

SEKTORENKOPPLUNG IM LAND BRANDENBURG

STUDIE IM RAHMEN DES FACHFORUMS ENERGIEWENDE
DES LANDES BRANDENBURG



Auftraggeber

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg (MWAE)
Heinrich-Mann-Allee 107
14473 Potsdam

Kooperationspartner

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg (MWAE)
50Hertz Transmission GmbH
MITNETZ STROM GmbH
E.DIS AG
WEMAG Netz GmbH
Lausitz Energie AG (LEAG)
Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
Bundesverband Windenergie e.V., Landesverband Berlin/Brandenburg
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Landesgruppe Berlin/Brandenburg
Verband kommunaler Unternehmen, Landesgruppe Berlin/Brandenburg

Auftragnehmer

Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Fachgebiet Energieverteilung und Hochspannungstechnik
Fachgebiet Dezentrale Energiesysteme
Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz
Siemens-Halske-Ring 13, Lehrgebäude 3E
03046 Cottbus

Dipl.-Ing. Martin Bendig
Kristian Platta, M.Sc.
Mark Kuprat, M.Sc.
Dr.-Ing. Klaus Pfeiffer
Maximilian Bernecker (wissenschaftliche Hilfskraft)
Nicolas Daniel Fuchs (wissenschaftliche Hilfskraft)
Philipp Sander (wissenschaftliche Hilfskraft)

Cottbus, 04.11.2020



Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	V
Tabellenverzeichnis.....	VII
Abkürzungsverzeichnis.....	VIII
1. Einleitung.....	1
2. Identifikation geeigneter Pilotregionen und Flexibilitätstechnologien.....	4
2.1 Zielstellungen.....	4
2.2 Übersicht des brandenburgischen Energiesystems.....	4
2.2.1 Ausgewählte Kennzahlen.....	4
2.2.2 Energiequellen- und senken.....	5
2.2.3 Netzinfrastrukturen.....	11
2.3 Auswahl der Pilotregionen.....	13
2.3.1 Beschreibung und Anwendung des Kriterienkatalogs.....	13
2.3.2 Darstellung der gewählten Pilotregionen.....	16
2.4 Übersicht Power-to-X Technologiesteckbriefe.....	21
3. Vorstellung des Energiemodells.....	26
3.1 Modellcharakteristik.....	26
3.2 Kurzbeschreibung der Module.....	29
4. Szenarienentwicklung.....	35
4.1 Motivation und Zielstellungen.....	35
4.2 Zentrale Prämissen und Annahmen.....	36
4.3 Darstellung der verwendeten Szenarioparameter.....	37
4.4 Szenarienbetrachtung für die Zieljahre 2030 bis 2050.....	39
4.5 Sensitivitätsuntersuchungen.....	42
5. Auswertung und Diskussion der Ergebnisse des Energiemodells.....	44
5.1 Auswertung der Untersuchungen in den Pilotregionen 2030.....	46
5.2 Auswertung und Diskussion der Modellergebnisse 2050.....	53
5.3 Sensitivitätsbetrachtungen.....	63
6. Angrenzende Themenstellungen.....	67
6.1 Regulatorischer Rahmen.....	67
6.1.1 Status Quo.....	67
6.1.2 Ausblick.....	70
6.2 IKT-Strukturen und -Prozesse.....	71
6.2.1 Steuerungs- und regelungstechnische Anforderungen.....	71
6.2.2 Leittechnische Kopplung der verschiedenen Sektoren.....	72



6.2.3 Anpassungsbedarf.....	75
6.3 Flexibilitätsoptionen im Land Brandenburg.....	76
7. Umfrageerhebung zur Sektorenkopplung.....	78
7.1 Ziele und Zweck der Befragung.....	78
7.2 Dokumentation und Methodik der Befragung.....	79
7.3 Statistische Auswertung und Ergebnisse.....	81
7.4 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen.....	85
8. Zusammenfassung.....	87
Literaturverzeichnis.....	IX
Anlagen.....	XV



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersichtsschema Sektorenkopplung und Power-to-X.....	2
Abbildung 2: Steckbrief Land Brandenburg	5
Abbildung 3: Regionale Verteilung der Erzeugungskapazitäten	7
Abbildung 4: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 2016	8
Abbildung 5: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Jahr 2016.....	9
Abbildung 6: Bruttoendenergieverbrauch nach Energieträgern und Verbrauchergruppen 2016	10
Abbildung 7: Stromnetzinfrastrukturen im Land Brandenburg	11
Abbildung 8: Erdgasnetzinfrastrukturen im Land Brandenburg	12
Abbildung 9: Auswahlprozess zur Bestimmung geeigneter Pilotregionen	13
Abbildung 10: Ausgewählte Pilotregionen nach Abschluss des Auswahlprozesses	15
Abbildung 11: Übersicht Pilotregion "Potsdam"	17
Abbildung 12: Übersicht Pilotregion "Lausitz"	18
Abbildung 13: Übersicht Pilotregion "Neuruppin"	19
Abbildung 14: Übersicht der Energieflüsse im Modell.....	27
Abbildung 15: Aggregationsebenen im Modell.....	28
Abbildung 16: Modulübersicht Energiemodell	29
Abbildung 17: Entwicklungsschritte der Szenarienbetrachtung im EVS	35
Abbildung 18: Energiepolitisches Zieldreieck in der Energieversorgung	38
Abbildung 19: Überblick Best-Estimate Szenario 2030	39
Abbildung 20: Überblick Best-Estimate Szenario 2050	40
Abbildung 21: Erzeugungskapazitäten für Elektroenergie im Land Brandenburg	40
Abbildung 22: Anwendungsfälle des Energiemodells	45
Abbildung 23: Potenzialkarte: EE-Erzeugung Pilotregion „Lausitz“ (2030).....	47
Abbildung 24: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage Pilotregion „Lausitz“ (2030)	48
Abbildung 25: Potenzialkarte: klassisches SKP Pilotregion „Lausitz“ (2030)	49
Abbildung 26: Potenzialkarte: innovatives SKP Pilotregion „Lausitz“ (2030)	50
Abbildung 27: Potenzialkarte: Nicht nutzbares Potenzial Pilotregion „Lausitz“ (2030).....	51
Abbildung 28: Potenzialkarte: EE-Erzeugung je Landkreis (2050).....	53
Abbildung 29: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage je Landkreis (2050).....	54
Abbildung 30: Aggregierte Stromnachfrage je Energie- und Wirtschaftssektor (2050)	55
Abbildung 31: EE-Erzeugung und Stromnachfrage je Landkreis (2050).....	55
Abbildung 32: Potenzialkarte: klassisches SKP je Landkreis (2050)	56
Abbildung 33: klassisches SKP - 2. Februarwoche 2050 im Amt Ahrensfelde	57
Abbildung 34: Positives und negatives klassisches SKP je Landkreis (2050).....	57
Abbildung 35: Potenzialkarte: innovatives SKP je Landkreis (2050)	58
Abbildung 36: Positives und negatives innovative SKP je Landkreis (2050)	59
Abbildung 37: Speichereinsatz, Rückspeisung und Bezug für den Februar 2050 in Ahrensfelde	60



Abbildung 38: Bezug, Rückspeisung und Speichereinsatz je Landkreis (2050)	61
Abbildung 39: Bezug, Rückspeisung und Speichereinsatz für das Land Brandenburg (2050)	61
Abbildung 40: Gesamtdarstellung der Energiebilanzen für das Land Brandenburg (2050)	62
Abbildung 41: Aggregierte Parametergruppen für die Sensitivitätsanalyse	63
Abbildung 42: Speichersensitivität - Land Brandenburg (2050) - kein Speicher	64
Abbildung 43: Speichersensitivität - Land Brandenburg (2050) - Zielspeicher	65
Abbildung 44: Ergebnisübersicht der Speichersensitivität (2050)	66
Abbildung 45: Entwicklung der Strompreiskomponenten 2009-2019	68
Abbildung 46: Anteil Abgaben und Umlagen für ausgewählte Energieträger	69
Abbildung 47: Steuerungstechnische Anforderungen sektorübergreifender Betrieb	71
Abbildung 48: Wirkungsbereiche und zu überwachende Prozessgrößen	72
Abbildung 49: Konzeptentwurf – leit- und steuerungstechnische Kopplung	73
Abbildung 50: Themenbereiche in der Befragung	78
Abbildung 51: Zeitlicher Ablauf der Befragung	79
Abbildung 52: Aufschlüsselung der Umfrageteilnehmer nach Branchen	79
Abbildung 53: Aufschlüsselung der Umfrageteilnehmer nach Sektor (li.) und Tätigkeitsfeld (re.)	80
Abbildung 54: Fragebogenschema inkl. Fragenblöcke	80
Abbildung 55: Befragungsergebnisse Sektorenkopplung allgemein (I)	81
Abbildung 56: Befragungsergebnisse Sektorenkopplung allgemein (II)	82
Abbildung 57: Befragungsergebnisse Sektorenkopplung allgemein (III)	83
Abbildung 58: Befragungsergebnisse zukünftige Entwicklungen und Aktivitäten	83
Abbildung 59: Befragungsergebnisse Potenziale und Hindernisse der Sektorenkopplung	84
Abbildung 60: Befragungsergebnisse Sektorenkopplung aus Verbrauchersicht	85
Abbildung 61: Zukünftige Forschungsfelder im Bereich Sektorenkopplung	91
Abbildung 62: Potenzialkarte: EE-Erzeugung Pilotregion „Potsdam“ (2030)	XVI
Abbildung 63: Potenzialkarte: EE-Erzeugung Pilotregion „Neuruppin“ (2030)	XVII
Abbildung 64: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage Pilotregion „Potsdam“ (2030)	XVIII
Abbildung 65: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage Pilotregion „Neuruppin“ (2030)	XIX
Abbildung 66: Potenzialkarte: klassisches SKP Pilotregion „Potsdam“ (2030)	XX
Abbildung 67: Potenzialkarte: klassisches SKP Pilotregion „Neuruppin“ (2030)	XXI
Abbildung 68: Potenzialkarte: innovatives SKP Pilotregion „Potsdam“ (2030)	XXII
Abbildung 69: Potenzialkarte: innovatives SKP Pilotregion „Neuruppin“ (2030)	XXIII
Abbildung 70: Potenzialkarte: Nicht nutzbares Potenzial Pilotregion „Potsdam“ (2030)	XXIV
Abbildung 71: Potenzialkarte: Nicht nutzbares Potenzial Pilotregion „Neuruppin“ (2030)	XXV
Abbildung 72: Potenzialkarte: EE-Erzeugung auf Teilnetzebene (2050)	XXVI
Abbildung 73: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage auf Teilnetzebene (2050)	XXVII
Abbildung 74: Potenzialkarte: klassisches SKP auf Teilnetzebene (2050)	XXVIII
Abbildung 75: Potenzialkarte: innovatives SKP auf Teilnetzebene (2050)	XXIX



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zentrale Fragestellungen der Studie Sektorenkopplung im Land Brandenburg	2
Tabelle 2: Erzeugungskapazitäten Land Brandenburg: Ist-Stand und Prognose	6
Tabelle 3: Kriterienkatalog zur Anwendung im Auswahlprozess	14
Tabelle 4: Kriterienkatalog für die Pilotregion nach Technologiearten	14
Tabelle 5: Übersicht der fünf ausgewählten Pilotregionen.....	16
Tabelle 6: Beispiel für Zuordnung der Modellebenen.....	28
Tabelle 7: Abbildung des zeitlichen und regionalen Rahmens der Szenarienbetrachtung.....	37
Tabelle 8: Szenarioannahmen in den Bereichen Wirtschaft und Demographie	41
Tabelle 9: Szenarioannahmen im Bereich Verkehr	42
Tabelle 10: Ergebnisse Sektorenkopplungspotenziale in den Pilotregionen	46
Tabelle 11: Speicherdimensionierung für das Basisszenario (2050).....	64
Tabelle 12: Ergebnisübersicht der Speichersensitivität (2050).....	65
Tabelle 13: Strompreiskomponenten und -bezugskosten für die Letztverbraucher im Jahr 2019	68
Tabelle 14: Eigenschaften möglicher Kommunikationstechnologien zur Signalübertragung	74
Tabelle 15: Aktuelle Power-to-X-Projekte im Land Brandenburg	76



Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
BEV	Batteriebetriebene Elektrofahrzeuge
BEEV	Bruttoendenergieverbrauch
CNGV	konventionelle Fahrzeuge mit synthetischen Kraftstoffen und Gas
DLC	Distribution Line Communication
DSL	Digital Subscriber Line
EE	Erneuerbare Energien
EE-EZA	Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU-ETS	European Emissions Trading System
EVS	Energieversorgungssystem
FCEV	Brennstoffzellen-Fahrzeug
GCEV	netzgebundene Elektrofahrzeuge
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
HD	Hochdruck
HEO	Höhere Entscheidungsoptimierung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IND	Industrie
ISDN	Integrated Services Digital Network
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MD	Mitteldruck
MWAE	Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg
NNP	Nicht nutzbares Potenzial
NSA	Nutzen statt Abregeln
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PEM	Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse
PEV	Primärenergieverbrauch



Abkürzungsverzeichnis

PH	Private Haushalte
PLC	Powerline Communication
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquids
PtM	Power-to-Mobility
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
SKP	Sektorenkopplungspotenzial
SOEC	Hochtemperatur-CO-Elektrolyse
VPN	virtuelles privates Netzwerk
WLAN	Wireless Local Area Network
WMAN	Wireless Metropolitan Area Network



1. Einleitung

Hauptautor: Kristian Platta

Motivation

Die Umgestaltung des Energieversorgungssystems (EVS) und das damit verbundene Ziel der Klimaneutralität ist eine der zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Der Wandel ist dabei gekennzeichnet von der Abkehr der Energiebereitstellung durch zentrale Großkraftwerke hin zu kleineren, dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger (EE-EZA). Der Ausstieg aus der Atomenergie (bis zum Jahr 2022) sowie der Kohleverstromung (bis zum Jahr 2038) sind dabei wichtige Meilensteine. Die damit verbundene Dezentralisierung der Energieerzeugung hin zu erneuerbaren Energiequellen stellt die Akteure des EVS vor die Herausforderung, wie diese Art der Energieumwandlung ganzheitlich, nachhaltig und effizient zum Transformationsprozess Energiewende beitragen kann. Ziel muss es sein, auch zukünftig eine sichere und zuverlässige Energieversorgung zu gewährleisten.

Mit dem Pariser Klimaabkommen aus dem Jahr 2016 wurde ein klares Signal zur Ausrichtung zukünftiger Energieversorgungssysteme gesetzt. Die Senkung der energiebedingten Emissionen in den Sektoren Strom, Gas, Wärme und Mobilität ist dabei zwingend notwendig. Besonders außerhalb des Stromsektors besteht dabei noch viel Handlungsbedarf. Die Entwicklung ganzheitlicher Ansätze zur Nutzung von regenerativ erzeugter Energie in den verschiedenen Anwendungen und Technologiepfaden im Rahmen der Sektorenkopplung gilt dabei als ein vielversprechender Ansatz.

Das Land Brandenburg nimmt eine Vorreiterrolle bei der Integration von EE-EZA ein. Gleichzeitig existieren parallel hohe konventionelle Erzeugungskapazitäten, welche jedoch in absehbarer Zeit vom Netz gehen und somit einen maßgeblichen Strukturwandel mit vielen Veränderungsprozessen in der Region auslösen werden.

Im Rahmen des Fachforums Energiewende des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Energie (MWAE) des Landes Brandenburg wurde umfassend erörtert, dass Sektorenkopplung und die Nutzung von Power-to-X Technologien vielversprechende Instrumente zur Gestaltung dieses Transformationsprozesses darstellen. Im Fachforum wurde deshalb die Notwendigkeit gesehen, innerhalb einer Studie die Potenziale und Möglichkeiten von Sektorenkopplung im Land Brandenburg näher zu untersuchen und mögliche Anwendungsfälle sowie Technologieentwicklungen zu beleuchten.

Definition Sektorenkopplung

Unter Sektorenkopplung versteht man den Ansatz, durch EE-EZA umgewandelte elektrische Energie in allen Wirtschafts- und Energiesektoren außerhalb des Stromsektors direkt oder indirekt zu nutzen und somit das Gesamtsystem unter Ausnutzung von Synergieeffekten zu optimieren [Aca2017]. Dabei erfolgt oftmals eine Umformung der Energie in andere Energiearten, was jedoch mit teilweise erheblichen Wirkungsgradverlusten verbunden ist. Die technische Nutzung dieser Umwandlungsprozesse erfolgt über sog. Power-to-X Technologien. Dabei stehen vor allem die Bereiche Gas (PtG), Wärme (PtH), Verkehr/Mobilität (PtM) sowie die Bereitstellung synthetischer Kraftstoffe und Gase als nachgelagerte Prozesse (Abbildung 1) im Fokus. Hinzu kommen optional die Nutzung von Strom- oder Gasspeichern [Kup2017b].



