-Christophe; Neave, Joel; Schmidt, Patrick R; Weindorf, Werner; Raksha, Tetyana; Zerhusen, Jan; Michalski, Jan: Power-to-gas - Short term and long term opportunities to leverage synergies between the electricity and transport sectors through power-to-hydrogen. Brussels/Munich: Hincio S.A., LBST Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2016
- HTW-02 16** Quaschnig, Volker: Sektorkopplung durch die Energiewende - Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW), 2016
- HYCOM-01 07** European Hydrogen Infrastructure Atlas - PART II: Industrial surplus hydrogen and markets and production. Brüssel: Roads2HyCom, 2007
- IER-07 14** Wolf, S.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A.: Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland - Forschungsbericht. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), 2014
- ISE-07 13** Sicha, Erika; Smolinka, Tom; Voglstätter, Christopher: Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität - Entwicklungsstand und Forschungsbedarf. : Ministerium für Verkehr und Infrastruktur Baden-Württemberg, 2013
- ISI-02 16** Rohde, Clemens: Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierung der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2016
- IWES-02 11** Bofinger, Stefan; Callies, Doron; Scheibe, Michael; Saint-Drenan, Yves-Marie; Rohrig, Kurt: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), 2011
- IWES-04 13** Rohrig, Kurt: Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, 2013
- JKU-02 14** Power to Gas – eine Systemanalyse - Markt- und Technologiescouting und -analyse - Endbericht. Linz/Wien/Leoben: Energieinstitut JKU, JKU Linz, TU Wien, Montanuniversität Leoben, 2014

- LBST-01 13** Albrecht, U.; Altmann, M.; Michalski, J.; Raksha, T.; Weindorf, W.: Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase - Eine Studie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Bochum: Ponte Press, 2013
- LBST-02 16** Schmidt, Patrick; Zittel, Werner; Weindorf, Werner; Rashka, Tetyana: Renewables in Transport 2050 - Empowering a Sustainable Mobility Future With Zero Emission Fuels From Renewable Electricity. Frankfurt am Main: FVV-Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e. V., 2016
- LIN-01 08** Rechnen Sie mit Wasserstoff - Die Datentabelle. Wien: Linde Gas GmbH, Anwendungstechnisches Zentrum, 2008
- NIL-01 16** Nilsson, Lars J.; Åhman, Max; Schneider, Clemens: Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification - Implications for future EU electricity demand in: Energy 115 (2016). Amsterdam: Elsevier Science, 2016
- NOW-01 17** Huss, Alexander: Elektromobilität mit Wasserstoff und Brennstoffzelle - Stand der Entwicklung und Markteinführung bei PKW in Deutschland. Berlin: Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, 2017
- STER-01 14** Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH, 2014
- UBA-08 10** Klaus, Thomas et al.: 2050: 100%. Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), 2010
- VDE-02 15** Gerhardt, Norman et al.: Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 - Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2015
- ZEG-01 17** Graf, Kathrin; Sandler, Sophie Carlotta: Delphi-Kurzstudie: Praxis und Potenzial von Power-to-Gas. Berlin: Zukunft ERDGAS GmbH, 2017
- ZSW-02 12** Hartmann, Niklas; Eltrop, Ludger; Bauer, Nikolaus; Salzer, Johannes; Schwarz, Simon; Schmidt, Maïke: Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Stuttgart: Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZfES), 2012