1. Einleitung

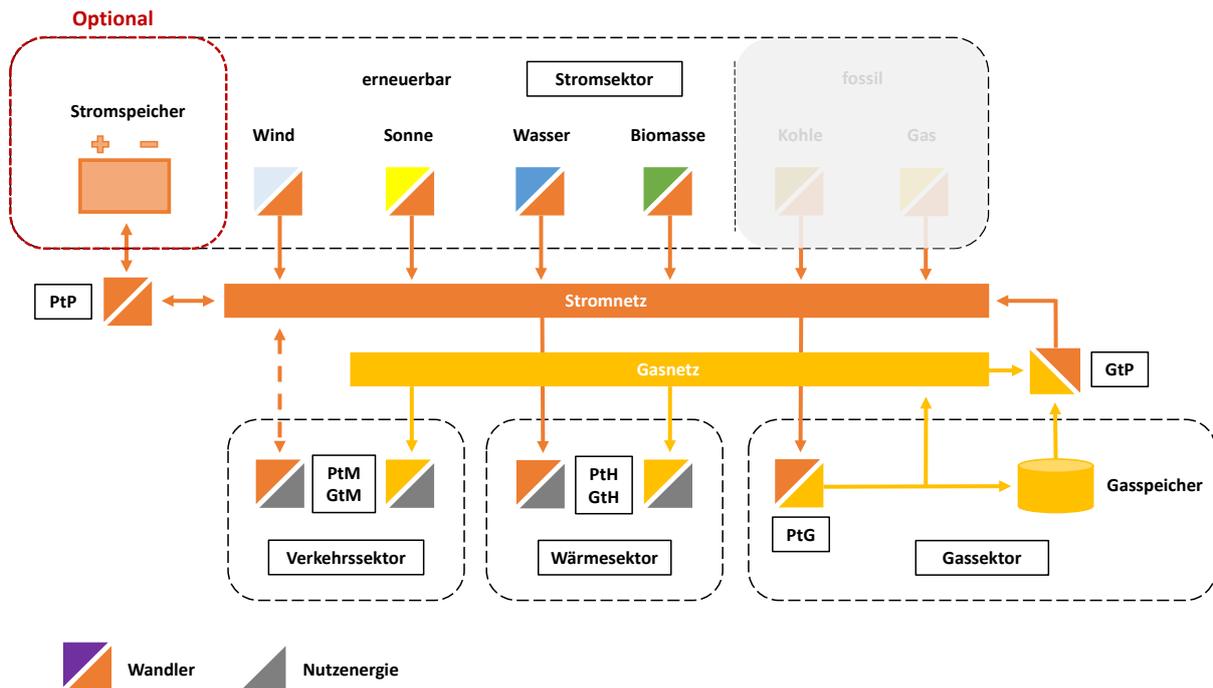


Abbildung 1: Übersichtsschema Sektorenkopplung und Power-to-X

Zielstellungen der Studie, Methodik

Zur Bewertung der Entwicklungen und Potenziale im Bereich der Sektorenkopplung ergeben sich die folgenden Fragestellungen, welche im Rahmen dieser Studie beantwortet werden sollen (Tabelle 1).

Tabelle 1: Zentrale Fragestellungen der Studie Sektorenkopplung im Land Brandenburg

Zentrale Fragestellungen	
1	Welche Energiemengen stehen für die Sektorenkopplung generell zur Verfügung?
2	Welchen Beitrag können erneuerbare Energieträger zur Deckung des Endenergiebedarfs in allen Sektoren in Brandenburg leisten?
3	Welche Flexibilitätstechnologien und Anwendungsfälle sind für die Implementierung bis zum Jahr 2050 denkbar?
4	Welche quantifizierbaren Sektorenkopplungspotenziale können für Brandenburg ermittelt werden? Gibt es regionale Unterschiede sowie besonders geeignete Pilotregionen?
5	Welche Anpassungen bezüglich des regulatorischen Rahmens sind notwendig?
6	Welche Anforderungen bestehen an die IKT-Strukturen und Prozesse zur Vernetzung der einzelnen Sektoren?

Der Umfang dieser Studie umfasst insgesamt sechs Hauptarbeitspakete, welche sich an den skizzierten Leitfragen orientieren. Dabei steht die Sektorenkopplung im Fokus der Analysen und wird in den Studienteilen aus verschiedenen Blickwinkeln betrachtet. Die zusammengefassten Ergebnisse im Abschluss teil der Studie bilden somit ein ganzheitliches Bild der Sektorenkopplungspotenziale (SKP) aber auch der Hindernisse der Sektorenkopplung.

Den Startpunkt der Untersuchungen bildet die Identifikation geeigneter Pilotregionen im Land Brandenburg. Hierbei wird das Energieversorgungssystem des Landes Brandenburg analysiert und mögliche



1. Einleitung

Ansatzpunkte aufgezeigt. Ebenfalls erfolgt die Beschreibung aller relevanten Power-to-X-Technologien sowie deren Einsatzgebiete und Anwendungsfälle.

Im zweiten Kapitel erfolgt eine detaillierte Vorstellung und Beschreibung des im Rahmen dieser Studie entwickelten Energiemodells. Dabei werden sämtliche Modellparameter, Teilmodelle sowie Schnittstellen beschrieben und die Modellzusammenhänge erläutert. Das entwickelte Sektorenkopplungsmodell dient ebenfalls der späteren Auswertung verschiedener Modellrechnungen.

Im dritten Teil der Untersuchungen erfolgt die Gestaltung verschiedener Szenarien für das zukünftige Energieversorgungssystem unter dem Gesichtspunkt Sektorenkopplung. Hierbei wird eine sektorenscharfe Betrachtung aller relevanten Szenarioparameter sowie derer Entwicklungskorridore durchgeführt. Ferner werden verschiedene Sensitivitäten untersucht und somit kritische Einflussgrößen identifiziert.

Im vierten Kapitel erfolgt die Auswertung und Diskussion der Ergebnisse des Energiemodells. Dies geschieht sowohl auf einer regionalen Ebene mit dem Betrachtungsjahr 2030 als auch aggregiert für das Land Brandenburg mit einem Betrachtungshorizont bis zum Jahr 2050.

Kapitel fünf befasst sich mit wichtigen angrenzenden Themenstellungen zur ganzheitlichen Betrachtung des Instruments der Sektorenkopplung. Hierzu gehören die Analyse der derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen sowie möglichen Verbesserungsansätzen, die Analyse der benötigten IKT-Strukturen und Prozesse zur Vernetzung der einzelnen Sektoren sowie eine Übersicht bereits bestehender und geplanter Aktivitäten im Bereich Power-to-X im Land Brandenburg.

Im letzten Kapitel erfolgt abschließend eine angrenzende Betrachtung der Sektorenkopplung aus sozio-technischer Sicht. Hierzu wurde eine Fachumfrage zum Thema Sektorenkopplung mit den maßgeblichen Partnern und ausgewählten Experten im Land Brandenburg durchgeführt und ausgewertet.



2. Identifikation geeigneter Pilotregionen und Flexibilitätstechnologien

Hauptautoren: Mark Kuprat, Kristian Platta

2.1 Zielstellungen

In diesem Kapitel der Studie soll eine zweigeteilte Untersuchung zur Umsetzung von Sektorenkopplung im regionalen Umfeld durchgeführt werden. Dabei werden zwei verschiedene Betrachtungshorizonte gewählt, welche unterschiedliche Zustände auf dem Entwicklungspfad des Transformationsprozesses „Energiewende“ abbilden. Die Untersuchungen mit dem Betrachtungsjahr 2030 sollen sich dabei auf konkrete Projekte und Maßnahmen in einer ausgewählten Region während der Übergangsphase konzentrieren. Hierbei wird ein klar abgegrenztes Teilgebiet („Pilotregion“) betrachtet und untersucht.

Dabei wird eine Reihe von Kriterien und Fragestellungen herangezogen, die in der Mikrobetrachtung der gewählten Regionen untersucht werden sollen:

- Welche Technologien eignen sich konkret in der Pilotregion, um Sektorenkopplung vor Ort unter Berücksichtigung der regionalen Gegebenheiten voran zu treiben?
- Stehen in der gewählten Region ausreichend Energiequellen- und -senken zur Verfügung?
- Existieren bereits Pilotprojekte oder Konzepte zur regionalen Umsetzung?

Die Ermittlung geeigneter Pilotregionen mithilfe der genannten Fragestellungen erfolgt dabei über einen transparenten Auswahlprozess. Dieser stützt sich auf den derzeitigen Status-Quo in den einzelnen Sektoren und soll anschließend weiter zu verfolgende Ansatzpunkte für die jeweiligen Regionen hervorbringen. Die Untersuchungen in der Mikrobetrachtung werden dabei eng mit der Szenarienentwicklung aus Kapitel 4.4 verflochten. Die Umsetzung erfolgt als Regionalszenario für das Zieljahr 2030.

Das gewählte Zieljahr 2030 steht für die Übergangsphase im derzeit stattfindenden Transformationsprozess des Energieversorgungssystems, da noch keine flächendeckende Durchdringung von Sektorenkopplungstechnologien und Anwendungsfällen unterstellt werden kann. Die getätigten Untersuchungen unterstehen dabei ebenfalls den derzeit geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen bzw. weiterentwickelten Änderungen. Erst für die weiterführende Makrobetrachtung für das Zieljahr 2050 werden sich die notwendigen Rahmenbedingungen am vollzogenen Wandel des Systems orientieren. Dabei sollen auch Erkenntnisse aus der regionalen Betrachtung für 2030 mit einfließen, um die ermittelten Maßnahmen aus der lokalen Pilotregion auf das Land Brandenburg zu übertragen.

2.2 Übersicht des brandenburgischen Energiesystems

2.2.1 Ausgewählte Kennzahlen

Das Bundesland Brandenburg liegt im Nordosten Deutschlands und bildet zusammen mit der Bundeshauptstadt Berlin die Metropolregion Berlin-Brandenburg mit rund 6 Millionen Einwohnern. Die Landeshauptstadt und gleichzeitig bevölkerungsreichste Stadt ist Potsdam. Weitere Regionalzentren sind Cottbus, Brandenburg/Havel und Frankfurt (Oder).

Ein Großteil der Siedlungs-, Industrie- und Gewerbeflächen konzentriert sich auf das direkte Umland von Berlin, welches inselförmig von Brandenburg umschlossen wird. Rund 40 % der Bevölkerung lebt im sog. „Berliner Speckgürtel“, welcher durch eine enge Verflechtung von Industrie, Infrastruktur und Bevölkerungsanteil charakterisiert ist. Außerhalb davon ist Brandenburg vor allem durch ländliche Regionen mit zahlreichen Naturparks, Seen und Wäldern gekennzeichnet.

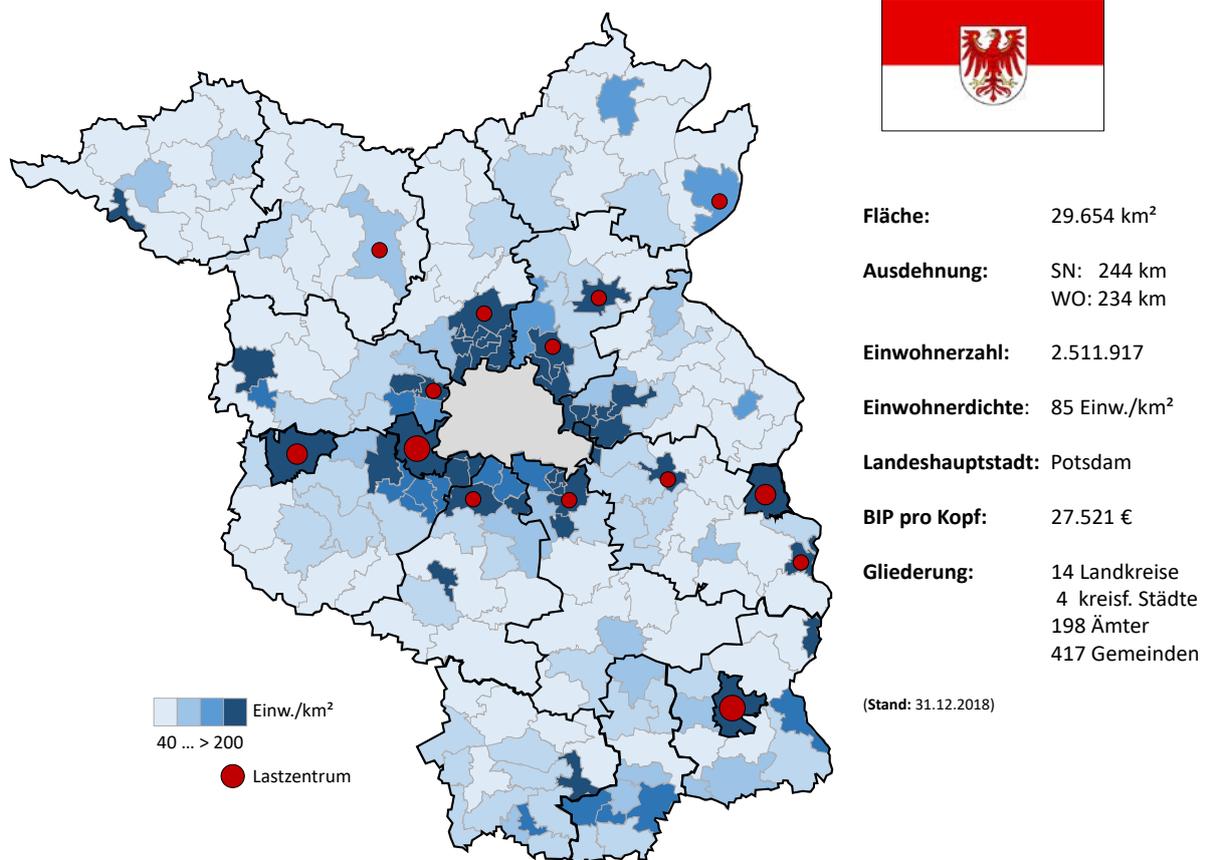


Abbildung 2: Steckbrief Land Brandenburg

Brandenburg gliedert sich in 14 Landkreise sowie 4 kreisfreie Städte und umfasst insgesamt 198 Ämter und 417 Gemeinden (Abbildung 2). Die raumordnungspolitische Planung (z.B. Flächennutzungspläne für Windenergieanlagen) übernehmen fünf regionale Planungsgemeinschaften [LBV 2018].

Im gesamtdeutschen Vergleich ist die Wirtschaft und Industrie eher schwach ausgebaut und unterlag seit der Wiedervereinigung im Jahre 1990 zahlreichen Strukturwandelprozessen. Die wesentlichen Wirtschaftszweige sind die Landwirtschaft, die Energiewirtschaft, die Luft- und Raumfahrt sowie die verarbeitende Industrie. Aktuelle Entwicklungen zeigen zusätzlich eine stark wachsende Touristikbranche aufgrund zahlreicher Angebote im Bereich Erholung, Urlaub und Wassersport.

2.2.2 Energiequellen- und senken

Das Land Brandenburg gilt im Bundesvergleich als einer der maßgeblichen Energieerzeuger unter Ausnutzung von heimischen Energiequellen. Historisch bedingt ist die Energiewirtschaft ein bedeutender Wirtschaftsfaktor im Land, welche jedoch aktuell und zukünftig starken Wandelprozessen ausgesetzt sein wird. Bereits Ende des 19. Jahrhunderts startete die großflächige Förderung des Energieträgers Braunkohle zum Zwecke der Energieerzeugung. In der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts verzeichneten die Regionen im südlichen Teil Brandenburgs und der Lausitz starke Entwicklungen in diesem Wirtschaftszweig und der Begriff „Energierland Brandenburg“ wurde geprägt.



Energiequellen

Im Zuge des derzeitigen Ausbaus der EE-EZA nimmt das Land Brandenburg aufgrund hoher Erzeugungskapazitäten ebenfalls eine Vorreiterrolle unter den Bundesländern ein. Besonders im Bereich Windenergie ergibt sich mit ca. 3,0 MW installierter Leistung pro 1.000 Einwohner eine der höchsten pro-Kopf-Leistungen in Deutschland. Auf der Lastseite ergibt sich für das Land Brandenburg aufgrund der stark ländlichen Prägung sowie einer geringen Einwohner- und Industriedichte eine eher unterdurchschnittliche Energienachfrage. Als Ergebnis zwischen Energieerzeugung und Nachfrage resultiert eine stark positive Leistungsbilanz, sodass Brandenburg als Energieexporteur gilt und deutlich mehr elektrische Energie in die Stromnetze eingespeist als ausgespeist wird.

Derzeit sind ca. 17,5 GW Erzeugungsleistung im Land Brandenburg installiert. Hiervon entfallen ca. 5 GW auf konventionelle Energieträger sowie ca. 12,5 GW auf erneuerbare Energiequellen. Eine detaillierte Übersicht sowie Prognosen bis zum Jahr 2050 sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Erzeugungskapazitäten Land Brandenburg: Ist-Stand und Prognose

Energieträger	Ist-Stand (2019) in MW	Prognose (2030)	Prognose (2050)
Braunkohle	3.600	↓	↓
Gas	1.214	↑	↑
Σ konventionell	4.814	↓	↓
Wind	7.571	↑	↑
Solar	4.544	↑	↑
Wasserkraft	6	→	→
Biomasse	517	→	→
Σ erneuerbar	12.638	↑	↑
Gesamt	17.452	↑	↑

Das Land Brandenburg nimmt aktuell eine Rolle als bedeutender Energieerzeuger in Deutschland ein und besitzt hohe Erzeugungskapazitäten sowohl im konventionellen als auch erneuerbaren Bereich. Die Braunkohleverstromung besitzt aufgrund des bundespolitisch beschlossenen Kohleausstiegs bis zum Jahr 2038 keine Zukunftsperspektive. Der Ausbau der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen wird sich nach Plänen der landespolitischen Entscheidungsträger besonders im Bereich Windenergie trotz jüngster Abschwächungssignale des Wachstums weiter fortsetzen und bis zum Jahr 2030 auf 9,5 GW installierter Leistung anwachsen [ESTBB2012].

Die regionale Verteilung der Erzeugungskapazitäten der einzelnen Energieträger ist sehr unterschiedlich ausgeprägt. Die konventionelle Energieerzeugung aus Braunkohle ist ausschließlich im Süden des Landes an wenigen zentralen Standorten angesiedelt. Konventionelle Gaskraftwerke sind im Bundesland oft an große, energieintensive Industrieunternehmen (z.B. Eisenhüttenstadt, Brandenburg/Havel, Schwarzeide) gekoppelt.

Die Energieerzeugung aus Windkraft ist besonders im Norden Brandenburgs (Landkreise Uckermark und Prignitz) sowie im Landkreis Teltow-Fläming angesiedelt, die Erzeugung aus solarer Strahlungsenergie dagegen im Süden Brandenburgs (große Solarparks) sowie in den bevölkerungsstärkeren Ballungsgebieten (Dachanlagen). Die Energieerzeugung aus Biomasse und Wasserkraft nimmt einen geringen Anteil der installierten Kapazitäten ein und besitzt zudem zukünftig nur noch geringe Wachstumspotenziale. Insgesamt bleibt zu erwähnen, dass in den dichter besiedelten Regionen in der Nähe



Berlins deutlich weniger Erzeugungskapazitäten vorhanden sind. Die detaillierte regionale Verteilung der Erzeugungskapazitäten ist in Abbildung 3 dargestellt.

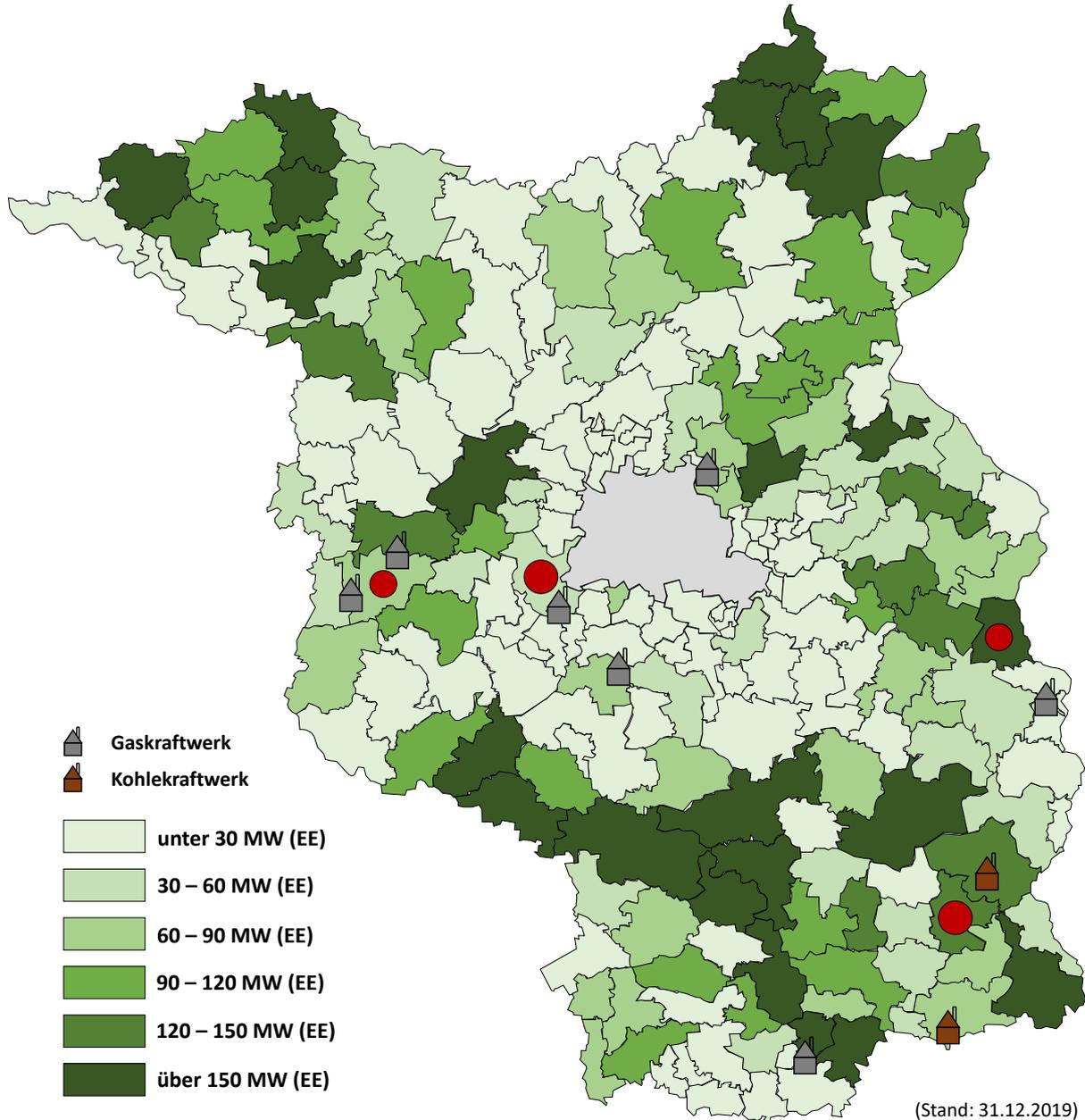


Abbildung 3: Regionale Verteilung der Erzeugungskapazitäten

Auf Basis der genannten Erzeugungskapazitäten lässt sich für den Bereich Stromerzeugung die sog. Bruttostromerzeugung nach Energieträgern klassifizieren (Abbildung 4). Diese lag im Jahr 2016 bei ca. 55,1 TWh [STBB2019]. Auf jeden Einwohner des Landes Brandenburg entfielen somit knapp 21,9 MWh/Einw., was den höchsten pro-Kopf-Wert unter allen Bundesländern darstellt. Auffällig dabei ist, dass der Energieträger Braunkohle trotz deutlich geringerer Kapazitäten fast zwei Drittel der Jahresarbeit ausmacht, gefolgt von den EE-EZA mit ca. 29 %. Die Bruttostromerzeugung steigt seit dem Jahr 1990 nahezu konstant an und hat sich bis zum Jahr 2016 um fast 30 % ggü. 1990 erhöht.

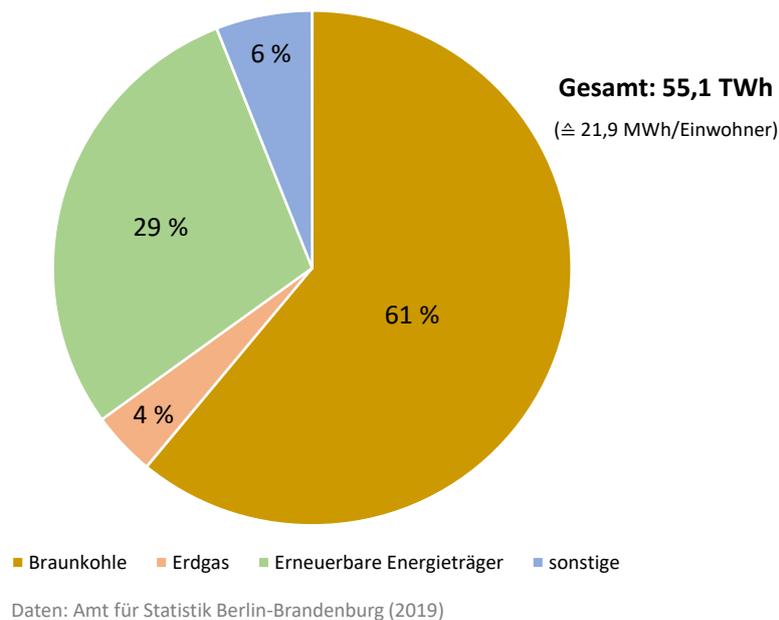


Abbildung 4: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 2016

Energiesenken

Das Land Brandenburg mit rund 2,5 Mio. Einwohnern gilt als eines der Flächenbundesländer in Deutschland und ist überwiegend von ländlichen und kleinstädtischen Strukturen geprägt. Die Einwohnerdichte von knapp 84 Einw./km² ist die Zweitgeringste im nationalen Bundesländervergleich. Eine starke Einwohner- und damit Energieverbrauchskonzentration (im Haushalts- und GHD-Sektor) ist im Berliner Umland erkennbar, welches deutlich dichter besiedelt ist und einen eher städtischen bzw. vorstädtischen Charakter besitzt.

Dabei sind ebenfalls klare Verschiebungen zwischen den Regionen erkennbar: während das Berliner Umland von einer positiven Wanderungsbilanz (d.h. mehr Zuzüge als Wegzüge) profitiert, ergeben sich für weiter entfernte, ländliche Regionen negative Tendenzen von bis zu 20 % Bevölkerungsverlust bis zum Jahr 2030 ggü. dem Jahr 2016. Insgesamt zeigt sich eine deutlich ungleiche Verteilung der Energienachfrage im Bundesland, welches neben versorgungstechnischen Problemen in den ländlichen Regionen gleichzeitig zahlreiche Potenziale für die Vernetzung der verschiedenen Sektoren liefert. Eine Übersicht der Einwohnerverteilung Brandenburgs ist im Landessteckbrief in Abbildung 2 dargestellt [LBV2018].

Für das Land Brandenburg ergab sich im Jahr 2016 ein Primärenergieverbrauch (PEV) von insgesamt 184,3 TWh. Dies entspricht ca. 73 MWh/Einwohner und stellt den höchsten Wert aller Bundesländer dar (Bundesdurchschnitt ca. 47 MWh). Nach Energieträgern unterteilt steuern Braun- und Steinkohleerzeugung ca. die Hälfte dazu bei, gefolgt von Mineralölprodukten mit ca. 26 % (Abbildung 5). Der Betrag der EE-EZA betrug ca. 34 TWh, was einem Anteil am Primärenergieverbrauch von fast 19 % entspricht [STBB2019].

Seit dem Jahr 1990 liegt der PEV im Land Brandenburg auf einem nahezu konstanten Niveau. Während der Gas- und Kohleanteil stetig sinkt, ist der Anteil der EE-EZA besonders in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen.



2. Identifikation geeigneter Pilotregionen und Flexibilitätstechnologien

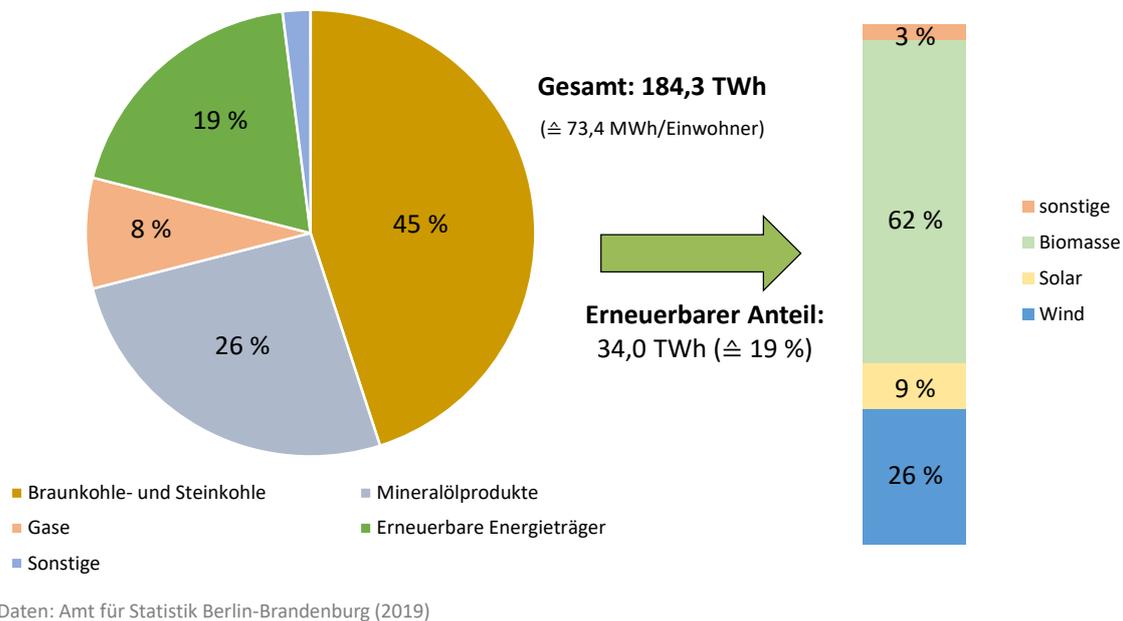


Abbildung 5: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Jahr 2016

Der Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) im Land Brandenburg betrug im Jahr 2016 rund 85,5 TWh (Abbildung 6). Dabei wird ersichtlich, dass im Vergleich zum PEV rund die Hälfte der Energie für Umwandlungsprozesse, Energieexporte (Anteil ca. 40 % am PEV) und sonstige Verluste aufgewendet wurde. Mit ca. 34 MWh je Einwohner ist der Pro-Kopf-Verbrauch im Landesvergleich ebenfalls überdurchschnittlich [STBB2019].

Den größten Anteil am BEEV machen mit ca. 33 % Mineralölprodukte aus, gefolgt von Gasen mit 23 %. Der Anteil des Energieträgers Kohle beträgt nach der Umwandlung in Endenergie nur noch 8 %, erneuerbare Energieträger machen 12 % aus. Eine Klassifizierung des BEEV ist auch nach Verbrauchergruppen möglich. Hierbei wird ersichtlich, dass sich der Anteil nahezu gleich auf die vier Verbrauchergruppen (verarb. Gewerbe/Industrie, Haushalte, GHD und Verkehr) aufteilt. Der Anteil des Verkehrssektors ist dabei überdurchschnittlich im Bundesländervergleich, der Bereich verarb. Gewerbe/Industrie hingegen deutlich unter dem Bundesschnitt.

Der BEEV bewegt sich ähnlich wie der PEV seit dem Jahr 1990 auf einem nahezu konstanten Niveau. Auch die Entwicklungen in den einzelnen Verbrauchsgruppen bewegen sich innerhalb der üblichen Schwankungsbreiten.



2. Identifikation geeigneter Pilotregionen und Flexibilitätstechnologien

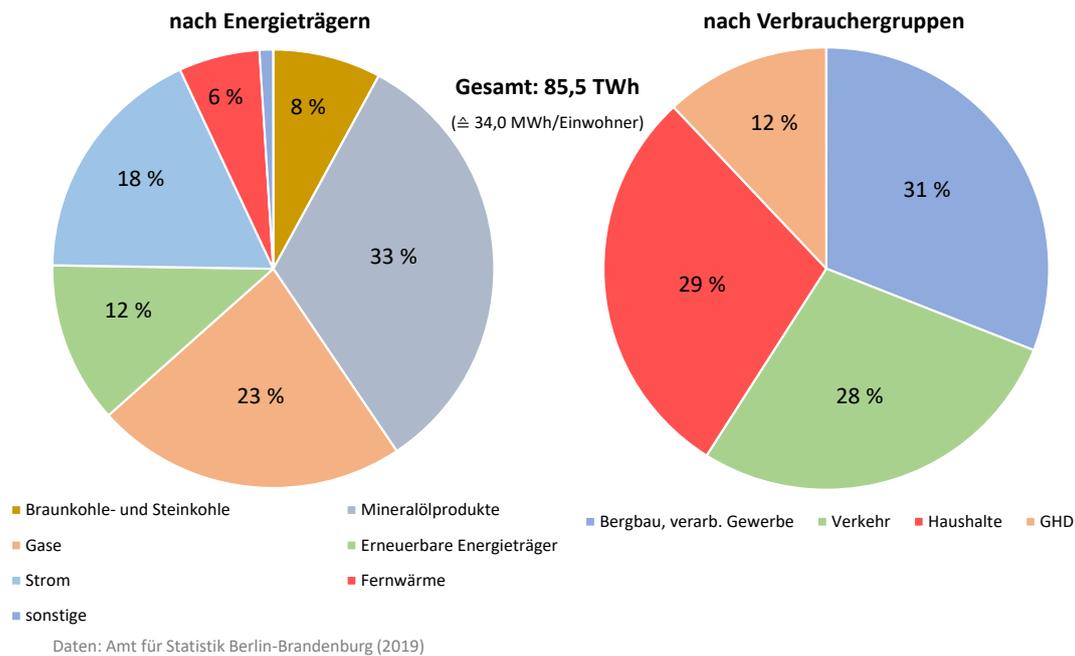


Abbildung 6: Bruttoendenergieverbrauch nach Energieträgern und Verbrauchergruppen 2016

Im Stromsektor betrug der Bruttostromverbrauch im Jahr 2016 in Brandenburg ca. 21,4 TWh. Dies entspricht einem Pro-Kopf-Verbrauch von ca. 8,5 MWh/Einw. und liegt deutlich über dem Bundesdurchschnitt. Der Wert des Bruttostromverbrauchs ist seit dem Jahr 1990 nahezu konstant. Im Vergleich zur Bruttostromerzeugung (vgl. Abbildung 4) werden nur rund 40 % der eingespeisten elektrischen Energie lokal benötigt, der restliche Anteil wird über entsprechende Netzinfrastrukturen exportiert. Der Anteil der erneuerbaren Energieträger beträgt ca. 73 %, was nach Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein den drittgrößten Anteil unter den Bundesländern ausmacht und ebenfalls deutlich über dem Bundesdurchschnitt von ca. 43 % liegt [STBB2019].

Wie in Abbildung 6 zu erkennen ist, stellt der Bereich Industrie/verarbeitendes Gewerbe in der Gesamtenergienachfrage des Landes Brandenburg einen vergleichsweise kleinen Sektor dar. Die Industriedichte mit ca. 49 Beschäftigten pro 1.000 Einwohner liegt dabei deutlich unter dem Bundesdurchschnitt (83 Beschäftigte/1.000 Einwohner). Der Verbrauch konzentriert sich auf wenige Standorte. Hauptindustriebereiche sind die verarbeitende und chemische Industrie sowie der Bereich Maschinenbau. Insgesamt existiert wenig Großindustrie mit intensivem Endenergieverbrauch; die im bundesdeutschen Vergleich führende Automobilindustrie als ein großer Verbrauchssektor ist in Brandenburg eher schwach ausgebildet. Ein Großteil der Industrieunternehmen liegt im direkten Berliner Umland.

Im Bereich Verkehr liegt der durchschnittliche Energieverbrauch über dem Bundesschnitt aufgrund der überwiegend ländlich geprägten Struktur Brandenburgs und den damit verbundenen, größeren Distanzen zwischen den einzelnen Regionalzentren. Für den öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) stellen Elektrofahrzeuge eine denkbare Option für das Land Brandenburg dar. Eine weitere Option im Verkehrssektor, welche zunehmend an Bedeutung gewinnt, ist die Wasserstoffmobilität. Derzeit laufen in diesem Bereich bereits erste Pilotprojekte, welche im Gegensatz zur E-Mobilität auch für längere Distanzen und damit für das Land Brandenburg geeignet sind. Beispiele hierfür sind der Linieneinsatz wasserstoffbetriebener Züge der Niederbarnimer Eisenbahn AG sowie Wasserstoffbusse im kommunalen Verkehrsunternehmen Cottbusverkehr (vgl. Kapitel 6.3).



2.2.3 Netzinfrastrukturen

Für die Umsetzung der Sektorenkopplung und der damit verbundenen Nutzung elektrischer Energie in anderen Sektoren ist das Vorhandensein flächendeckender Netzinfrastrukturen in allen betrachteten Sektoren ein notwendiges Kriterium. Die im Stromsektor nicht benötigte Energie kann dabei nur dann in anderen Sektoren genutzt werden, wenn die Energie bis zur PtX-Anlage gelangen und das umgewandelte Produkt zur weiteren Nutzung ebenfalls adäquat genutzt werden kann. Der besondere Schwerpunkt liegt dabei an den Netzschnittstellen, wo einzelne Teile dieser Netzinfrastrukturen in räumlicher Nähe zueinander liegen. Für die Auswahl geeigneter Pilotregionen sind somit Detailuntersuchungen der vorhandenen Netzstrukturen unabdingbar. Im Folgenden werden diese Strukturen nun ausführlich untersucht und beschrieben.

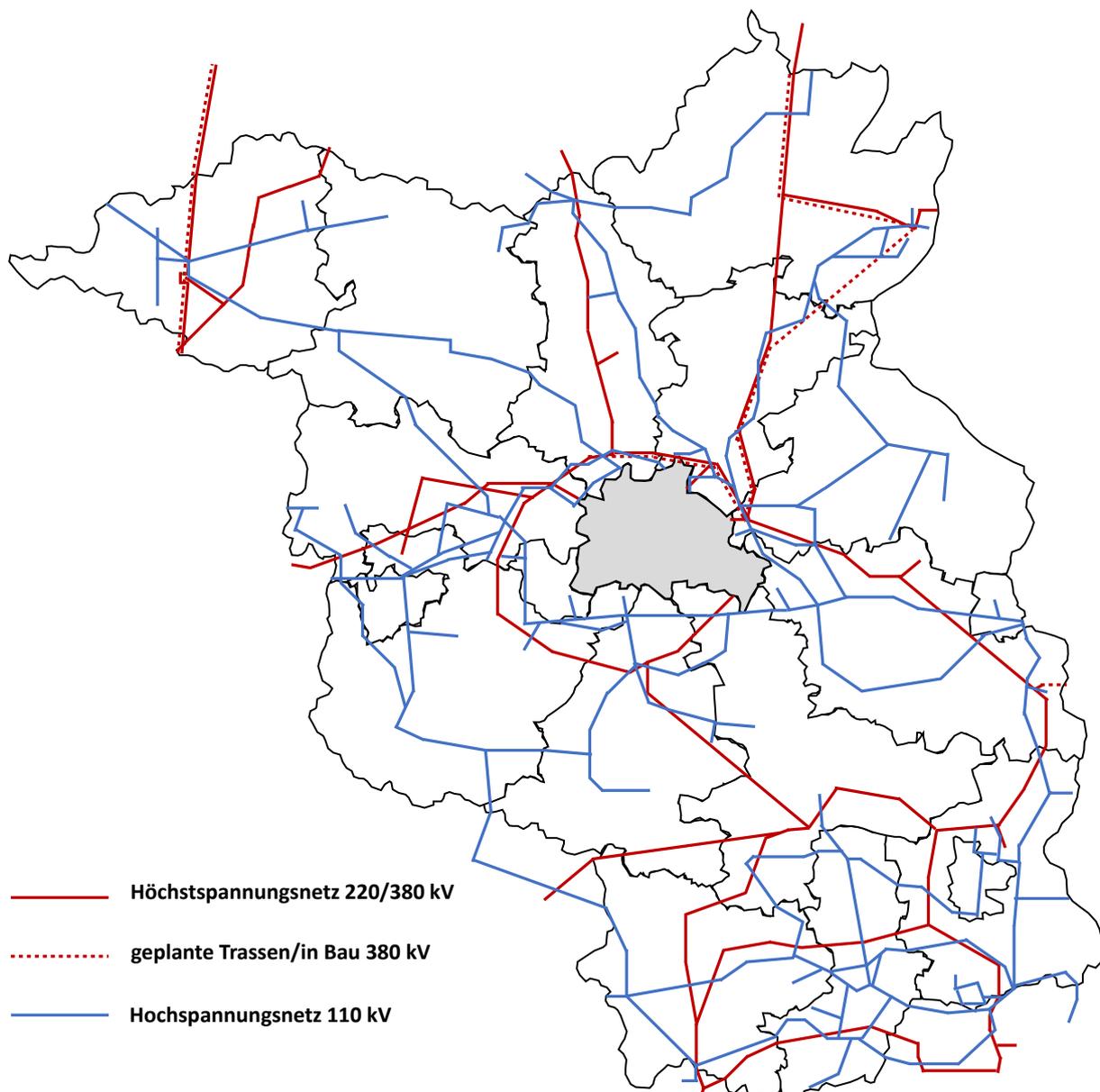


Abbildung 7: Stromnetzinfrastrukturen im Land Brandenburg

Abbildung 7 zeigt die gemeinsame Darstellung der Hochspannungsebene (110 kV) und Höchstspannungsebene (380 kV) im Land Brandenburg. Diese verteilen sich flächendeckend auf alle Landkreise mit erhöhter Konzentration im Berliner Umland sowie im Süden Brandenburgs.

Im Gegensatz dazu weist das Erdgasnetz im Hochdruckbereich eine deutlich geringere Netzdichte im Vergleich zu den Elektroenergienetzen aus (Abbildung 8). Hinzu kommen transnationale Leitungen, die jedoch nicht für die Sektorenkopplung in Frage kommen. Die Netzinfrastrukturen mit niedrigeren Druckstufen (und damit der Verteilnetzebene im Erdgasnetz) ist in allen Landkreisen mehr oder minder flächendeckend vorhanden, wobei urbane Regionen oftmals deutlich stärker vernetzt sind. Analog zur Stromnetzinfrastruktur sind zahlreiche Verknüpfungspunkte zur Netzkopplung vorhanden (Verdichterstationen), welche für großtechnische Anwendungsfälle unabdingbar sind.

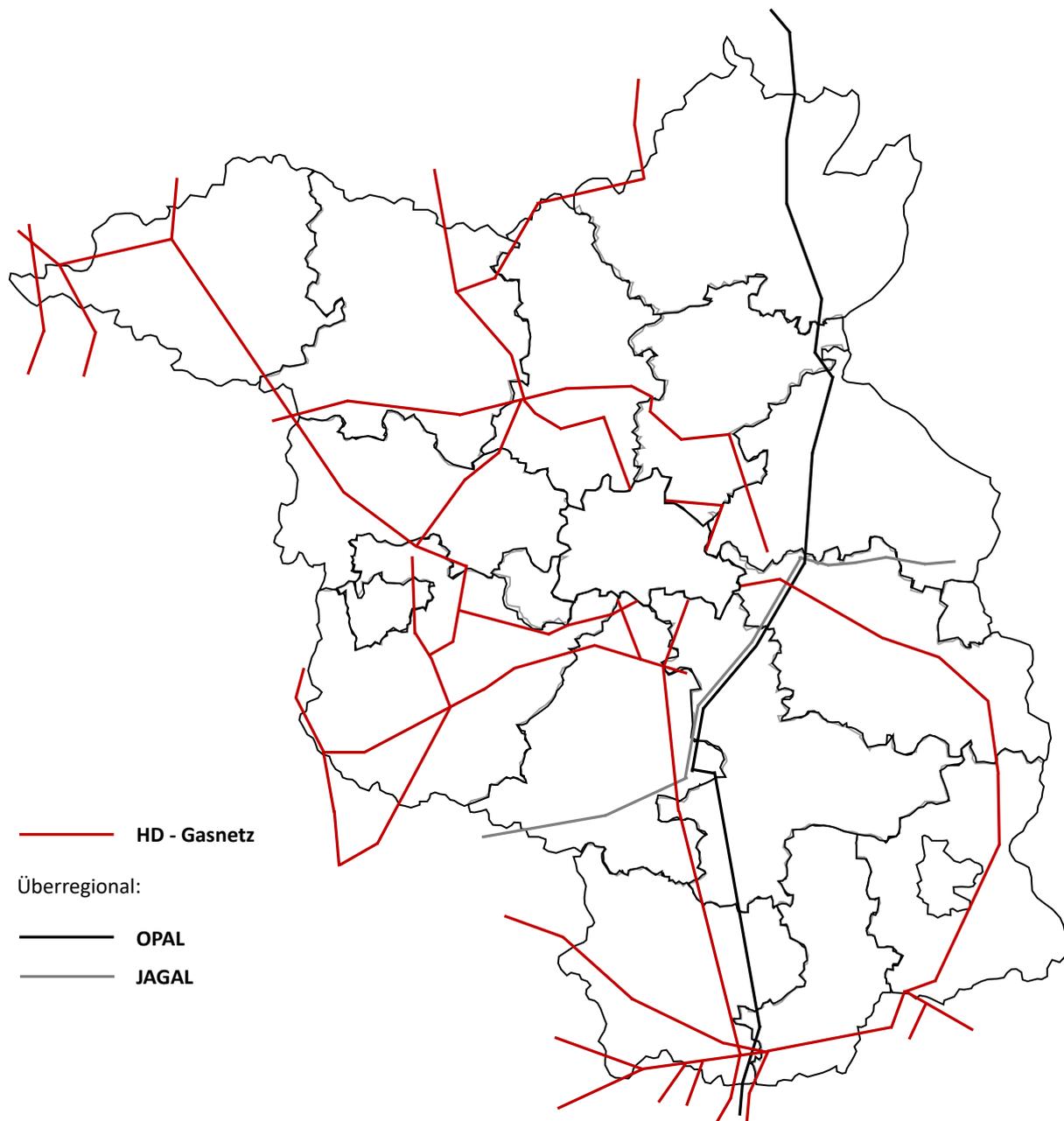


Abbildung 8: Erdgasnetzinfrastrukturen im Land Brandenburg



2. Identifikation geeigneter Pilotregionen und Flexibilitätstechnologien

Im Gegensatz zu den Strom- und Gasinfrastrukturen sind Wärmenetze regional abgeschlossene Netze und somit nicht flächendeckend gekoppelt. Auch die Netzverknüpfung mit anderen Netzsektoren gestaltet sich aufgrund des kommunalen Charakters der Wärmenetze schwierig. Während in größeren Siedlungsbereichen (Städte bzw. Vorstädte) oftmals flächendeckende Wärmenetze und die Kopplung mit anderen Sektoren vorhanden sind, existieren in ländlichen und kleinstädtischen Regionen überwiegend kleinere Inselnetze für die Wärmerversorgung. Bei der Wahl geeigneter Pilotregionen und der Umsetzung von Flexibilitätstechnologien sind diese Eigenschaften der jeweiligen Region zu berücksichtigen.

Für die konkrete Umsetzung von Projekten in den Pilotregionen sind ferner die Übertragungsebenen der einzelnen Netzstrukturen zu beachten. So können im Strom- und Gassektor je nach Anwendungsfall verschiedene Spannungs- bzw. Druckebenen zur Energieverteilung genutzt werden. Für die Anwendung in einzelnen Regionen eignen sich dabei besonders die unteren Ebenen im Mittel- bzw. Niederspannungsbereich (analog Mittel- und Niederdruck). Für die Makrobetrachtung im Zieljahr 2050 und der großflächigen Übertragung von Energiemengen sind darüber hinaus auch die Restriktionen in den einzelnen Netzebenen zu beachten.

2.3 Auswahl der Pilotregionen

2.3.1 Beschreibung und Anwendung des Kriterienkatalogs

Zur Bestimmung geeigneter Pilotregionen wurde ein mehrstufiger Auswahlprozess entwickelt, mit dessen Hilfe unter Anwendung eines transparenten Kriterienkatalogs in Frage kommende Regionen ermittelt werden können (Abbildung 9).

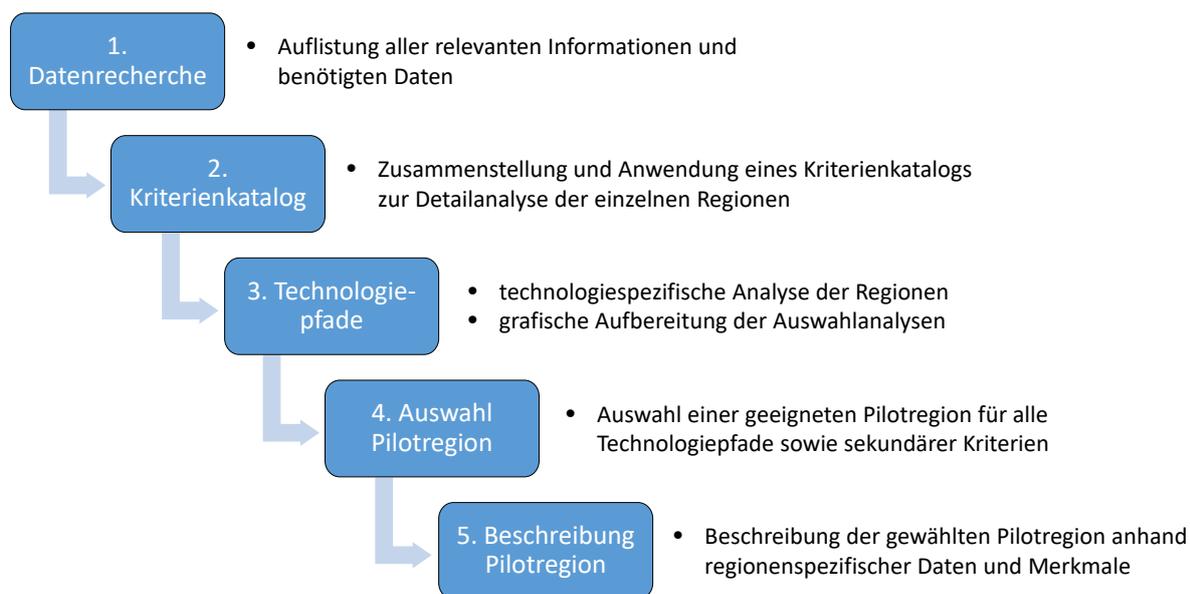


Abbildung 9: Auswahlprozess zur Bestimmung geeigneter Pilotregionen

Die Grundlage bilden dabei umfangreiche und sektorenübergreifende Datenrecherchen. Hierbei werden für alle Regionen und Landkreise alle relevanten Informationen aufbereitet und somit ein Gesamtabbild für das Land Brandenburg geschaffen. Die Untersuchungen umfassen dabei sowohl demografische, wirtschaftliche, strukturelle als auch energietechnische- und wirtschaftliche Informationen. Auf Basis der gesammelten Daten und Anwendung des Kriterienkatalogs (Tabelle 3) werden die in Frage kommenden Regionen nach verschiedenen Gesichtspunkten detailliert analysiert. Durch Anwendung verschiedener Bewertungskriterien erfolgt die Auflistung möglicher Regionen, deren Eigenschaften die jeweiligen Kriterien grundsätzlich erfüllen.



2. Identifikation geeigneter Pilotregionen und Flexibilitätstechnologien

Tabelle 3: Kriterienkatalog zur Anwendung im Auswahlprozess

Bereich	Kriterien / Auswahlfragen
Strukturell	<ul style="list-style-type: none"> – Kommunale Gliederung, Landkreise, Gemeinden – Rahmenbedingungen, regionale Akteure
Demografie	<ul style="list-style-type: none"> – Bevölkerung (absolut, Dichte, regionale Verteilung) – Städte / Lastzentren
Wirtschaft	<ul style="list-style-type: none"> – Industrie (Anzahl, Betriebe, Größe, Industriedichte) – GHD (Anzahl, Betriebe, Größe, GHD-Dichte) – Wirtschaftszentren, Verkehrsinfrastruktur
Energie	<ul style="list-style-type: none"> – konventionelle Erzeugung – EE-Erzeugung (Anzahl EE-EZA, Leistungsdichte) – Eignungsgebiete für EE-EZA
Netzstrukturen	<ul style="list-style-type: none"> – Netzstrukturen (Ebenen, Netzdichte) – Akteure, Stadtwerke und Netzbetreiber (Strom, Gas, Wärme) – Netzverknüpfungspunkte
Strukturwandel und Konzepte	<ul style="list-style-type: none"> – vorhandene Maßnahmen und Förderungsmöglichkeiten – kommunale und regionale Klimaschutz- bzw. Energiekonzepte
Sonstige	<ul style="list-style-type: none"> – bestehende und geplante PtX-Projekte

Die Analysen werden technologiespezifisch durchgeführt und betrachten dabei die vier ausgewählten Umwandlungsformen Power-to-Gas, Power-to-Heat, Power-to-Mobility und Power-to-Liquid. Für jede einzelne Technologieart werden jeweils Eignungsgebiete ermittelt, welche die unterschiedlichen spezifischen Anforderungen in den einzelnen Kriterien erfüllen (Tabelle 4). Dabei stehen vor allem die Primärkriterien Energiesenken- und quellentyp, Netzinfrastruktur sowie die maximale Entfernung von Energiequelle und -senke im Mittelpunkt der Untersuchungen.

Tabelle 4: Kriterienkatalog für die Pilotregion nach Technologiearten

Technologie	Power-to-Heat	Power-to-Gas	Power-to-Mobility	Power-to-Liquid
Energiequelle	x	x	x	x
Energiesenke	x	x	x	x
Max. Entfernung je Senkentyp				
– Stadt/Lastzentrum	15 km	-	20 km	-
– Industrie	15 km	10 km	-	20 km
– Netz	15 km	10 km	-	-
– Export	-	offen	-	offen
CO ₂ -Quelle	-	(x)	-	(x)

2. Identifikation geeigneter Pilotregionen und Flexibilitätstechnologien

Zusätzlich zu den o.g. Bedingungen zur Auswahl geeigneter Pilotregionen kommen weitere sekundäre Kriterien:

- Netzengpassregionen,
- Strukturwandelregionen,
- bereits vorhandene Power-to-X-Projekte.

Anschließend werden die jeweiligen Eignungsgebiete für alle vier Technologien überlagert. In die weitere Betrachtung kommen dabei Regionen, in denen mindestens drei der vier Technologiepfade sinnvoll erscheinen (Abbildung 10). Anschließend findet die Auswahl der finalen Pilotregionen statt, welche diese Eigenschaften sowie weitere, sekundäre Entscheidungskriterien (z.B. Strukturwandelregion, Netzengpassgebiet etc.) erfüllen. Für das Land Brandenburg konnten so fünf amtsscharfe Pilotregionen ermittelt werden, welche sich sowohl in Größe, Charakter als auch Eignung für die jeweiligen Technologien unterscheiden (Tabelle 5).

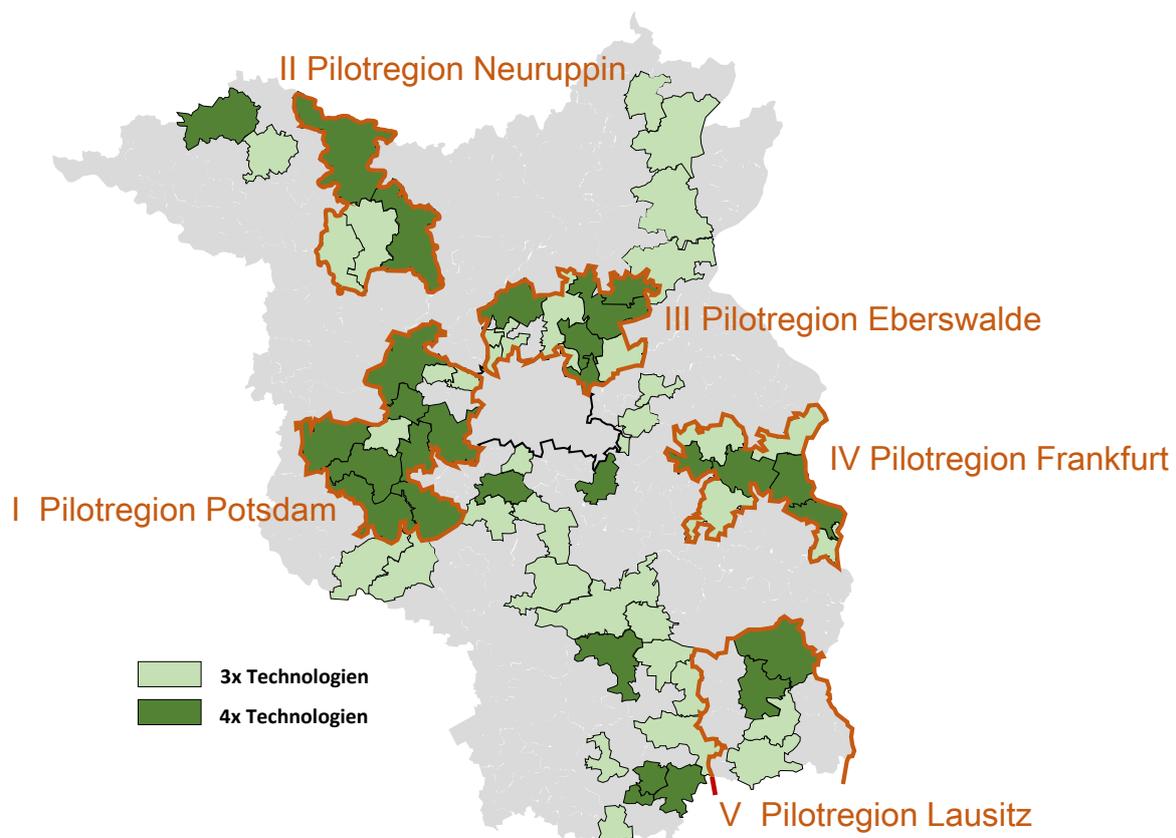


Abbildung 10: Ausgewählte Pilotregionen nach Abschluss des Auswahlprozesses

Den Abschluss im Auswahlprozess bildet eine detaillierte Beschreibung der gewählten Pilotregionen anhand regionenspezifischer Daten und Merkmale auf Grundlage der Schritte 1 bis 4. Dabei wird ebenfalls aufgezeigt, welche möglichen Technologiepfade in welcher Form in der jeweiligen Pilotregion umgesetzt werden können. In späteren Untersuchungen der Studie bildet diese Konzeptionierung und Planung von Projekten in der gewählten Region einen Kernpunkt der Bearbeitung.



2. Identifikation geeigneter Pilotregionen und Flexibilitätstechnologien

Tabelle 5: Übersicht der fünf ausgewählten Pilotregionen

I Potsdam	II Neuruppin	III Eberswalde	IV Frankfurt	V Lausitz
13 Ämter, 414.000 Einwohner	5 Ämter, 64.000 Einwohner	11 Ämter, 249.000 Einwohner	7 Ämter, 143.000 Einwohner	20 Ämter, 269.000 Einwohner
296 MW _{inst} PV 488 MW _{inst} Wind	88 MW _{inst} PV 194 MW _{inst} Wind	275 MW _{inst} PV 360 MW _{inst} Wind	238 MW _{inst} PV 336 MW _{inst} Wind	644 MW _{inst} PV 242 MW _{inst} Wind
Berliner Umland	Berlin-fern	Berliner Umland	Berlin-fern	Berlin-fern
Industrieregion	wenig Industrie	wenig Industrie	Industrieregion	Industrieregion
PtH:	PtH:	PtH:	PtH:	PtH:
PtG:	PtG:	PtG:	PtG:	PtG:
PtL:	PtL:	PtL:	PtL:	PtL:
PtM:	PtM:	PtM:	PtM:	PtM:

2.3.2 Darstellung der gewählten Pilotregionen

Nach Abstimmung mit den Projektpartnern und dem Auftraggeber wurden insgesamt drei Pilotregionen im Land Brandenburg für die weiteren Untersuchungen ausgewählt, welche sich im besonderen Maße für Detailuntersuchungen im Bereich Sektorenkopplung eignen. Der Fokus der Untersuchungen soll dabei in den jeweiligen Regionen auf verschiedenen Schwerpunkten liegen.

Die Pilotregion „Potsdam“ eignet sich am besten zur Untersuchung aller betrachteten Technologiepfade. In der Region existieren gut ausgebaute Netzinfrastrukturen sowie umfangreiche Energiequellen und -senken. Durch die hohe Bevölkerungsdichte stehen in allen Sektoren ausreichend Nutzungsmöglichkeiten für EE-Überschüsse zur Verfügung. Darüber hinaus existieren bereits zahlreiche PtX-Projekte oder sind in Planung.

Die Pilotregion „Neuruppin“ im Norden Brandenburgs stellt dagegen ein typisches Bild vieler brandenburgischer Kommunen dar. Sie umfasst hauptsächlich ländlich geprägte Gebiete sowie einige wenige Regionalzentren und ist dünn besiedelt. Weiterhin existiert nur wenig Industrie und GHD. Im Gegensatz dazu stehen hohe Erzeugungskapazitäten im Bereich Windenergie, welche einen über den Bedarf hinausgehenden Anteil von erneuerbaren Energien liefern. Hauptschwerpunkt in den Untersuchungen soll daher die Frage sein, wie Sektorenkopplung auch im ländlichen Raum mit wenig Energienachfrage und großen Distanzen umgesetzt werden kann.

Die Pilotregion „Lausitz“ zeigt ebenfalls gute Voraussetzungen zur Umsetzung von Sektorenkopplung. Hinzu kommt das Thema Strukturwandel als besondere Charakteristik der Region. Die ehemals durch konv. Energieerzeugung vorhandenen Infrastrukturen können dabei zukünftig nachhaltig weiter genutzt werden. Besonders im Bereich Wasserstoff sind derzeit viele Projekte zum Aufbau einer sektoren-

rübergreifenden Wasserstoffinfrastruktur in Planung. Eine Besonderheit der Region ist die länderübergreifende Betrachtung, da ein Großteil des Siedlungsgebiets „Lausitz“ im Bundesland Sachsen liegt und die Region somit als ganzheitlicher Verbund betrachtet werden muss.

Detailvorstellung Pilotregion „Potsdam“

Die Pilotregion westlich Berlins erstreckt sich über eine Fläche von ca. 1.819 km² in den Landkreisen Potsdam-Mittelmark und Havelland sowie den beiden kreisfreien Städten Potsdam und Brandenburg/Havel. Mit über 400.000 Einwohnern (Anteil BRB ca. 16 %) ist die Region überwiegend städtisch geprägt und mit ca. 228 Einwohner/km² überdurchschnittlich dicht besiedelt. Die Pilotregion besitzt eine der größten Industrie- und GHD-Dichten des Landes, welche sich hauptsächlich in den beiden Städten Potsdam (GHD) und Brandenburg/Havel (Industrie) befinden. Darüber hinaus verfügt die Region über sehr gut ausgebaute Verkehrsinfrastrukturen (sowohl Straßen-, Schienen- als auch Wasserwege) und gilt als wichtiges zentrales Verkehrsdrehkreuz. Dies bestätigen auch die zahlreichen Logistik-Niederlassungen großer Unternehmen in der Region.

In der Region sind insgesamt 488 MW an Windenergieanlagen und 296 MW an Photovoltaikanlagen installiert. Die derzeitigen Regionalpläne der Planungsregion sehen hierbei auch noch vereinzelte Wachstumspotenziale in den jeweiligen Eignungsgebieten. Die Region verfügt über sehr gut ausgebaute Stromnetzstrukturen sowohl im Hoch- als auch Höchstspannungsbereich. Das Umspannwerk Wustermark gilt als ein zentraler Knotenpunkt im Land Brandenburg. Im Erdgassektor existiert ebenfalls ein gut ausgebautes MD- und HD-Gasnetz.

Nach Anwendung des bereits beschriebenen Kriterienkatalogs eignet sich die Pilotregion für alle PtX-Untersuchungspfade aufgrund der vorhandenen Gegebenheiten und Infrastrukturen. Besonders die hohe Energienachfrage in den verschiedenen Wirtschaftssektoren lässt ein hohes Sektorenkopplungspotenzial vermuten.

Der Übersichts-Steckbrief zur Pilotregion „Potsdam“ ist in Abbildung 11 dargestellt.

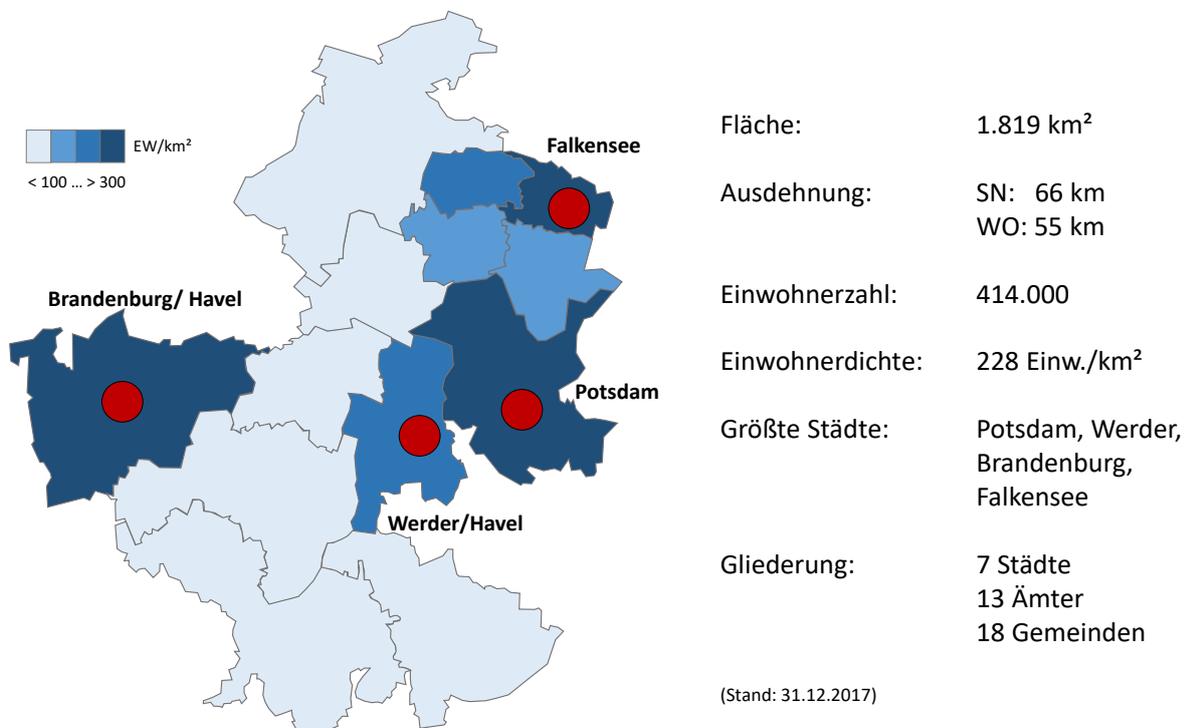


Abbildung 11: Übersicht Pilotregion "Potsdam"

Detailvorstellung Pilotregion „Lausitz“

Die Pilotregion „Lausitz“ befindet sich im Süden Brandenburgs und erstreckt sich über eine Fläche von ca. 2.120 km² im Landkreis Spree-Neiße und der kreisfreien Stadt Cottbus auf brandenburgischer Seite sowie den Landkreisen Bautzen und Görlitz auf sächsischer Seite. Die Lausitz gilt als grenzüberschreitendes Territorium beider Bundesländer und wird daher in den Untersuchungen als Verbund betrachtet. Mit knapp 270.000 Einwohnern ist die Region deutlich ländlicher geprägt, besitzt jedoch einige Regionalzentren (Cottbus, Spremberg, Hoyerswerda, Weißwasser). Die Energienachfrage im Industrie- und GHD-Sektor ist nicht flächendeckend verteilt sondern konzentriert sich stark auf wenige Zentren (z.B. Industriepark Schwarze Pumpe).

In der Region sind insgesamt 242 MW an Windenergieanlagen und 644 MW an Photovoltaikanlagen installiert. Hinzu kommen hohe installierte Erzeugungskapazitäten im Bereich Braunkohleverstromung an den Kraftwerksstandorten Jänschwalde und Schwarze Pumpe. Durch die historisch gewachsenen konventionellen Kraftwerksstrukturen existieren sehr gut ausgebaute Stromnetzanbindungen im Hoch- und Höchstspannungsbereich. Das Erdgasnetz ist dagegen außerhalb der wenigen großen Industriestandorte nur wenig flächendeckend ausgebaut.

Nach Anwendung des bereits beschriebenen Kriterienkatalogs eignet sich die Pilotregion grundsätzlich für alle PtX-Untersuchungspfade aufgrund der vorhandenen Gegebenheiten und Infrastrukturen. Besonders die hohe Energienachfrage in den verschiedenen Wirtschaftssektoren führt zu einem hohen Potenzial für die Nutzung von EE-Überschüssen. Nachteilig wirken dagegen vor allem die ländlichen Strukturen mit großen Distanzen sowie die insgesamt geringe Energienachfrage in den Sektoren Haushalte und GHD. Dagegen stehen jedoch hohe Energieerzeugungskapazitäten (konventionell und erneuerbar), welche sektorübergreifend genutzt werden können. Ferner ist die Region einem weiteren Strukturwandel (v.a. infolge des bevorstehenden Kohleausstiegs) unterworfen und durchläuft einen grundlegenden Transformationsprozess.

Der Übersichts-Steckbrief zur Pilotregion „Lausitz“ ist in Abbildung 12 dargestellt.

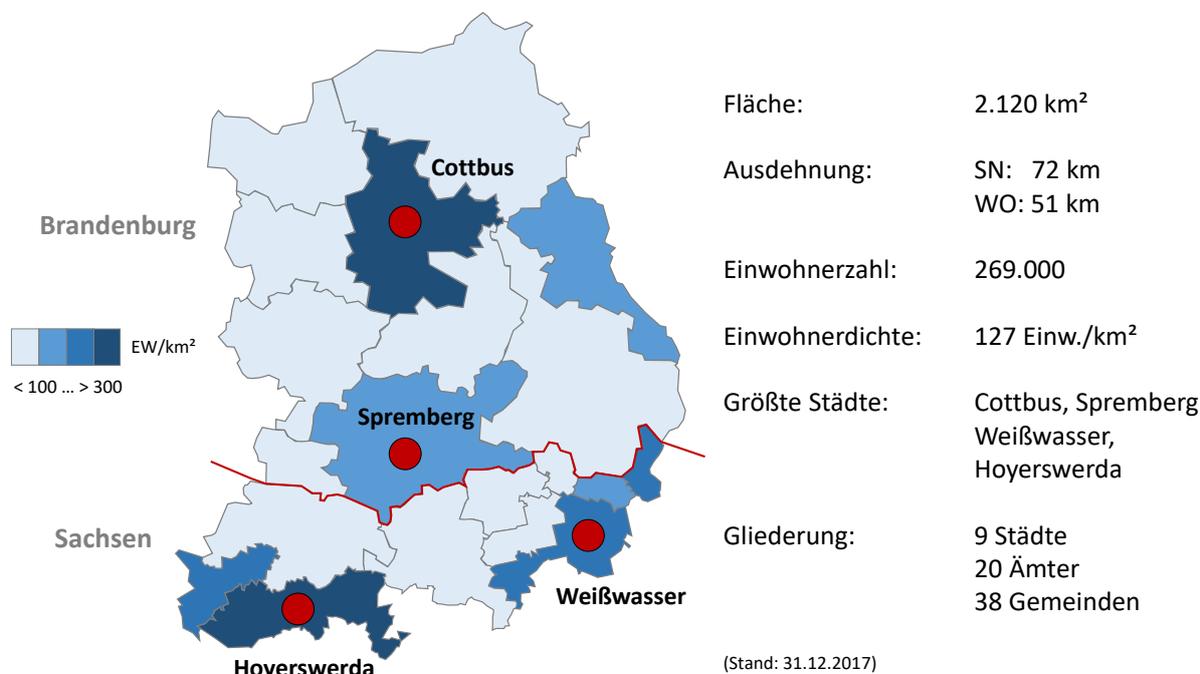


Abbildung 12: Übersicht Pilotregion "Lausitz"

Detailvorstellung Pilotregion „Neuruppin“

Die Pilotregion „Neuruppin“ liegt im Norden Brandenburgs und erstreckt sich über eine Fläche von ca. 1.500 km². Sie umfasst insgesamt fünf Ämter und liegt ausschließlich im Landkreis Ostprignitz-Ruppin. Mit knapp 64.000 Einwohnern ist die Region sehr dünn besiedelt. Die größten Städte sind Neuruppin, Wittstock/Dosse und Rheinsberg. Insgesamt ist die Region eher ländlich geprägt mit einigen wenigen Regionalzentren. Die Anzahl der GHD- und Industriebetriebe liegt deutlich unter dem Landesdurchschnitt.

In der Energiebereitstellung überwiegt deutlich die Nutzung erneuerbarer Energieträger. Insgesamt waren im Jahr 2019 ca. 88 MW Photovoltaik und knapp 194 MW Windenergie an Kapazitäten installiert. Die Netzinfrastrukturen in den jeweiligen Energiesektoren sind eher gering ausgebaut. Zusätzliche Infrastrukturen (z.B. für Wasserstoff oder andere Transportinfrastrukturen) müssen ebenfalls noch entwickelt werden.

Nach Anwendung des Kriterienkatalogs sind die Potenziale für Sektorenkopplung im Vergleich unter den Pilotregionen als eher niedrig einzuschätzen, was vor allem an der geringen Energienachfrage in den Sektoren liegt. Grundsätzlich sind jedoch ausreichend EE-Überschüsse zur Nutzung vorhanden. Als besonders geeignet erscheint in der Pilotregion die Anwendung von Power-to-Gas Technologien, da diese Produkte vielschichtig nutz-, speicher- und transportierbar sind. Zukünftige Potenziale der Region könnten vor allem in der Herstellung von Wasserstoff und dessen flächendeckende Anwendung in den verschiedenen Sektoren und Technologien liegen.

Der Übersichts-Steckbrief zur Pilotregion „Neuruppin“ ist in Abbildung 13 dargestellt.



Abbildung 13: Übersicht Pilotregion "Neuruppin"

Eignung der Pilotregionen

Das Land Brandenburg gilt aktuell und auch zukünftig als ein bedeutender Energieerzeuger im Bundesvergleich. Besonders im Bereich der erneuerbaren Energieerzeugung sind auch zukünftig starke Wachstumspotenziale zu erwarten, sodass nicht selten hohe EE-Überschüsse zur Nutzung in anderen Sektoren entstehen werden.



2. Identifikation geeigneter Pilotregionen und Flexibilitätstechnologien

Die Energieerzeugung und -nachfrage ist regional sehr unterschiedlich verteilt und passt nur selten zeitlich wie bilanziell zueinander. Diese Charakteristik bietet daher ausreichend Potenziale, Energieüberschüsse in den verschiedenen Sektoren mit Hilfe von Power-to-X Technologien über die jeweiligen Netzinfrastrukturen auszugleichen. Hierbei existieren vereinzelt Regionen, in denen dies besonders gut gelingen könnte. Für weitere Detailuntersuchungen sollen dabei diese ausgewählten Pilotregionen im Mittelpunkt der Analysen stehen (vgl. Kapitel 5.1).

2.4 Übersicht Power-to-X Technologiesteckbriefe

Keywords	Anwendungen	Power-to-X (PtX) beschreibt die Umwandlung von elektrischem Strom in andere Energieträger und Anwendungsbereiche. Die Umwandlung kann über die Technologien Power-to-Heat (PtH), Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Mobility (PtM) erfolgen. Der Strom wird dabei direkt oder indirekt in den Energiesektoren Wärme, Gas und Mobilität genutzt.
Sektorenkopplung Power-to-Heat (PtH) Power-to-Gas (PtG) Power-to-Mobility (PtM)	Energietransport Energiespeicherung Netzengpassmanagement Dekarbonisierung	

Power-to-Heat (PtH)	
<p>Die Umwandlung von Strom in Wärme kann durch die technisch ausgereiften und kommerziell verfügbaren Technologien Elektroboiler, Elektrodenboiler und Wärmepumpen erfolgen. Die Energieumwandlung erfolgt dezentral (in Gebäuden) oder zentral (Heizkraftwerke), wobei die Wärme über Nah- bzw. Fernwärmenetze verteilt wird. Die Wärmeerzeugung ist durch hohe Wirkungsgrade gekennzeichnet und ermöglicht neben der Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme auch verschiedene Kühlungsoptionen. PtH kann einen signifikanten Beitrag zur Verminderung der CO₂-Emissionen in allen Sektoren leisten.</p>	

Power-to-Gas (PtG)	
<p>PtG beschreibt im ersten Schritt die Umwandlung von Strom in den fluiden Energieträger Wasserstoff (H₂). Zur Erzeugung von H₂ dienen die Technologien Alkalische Elektrolyse (AEL), Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse (PEM) und Hochtemperatur-CO-Elektrolyse (SOEC). Der Wasserstoff kann als Ausgangsstoff für eine fortfolgende Methanisierung genutzt sowie alternativ für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe verwendet werden. Die Weiterverarbeitung des Wasserstoffs ermöglicht die bessere Transportier- und Speicherbarkeit. PtG ermöglicht ebenfalls die Rückverstromung der synthetischen Energieträger.</p>	

Power-to-Mobility (PtM)	
<p>PtM ermöglicht die Elektrifizierung des Transportsektors mit Hilfe von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen (BEV) und Brennstoffzellen-Fahrzeugen (FCEV) sowie netzgebundenen Elektrofahrzeugen (GCEV). Darüber hinaus können konventionelle Fahrzeuge mit synthetischen Kraftstoffen und Gasen aus dem PtG-Zyklus betrieben werden (CNGV) und so zur Dekarbonisierung des Transportsektors beitragen. Primär wird PtM jedoch auf die batteriebetriebenen Elektrofahrzeuge bezogen. Diese müssen regelmäßig an Ladepunkten aufgeladen werden. Diese Ladepunkte stellen somit die Schnittstelle zwischen Strom- und Transportsektor dar.</p>	



Power-to-Gas (PtG) Elektrolyseverfahren

Keywords	Anwendungen	Power-to-Gas (PtG) Hydrogen
Alkalische Elektrolyse (AEL) Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse (PEM) Hochtemperatur-CO-Elektrolyse (SOEC)	Wasserstoffmobilität Chemische Industrie Brennstoff/Rückverstromung Netzengpassmanagement Steuerbare Last	Power-to-Gas (PtG) Hydrogen beschreibt die Umwandlung von Strom und Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Das Primärprodukt Wasserstoff ist ein gasförmiger Energieträger, der in Leitungen und Behältern transportiert und gespeichert werden kann. H ₂ kann in verschiedensten Anwendungsbereichen zum Einsatz kommen und somit zur Dekarbonisierung im Wärme-, Verkehrs- und Stromsektor sowie in der Industrie beitragen.

Technische Parameter	Einheit	AEL	PEM	SOEC
Temperaturbereich	[°C]	40...240	20...100	700...1.000
Betriebsdruck	[bar]	...60	...85 (max. 350)	...10
Zellspannung	[V]	1,8...2,4	1,8...2,2	0,91...1,3
Stromdichte	[A cm ⁻²]	0,2...0,4	0,6...2,0	0,4...2,0
Leistungsdichte	[W cm ⁻²]	...1,0	...4,0	...3,0
Degradationsrate	[μV h ⁻¹]	...3	...14	...40
Spez. Energieverbrauch	[kWh m ⁻³ H ₂]	4,5...8,2	4,5...7,1	...3
Wirkungsgrad	[%]	62...82	65...82	65...100
Elektrolyt	-	Base	Säure	ZrO ₂ / Y ₂ O ₃
Ladungsträger	-	OH ⁻	H ⁺	O ²⁻
Min. Teillast	[%]	20...40	5...10	-
Kaltstartzeit	-	Min.	Sek.	Std.
Laständerungsgeschwindigkeit	[% s ⁻¹]	...10	10...100	-
Zyklenzahl	[n]	...16.000	...16.000	-
Lebensdauer Stack	[h]	...90.000	...30.000	...7.600
Lebensdauer System	[a]	20...30	10...20	10...15
Existierende Leistungsgrößen	[kW]	6.000	2.000	150

Wirtschaftliche Parameter	Einheit	AEL	PEM	SOEC
Investitionsausgaben (CAPEX)	[€ kW _{el} ⁻¹]	800...1.500	900...1.850	2.200...6.500
Betriebskosten (OPEX)	[€ (kW a) ⁻¹]	16...30	18...40	45...130
Regelleistungserbringung ²		Mittel	Hoch	Niedrig
Kaltstartfähigkeit		Mittel	Hoch	Niedrig
Teillastfähigkeit		Mittel	Hoch	Niedrig
Lastfolgebetrieb		Mittel	Hoch	Niedrig
Skalierbarkeit ¹		Mittel	Hoch	Niedrig
Entwicklungsstand ³		Kommerziell	Kommerziell	Entwicklung
Wirkungsgrad		Mittel	Mittel	Hoch
Kosten		Niedrig	Mittel	Hoch
Lebensdauer		Hoch	Mittel	Niedrig

¹ Im Sinne einer modularen Erweiterbarkeit

² Primärregelung nur bei Teillastbetrieb möglich

³ Bezieht sich auf die Marktreife der Technologie

Quellen: [Bertu2014], [Dena2015], [Dena2017a], [Elsner2015], [FfE2017a], [FfE2017b], [Götz2016], [Graf2014a], [GWl 2015], [Huneke2018], [Kup2017a], [Kurz2015a], [Kurz2015b], [Milanzi2018], [Schieb2015], [Töpler2017], [Zapf2017]



Power-to-Gas (PtG) Methanisierung und Gas-to-Power (GtP)

Keywords	Anwendungen	Power-to-Gas (PtG) Methanisierung
Katalytische Methanisierung Biologische Methanisierung Sabatier-Prozess Rückverstromung Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	Erdgasmobilität Chemische Industrie Brennstoff Langzeitspeicher Rückverstromung	beschreibt die katalytische oder mikrobielle Umwandlung von Wasserstoff (H ₂) und Kohlenstoffdioxid (CO ₂) in Methan (CH ₄). Die chemischen Eigenschaften von CH ₄ eignen sich im Vergleich zu H ₂ besser zum Transport und zur Speicherung. CH ₄ dient der Dekarbonisierung im Wärme-, Verkehrs- und Stromsektor sowie in der chemischen Industrie.

Technische Parameter	Einheit	Katalyt. Reaktor	Bioreaktor	KWK
Temperaturbereich	[°C]	200...750	20...70	...500
Betriebsdruck	[bar]	10...100	1...10	...40
Spez. Energieverbrauch	[kWh m ⁻³]	0,4...1,8	...0,4	-
Wirkungsgrad	[%]	70...85	77...80	25...55 ⁶
CO ₂ Umsatz	[%]	80...95	...100	-
Methanbildungsrate (GHSV) ⁵	[h ⁻¹]	2.000...5.000	25...300	-
Min. Teillast	[%]	25...40	10	15...30
Kaltstartzeit	[min]	60...600	15...180	...15
Warmstartzeit	[min]	...15	...15	...5
Zyklenzahl	[n]	...100.000	-	-
Lebensdauer Katalysator	[a]	5	-	-
Lebensdauer System	[a]	10...20	10...20	10...50
Existierende Leistungsgrößen	[Nm ³ h ⁻¹]	5...325	-	1...450.000
Temperaturbereich	[°C]	200...750	20...70	...500
Betriebsdruck	[bar]	10...100	1...10	...40
Spez. Energieverbrauch	[kWh m ⁻³]	0,4...1,8	...0,4	-
Wirkungsgrad	[%]	70...85	77...80	25...55 ⁶

Wirtschaftliche Parameter	Einheit	Katalyt. Reaktor	Bioreaktor	KWK
Investitionsausgaben (CAPEX)	[€ kW _{CH₄/el} ⁻¹]	125...1.200	400...2.000	850...17.000
Betriebskosten (OPEX)	[€ (kW a) ⁻¹]	5...11	4...20	10...210
Regelleistungserbringung ²		-	-	Hoch
Kaltstartfähigkeit		Niedrig	Mittel	Mittel
Warmstartfähigkeit		Mittel	Hoch	Mittel...Hoch
Teillastfähigkeit		Mittel ⁴	Hoch	Hoch
Lastfolgebetrieb		Mittel ⁴	Hoch	Hoch
Skalierbarkeit ¹		Hoch	Mittel	Hoch
Entwicklungsstand ³		Kommerziell	Teil-Kommerziell	Kommerziell
Wirkungsgrad		Hoch	Hoch	Mittel
Kosten		Niedrig	Mittel	Mittel...Hoch

¹ Im Sinne einer modularen Erweiterbarkeit

³ Bezieht sich auf die Marktreife der Technologie

⁵ Reaktorvolumenbezogene Methanbildungsrate: Gas Hourly Space Velocity (GHSV)

² Primärregelung nur bei Teillastbetrieb möglich

⁴ Verbesserung durch Integration eines H₂-Speichers

⁶ Elektrischer Wirkungsgrad

Quellen: [Dena2017a], [Elsner2015], [Ghaib2017], [Görner2016], [Götz2016], [Graf2014a], [Graf2014b], [GWI2015], [Krautwald2016], [Milanzi2018], [Prognos2019], [Regett2014], [Schneid2017], [vanBass2015], [Watter2019], [Zapf2017]



2. Identifikation geeigneter Pilotregionen und Flexibilitätstechnologien

Power-to-Heat (PtH)

Keywords	Anwendungen	Power-to-Heat (PtH) beschreibt die Umwandlung von Strom in Wärme und ermöglicht die Bereitstellung von Raumwärme sowie industrieller Prozesswärme. Die Wärmeerzeugung kann zentral wie auch dezentral erfolgen. PtH-Anlagen werden häufig in Kombination mit KWK-Anlagen betrieben und können aufgrund der Trägheit der Wärme als flexible Lasten in die Betriebsführung der Stromnetze eingebunden werden.
Widerstandsheizkessel Elektrodenheizkessel Wärmepumpe	Wärmeerzeugung Netzengpassmanagement Steuerbare Lasten Speicher	

Technische Parameter	Einheit	Widerstandsheizk.	Elektrodenheizk.	Wärmepumpe
Temperaturbereich	[°C]	...95	110...240	...150
Druck	[bar]	-	3,5...30	...95
Wirkungsgrad	[%]	99	99	210...600 ⁴
Lebensdauer System	[a]	20...30	20...30	20...25
Existierende Leistungsgrößen	[kW]	1...15.000	1.000...90.000	2...450.000

Wirtschaftliche Parameter	Einheit	Widerstandsheizk.	Elektrodenheizk.	Wärmepumpe
Investitionsausgaben(CAPEX)	[€ kW _{th} ⁻¹]	20...160	125...400	200...820
Grenzkosten ⁶	[€ kWh _{th} ⁻¹]	0,18...0,30	0,18...0,30	0,03...0,15
Betriebskosten (OPEX)	[€ (kW a) ⁻¹]	1...5	4...12	6...25

Interdisziplinäre Einordnung	Einheit	Widerstandsheizk.	Elektrodenheizk.	Wärmepumpe
Regelleistungserbringung ^{3,5}		Hoch	Hoch	Mittel
Kaltstartfähigkeit		Mittel	Hoch	Niedrig
Teillastfähigkeit		Mittel	Hoch	Hoch
Lastfolgebetrieb		Mittel	Hoch	Niedrig
Skalierbarkeit ¹		Niedrig	Mittel	Hoch
Entwicklungsstand ²		Kommerziell	Kommerziell	Kommerziell
Wartungsintensität		Niedrig	Niedrig	Mittel
Wirkungsgrad		Hoch	Hoch	Sehr hoch
Kosten		Niedrig	Mittel	Hoch
Lebensdauer		Hoch	Hoch	Mittel

¹ Im Sinne einer modularen Erweiterbarkeit

³ Erbringung von PRL sowie positiver SRL und TRL nur mit Wärmepumpe möglich, da diese aus Wirtschaftlichkeitsgründen im Teillastbetrieb gefahren werden

⁵ Die Nutzung eines Wärmespeichers erhöht die Möglichkeit am Regelleistungsmarkt zu partizipieren

² Bezieht sich auf die Marktreife der Technologie

⁴ Leistungszahl ϵ ergibt sich aus dem Quotient der abgegebenen Wärmemenge Q und der dazu aufzuwendenden elektrischen Energie W

⁶ Abhängig vom individuellen Strombezugspreis

Quellen: [Adler2019], [Agora2014], [BDEW2017], [Böttger2017], [Eller2015], [Grad2012], [Grosch2013], [GZB2010], [IHK2014], [Pieper2018], [Simon2017], [Sterner2017], [Sternb2015], [VDE2015], [Wosnit2012]



2. Identifikation geeigneter Pilotregionen und Flexibilitätstechnologien

Power-to-Mobility (PtM)

Keywords	Anwendungen	Power-to-Mobility (PtM) beschreibt die Umwandlung von elektrischem Strom in kinetische Energie im Mobilitätssektor. Die Umwandlung kann dabei direkt über batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) oder indirekt über gasbetriebene Fahrzeuge (CNGV) oder Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) erfolgen (mehr Informationen siehe Technologie-Steckbrief Power-to-Gas).
Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV)	Transport	
Gasbetriebene Fahrzeuge (CNGV)	Netzengpassmanagement	
Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV)	Steuerbare Lasten	
	Vehicle-to-Grid	
	Energiespeicher	

Technische Parameter	Einheit	BEV	CNGV	FCEV
Wirkungsgrad ¹	[%]	75...90	20...35	40...60
Lebensdauer System ²	[a]	8...18	...26	...20
Lebensdauer System ²	[Tkm]	120...240	...375	...300
Ladeleistungsgrößen	[kW]	3...350	...3.300	...3.300
Reichweite	[km]	100...600	300...500	400...600
Betankungsdauer	[min.]	30...780	...3	...3

Wirtschaftliche Parameter	Einheit	BEV	CNGV	FCEV
Investitionsausgaben (CAPEX)	[T€ Stück ⁻¹]	23...120	13...41	60...90
Betriebskosten (OPEX)	[€ 100km ⁻¹]	5...6	5...6	9...10

Interdisziplinäre Einordnung	Einheit	BEV	CNGV	FCEV
Regelleistungserbringung		Hoch	-	-
Kaltstartfähigkeit		Hoch	-	-
Teillastfähigkeit		Hoch	-	-
Lastfolgebetrieb		Hoch	-	-
Skalierbarkeit ³		Mittel	Hoch	Hoch
Entwicklungsstand ⁴		Kommerziell	Kommerziell	Entwicklung
Wartungsintensität		Niedrig	Hoch	Mittel
Wirkungsgrad		Hoch	Niedrig	Mittel
Kosten		Mittel	Niedrig	Hoch
Lebensdauer		Mittel	Hoch	Mittel
Reichweite		Niedrig...Mittel	Hoch	Hoch
Verfügbarkeit Infrastruktur		Mittel	Hoch	Niedrig
Lade-/Betankungsdauer		Hoch	Niedrig...Mittel	Niedrig...Mittel
Durchdringungsgrad		Mittel	Mittel	Niedrig

¹ Tank-to-Wheel Wirkungsgrad im optimalen Betriebspunkt

³ Im Sinne eines Massen-Rollouts

² Kalendarische Lebensdauer, bezieht sich nicht auf die Zyklenzahl

⁴ Bezieht sich auf die Marktreife der Technologie

Quellen: [ADAC2020], [Burkert2015], [Burkert2019], [Füßel2017], [Kampk2018], [Klell2018], [Proff2015], [Reif2014], [Stan2015], [Tschöke2015], [vanBass2015]



3. Vorstellung des Energiemodells

Hauptautor: Martin Bendig

3.1 Modellcharakteristik

Grundsätze und Zielstellungen

Durch die Entwicklung und Anwendung des Energiemodells sollen die folgenden Fragestellungen beantwortet werden:

- In welchem Maße wird es zukünftig zu Wirkleistungsüberschüssen und -defiziten im Energieversorgungssystem kommen?
- Welche Rolle kann die Sektorenkopplung beim Ausgleich der Wirkleistungsbilanz spielen?

Hierzu werden die Sektorenkopplungspotenziale zeitlich und räumlich hochaufgelöst quantifiziert. Nur durch diese räumliche und zeitliche Gegenüberstellung von Erzeugung und Last kann überprüft werden, inwiefern das Instrument der Sektorenkopplung geeignet ist, die anstehenden Herausforderungen im Transformationsprozess eines Energieversorgungssystems zu bewältigen.

Im Rahmen dieser Studie wird hierzu ein allgemeingültiges Energiemodell entwickelt und anschließend auf eine repräsentative Modellregion angewendet. Neben der Beantwortung der Leitfragen sollen konkrete Problemfelder identifiziert und Handlungsvorschläge für die gewählte Modellregion abgeleitet werden. Den Schwerpunkt der Untersuchungen stellen die Wirkleistungsbilanzen innerhalb der Modellregion dar. Lastflussberechnungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen werden nicht durchgeführt. Es handelt sich somit um ein Modell, welches nicht mit einem Netzmodell gekoppelt ist.

Modellaufbau

Im Energiemodell werden elektrische Erzeugungs- und Lastzeitreihen in stündlicher Auflösung ermittelt und einander gegenübergestellt. Die sich aus der stundenscharfen Gegenüberstellung ergebenden Energieflüsse können dabei in zwei Kategorien eingeteilt werden. Zum einen der Stromverbrauch, welcher die klassische Stromnachfrage und die klassische Sektorenkopplung beinhaltet. Zum anderen der Stromüberschuss, welcher die zum aktuellen Zeitpunkt nicht benötigte elektrische Energie darstellt. Hierzu zählen die innovative Sektorenkopplung sowie die Energiespeicherung. Abbildung 14 verdeutlicht die Modellierung der Energieflüsse im Modell.

Ausgehend von den ermittelten EE-Einspeisezeitreihen werden in mehreren Schritten die elektrischen Lasten in den verschiedenen Sektoren gedeckt. Zunächst werden der klassische Stromverbrauch und damit die Wirtschaftssektoren private Haushalte (PH), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und Industrie (IND) versorgt. Die Differenz zur gesamten EE-Erzeugung wird im Folgenden als Sektorenkopplungspotenzial (SKP) bezeichnet, da diese Energiemenge zur Lastdeckung in den übrigen Energiesektoren genutzt werden kann. Vom SKP werden anschließend die elektrischen Lasten im Mobilitäts- und im Wärmesektor gedeckt (klassische Sektorenkopplung).

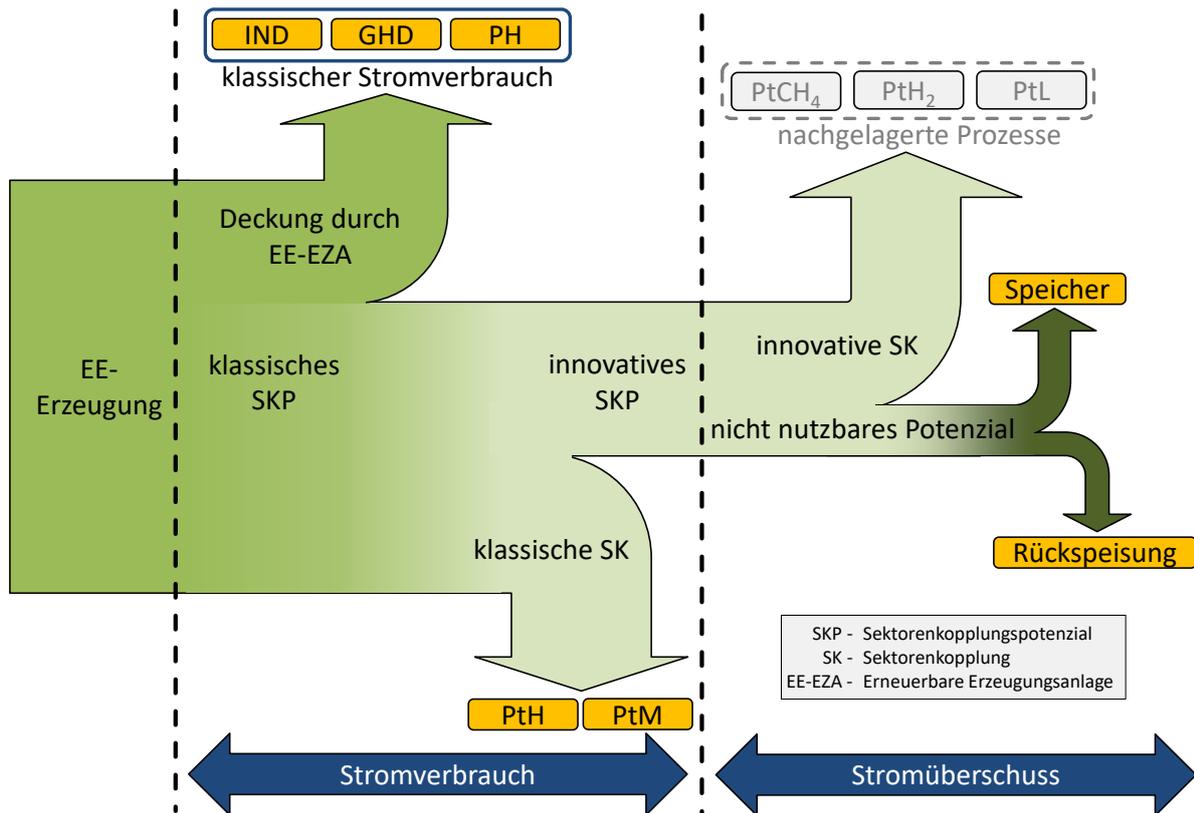


Abbildung 14: Übersicht der Energieflüsse im Modell

Die verbleibende Energiemenge wird als Überschuss bzw. Defizit bezeichnet. Im Falle einer Lastüberdeckung (Überschuss) wird die bisher nicht benötigte elektrische Energie durch Flexibilitätstechnologien (PtX-Anlagen) in andere Energieformen umgewandelt (innovative Sektorkopplung). Eine Rückspeisung der PtX-Anlagen in die Elektroenergienetze wird im Modell nicht abgebildet.

Sollte nach dem Einsatz der PtX-Anlagen noch überschüssige elektrische Energie vorhanden sein, steht dieses Potenzial den Energiespeicheranlagen zur Verfügung. Im Falle eines Energiedefizits könnten diese entladen werden. Die nach dem Speichereinsatz noch vorhandene Energiemenge wird entweder in die nächst höhere Netzebene zurückgespeist bzw. aus der Modellregion exportiert (Überschuss) oder bezogen (Defizit). Die Reihenfolge der Lastdeckung ist dabei im Modell fest eingestellt und kann nicht verändert werden. Der Anwender hat auch die Möglichkeit, sektorspezifische Auswertungen zur Lastdeckung durchzuführen.

Da das Energieversorgungssystem (EVS) in den nächsten Jahrzehnten einen stark dezentralen Einspeicharakter aufweisen wird, muss auch das Energiemodell über eine räumlich hohe Auflösung verfügen. So finden alle oben genannten Berechnungen für bis zu 200 Modellknoten statt, welche anschließend über mehrere Aggregationsebenen zu einer Modellregion zusammengesetzt werden können. Die kleinsten Elemente des Energiemodells sind somit die Modellknoten und das größte Element ist die gesamte Modellregion. Die Aggregationsebenen, welche mehrere Modellknoten vereinen, werden im weiteren Verlauf als Knotengruppen A bis C bezeichnet. In Summe können im Modell 236 Knoten und Knotengruppen berechnet werden. Beispielhaft wäre die in Tabelle 6 dargestellte Zuordnung möglich. Zusätzlich verdeutlicht Abbildung 15 die Aggregationsebenen schematisch.

Tabelle 6: Beispiel für Zuordnung der Modellebenen

Modellebene	Region	Anzahl
Knoten	Amt, Gemeinde	200
Knotengruppe A	Landkreis	20
Knotengruppe B	Teilnetzgebiet	10
Knotengruppe C	Netzgebiet	5
Modellregion	Bundesland	1

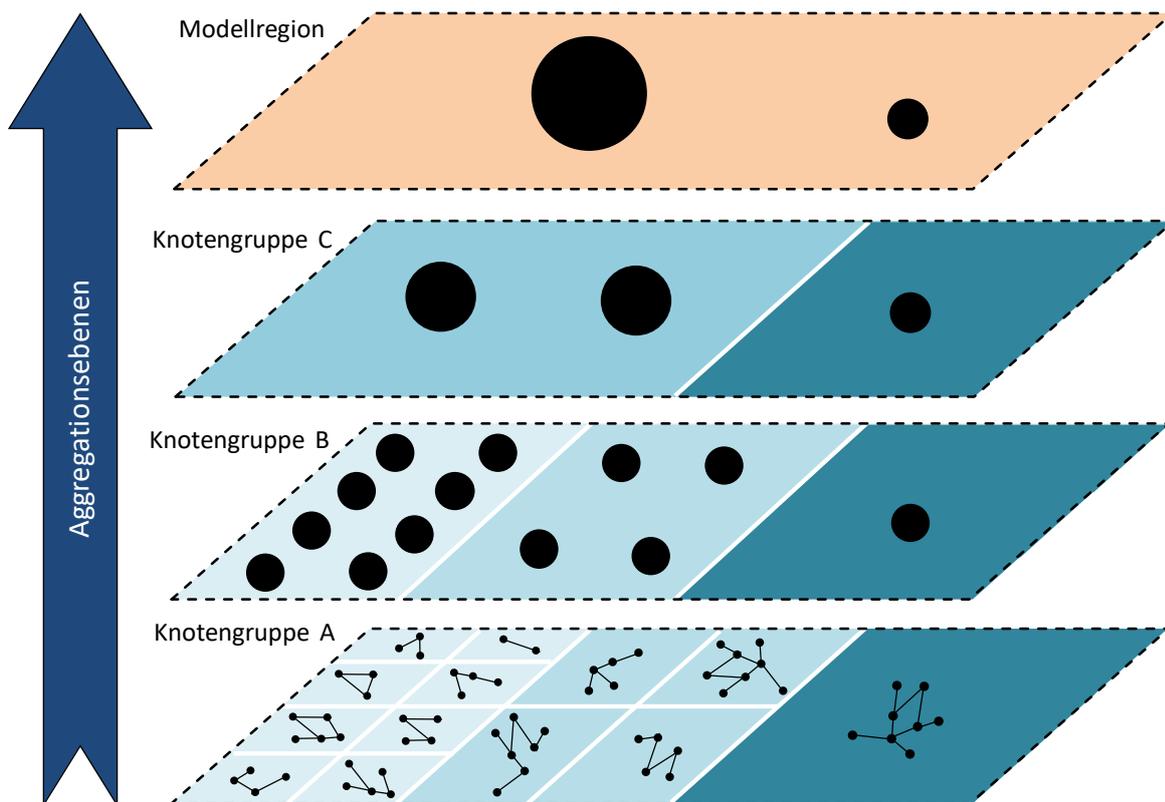


Abbildung 15: Aggregationsebenen im Modell

Technische Umsetzung

Beim entwickelten Energiemodell handelt es sich um eine modular aufgebaute, auf Microsoft Excel basierende Lösung. Somit ist es möglich, das Modell auf jedem modernen Windowssystem zu verwenden. Der modulare Aufbau ermöglicht zudem, dass der Anwender wählen kann, welche Parameter innerhalb eines Modelldurchlaufs berechnet werden sollen. So können z.B. die Betrachtungsjahre (bis 2050) einzeln ausgewählt bzw. eingegeben werden und es ist möglich, auf die Neuberechnung einzelner Nachfragekomponenten wie die Strom- oder Wärmenachfrage zu verzichten. So gelingt es, die Berechnungszeit des Modells gering zu halten, was die Anwendung erheblich vereinfacht.



Anwendbarkeit und Grenzen des Modells

Das entwickelte Energiemodell verfügt über die folgenden Anwendungsmöglichkeiten:

- Erstellung von räumlich und zeitlich hoch aufgelösten EE-Einspeise- und Lastzeitreihen,
- Quantifizierung von Sektorenkopplungspotenzialen (SKP) innerhalb einer Modellregion,
- Ermittlung von nicht nutzbaren Überschüssen und Defiziten innerhalb der Modellregion,
- Betrachtung der Rolle von Energiespeichern.

Folgende vereinfachende Modellannahmen wurden für das Energiemodell getroffen:

- Begrenzung auf 200 Knoten,
- keine Netzrestriktionen,
- keine Betrachtung von Netzbetriebsmitteln und Blindleistungsverhalten,
- keine Betrachtung von Systemdienstleistungen.

Anwendung im Rahmen der Studie

Das Energiemodell wird im Rahmen dieser Studie auf die Modellregion „Land Brandenburg“ angewandt und dient dazu, die SKP hochaufgelöst bis zum Jahr 2050 zu quantifizieren. Alle Modellparameter wurden speziell für diesen Anwendungsfall angepasst. Die Berechnungen werden hauptsächlich für ein „Best-Estimate“-Szenario durchgeführt. Anschließend erfolgt eine iterative Sensitivitätsanalyse durch Veränderung der kritischen Eingangsparameter (vgl. Kapitel 4.5). Die Modellergebnisse werden im Kapitel 5 detailliert diskutiert, um Problemfelder im Bereich Sektorenkopplung im Land Brandenburg zu identifizieren.

3.2 Kurzbeschreibung der Module

Die Eingabe, Aufbereitung, Berechnung und Ausgabe der Modellparameter erfolgt in acht Modulen, welche in Abbildung 16 dargestellt sind. Die Module berechnen jeweils separate Parameter und bauen aufeinander auf, sodass die Ergebnisgrößen eines Moduls als Eingangsgrößen im nachgelagerten Modul einfließen. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über die Funktionsweise der einzelnen Module gegeben.

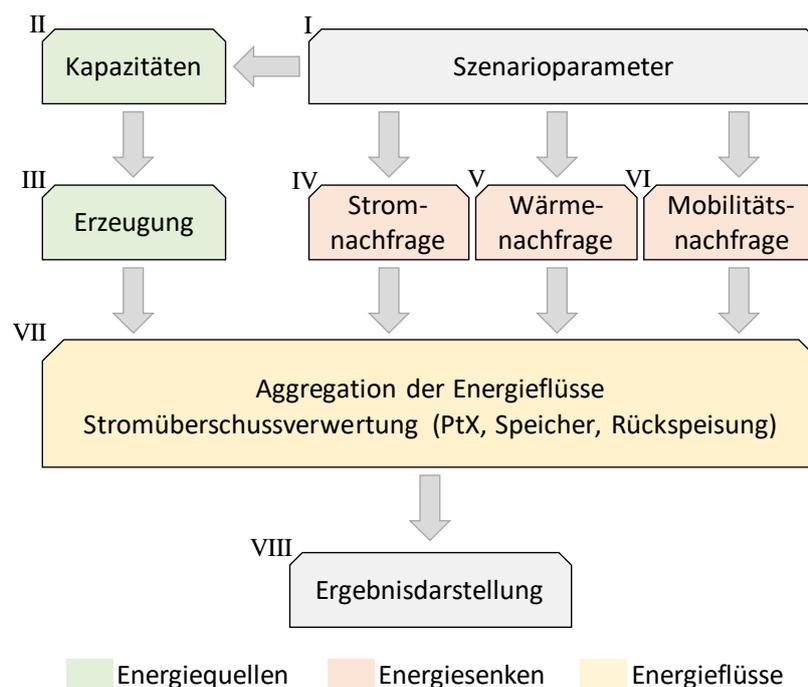


Abbildung 16: Modulübersicht Energiemodell



Modul I: Szenarioparameter

In Modul I erfolgt die Eingabe, Aufbereitung und grafische Darstellung der Parametersets, welche der Modellierung zugrunde liegen. Das Ziel ist es, dem Modell bzw. den übrigen Modulen alle relevanten Eingangsparameter in der erforderlichen zeitlichen und räumlichen Auflösung zur Verfügung zu stellen. Der so entwickelte Szenariorahmen des Basisszenarios („Best-Estimate“) dient anschließend als Grundlage für die Modellierung aller Betrachtungsjahre (Horizont bis zum Jahr 2050).

Die Untersuchung veränderter Rahmenbedingungen in Form von Alternativ-/Extrem Szenarien oder einer Sensitivitätsanalyse erfordert eine Neuberechnung/Ausführung des Modells.

Zur Durchführung der Berechnungen kann dem Energiemodell eine Vielzahl an Parametern zur Verfügung gestellt werden, welche sich in die folgenden fünf Kategorien einteilen lassen:

- regulatorische Rahmenbedingungen,
- technische Parameter,
- Strukturdaten und Demografie,
- Energieerzeugung und Speicherung,
- Energieverbrauch (Wärme, Kälte, Mobilität).

Modul II: Erzeugungs- und Speicherkapazitäten

Konventionelle Erzeugungsanlagen

Mit dem entwickelten Modell soll ein EE-dominiertes Energieversorgungssystem untersucht werden. Bei einem Betrachtungshorizont bis zum Jahr 2050 liegt der Fokus vor allem auf den dargebotsabhängigen Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Konventionelle Erzeugungstechnologien spielen in den Jahren 2040 bis 2050 hingegen eine untergeordnete Rolle und dienen hauptsächlich der Fernwärmebereitstellung auf Basis von KWK und als Reservekapazitäten. Sie bilden somit eine temperaturabhängige Mindestenergieerzeugung. Weitere Einflussfaktoren auf die Mindestenergieerzeugung, wie die Vorhaltung von Systemdienstleistungen oder die Nichtverfügbarkeit aufgrund kraftwerksinterner Reparaturen und Wartungen, werden im Modell nicht betrachtet.

Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien

Folgende Erzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien (EE-EZA) sind im Modell mit unterschiedlicher Detailschärfe abgebildet:

- Photovoltaikanlagen,
- Windenergieanlagen,
- Biomasseanlagen,
- Laufwasserkraftwerke.

Bei Photovoltaikanlagen wird im Modell nicht zwischen Dach- und Freiflächenanlagen differenziert. Windenergieanlagen werden hingegen in Onshore- und Offshore-Anlagen unterteilt. Eine Unterscheidung nach Anlagentyp findet nicht statt. Unter dem Begriff Biomasseanlagen werden im Modell die folgenden Energieträger zusammengefasst:

- Biogase,
- biogene Festbrennstoffe,
- biogene Flüssigbrennstoffe,
- Deponie- und Klärgase,
- Pflanzenöle.

Laufwasserkraftwerke werden im Modell in Klein- und Großkraftwerke unterteilt. Kleine Laufwasserkraftwerke (z.B. in Flüssen) können jedem Modellknoten einzeln zugeordnet werden. Großkraftwerke (z.B. Staudämme) wirken hingegen auf Modellregion-Ebene.



3. Vorstellung des Energiemodells

Sektorenkopplungsanlagen

Das Modell unterscheidet in klassische und innovative Sektorenkopplungstechnologien. Unter dem Begriff der klassischen Sektorenkopplung fallen alle bereits seit vielen Jahren etablierten Technologien, wie Wärmepumpen, Elektroheizungen oder Elektrofahrzeuge. Die innovative Sektorenkopplung umfasst hingegen verschiedene Umwandlungsketten auf Basis von Power-to-Gas und Power-to-Liquid-Anwendungen. Dazu zählt die Herstellung von:

- Wasserstoff (direkte Nutzung z.B. für Fahrzeuge),
- Industriegase (Methan, Methanol, Ammoniak etc.),
- Kraftstoffen (Benzin, Diesel, Kerosin).

Die vorgenannten Prozesse und Produkte werden im Modell nicht separat abgebildet, sondern abstrakt über einen vereinfachten Ansatz implementiert. Eine virtuelle innovative Sektorenkopplungsanlage (im weiteren Verlauf als virtueller Elektrolyseur bezeichnet) bildet dabei alle möglichen Umwandlungsprozesse und nachgelagerten Anwendungsfälle ab (vgl. Abbildung 14). Die nachgelagerten Prozesse werden im Energiemodell nicht separat modelliert.

Der Einsatz des virtuellen Elektrolyseurs erfolgt nur im Falle eines Energieüberschusses. Im Falle eines Energiedefizits wird der Elektrolyseur nicht betrieben. Die innovative Sektorenkopplung stellt somit keine Last dar, die es ständig zu decken gilt, sondern repräsentiert eine Möglichkeit, Energieüberschüsse in anderen Energiesektoren zu nutzen. Auch wenn die dem Elektrolyseur nachgelagerten Prozesse nicht separat modelliert sind, besteht die Möglichkeit, sich den Grad der Bedarfsdeckung des jeweiligen Prozesses ausgeben zu lassen.

Energiespeicher

Als Energiespeicher werden im Modell Anlagen verstanden, welche elektrische Energie aufnehmen, ggf. in andere Energieformen umwandeln und anschließend wieder in die Elektroenergienetze einspeisen können. Energiespeicher, welche elektrische Energie in andere Energieformen umwandeln, aber über keine Rückverstromungsmöglichkeiten verfügen, werden somit im Modell nicht abgebildet. Die Modellierung enthält die folgenden Speichertechnologien:

- Batteriespeicher,
- Elektrolyseur (PtH_2) mit nachgelagertem H_2 -Speicher und Rückverstromung,
- Methanisierung inkl. Rückverstromung (PtCH_4),
- Pumpspeicherkraftwerke.

Die einzelnen Technologien werden im Modell zu einem virtuellen Energiespeicher zusammengefasst und anschließend auf die Modellknoten und Knotengruppen verteilt.

Die elektrische Energie, welche nicht im Rahmen der innovativen Sektorenkopplung genutzt werden kann (nicht nutzbares Potenzial; im Folgenden kurz: NNP), steht anschließend dem virtuellen Energiespeicher zur Verfügung. Ist das NNP positiv, kann die überschüssige elektrische Energie dazu genutzt werden, den Energiespeicher zu füllen. Bei negativem NNP wird der Speicher entladen. Eine Entladung unter null und eine Ladung über die Kapazitätsgrenze hinaus ist nicht möglich. Der Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette wird berücksichtigt.



Modul III: Einspeisezeitreihen der EE-EZA

Auf Grundlage der in Modul II ermittelten installierten Kapazitäten können nun im Modul III die Einspeisezeitreihen für die EE-EZA prognostiziert werden.

Biomasseanlagen und Wasserkraftwerke

Eine separate Fundamentalmodellierung von Wasserständen in Flüssen und Stauseen sowie den vor- und nachgelagerten Prozessen bei Biomasseanlagen wird zur Beantwortung der Forschungsfragen dieser Studie als nicht zielführend erachtet. Der Fokus dieser Untersuchung eines von EE-EZA dominierten EVS liegt demnach auf Wind- und Photovoltaikanlagen. Die Einspeisung elektrischer Energie aus Biomasseanlagen und Wasserkraftwerken wird somit als im Zeitverlauf konstant angenommen. Auch im Hinblick auf die Bedeutung beider Erzeugungstechnologien für Deutschland erscheint diese vereinfachende Annahme als hinreichend genau.

Wind- und Photovoltaikanlagen

Im Gegensatz zur Modellierung der Biomasse- und Wasserkraftanlagen liegt der Ermittlung der Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen ein eigens entwickeltes Prognosemodell für Einspeisezeitreihen zu Grunde. Ziel des Prognosemodells ist es, stündlich aufgelöste Einspeisezeitreihen für Wind- und Photovoltaikanlagen zu ermitteln. Im Fokus steht hierbei die Modellierung realitätsnaher Einspeiseverläufe für den Betrachtungshorizont bis zum Jahr 2050. Hierzu wurden die Wetterjahre zwischen 1990 und 2019 analysiert und in Einspeisezeitreihen überführt. Der Anwender des Modells kann sowohl einzelne Wetterjahre als auch aus den folgenden Kategorien wählen:

- schwach,
- eher schwach,
- mittel,
- eher stark oder
- stark.

Modul IV: klassische Stromnachfrage

Nachdem im Modul III die stündliche Einspeisung aus EE-EZA ermittelt wurde, gilt es nun, die unterschiedlichen Lastsektoren abzubilden. Dies geschieht jeweils in einem separaten Modul. Als klassische Stromnachfrage wird im Rahmen dieser Studie die Nachfrage nach elektrischer Energie in den Sektoren

- private Haushalte (PH),
- Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie
- Industrie (IND)

definiert. Sie beschreibt die rein elektrische Last für Beleuchtung und den Betrieb elektrischer Geräte. Die Technologien der klassischen Stromnachfrage sind seit vielen Jahren etabliert und entsprechen dem aktuellen Stand der Technik. Es findet keine Umwandlung in andere Endenergieträger wie Wärme, Kälte oder Mobilität statt.

Das Ziel des Moduls ist die Erstellung von stündlich aufgelösten Lastzeitreihen in den Sektoren PH, GHD und IND für jeden Modellknoten. Die Ermittlung der knotenscharfen Lastzeitreihen erfolgt in drei Schritten:

1. Bestimmung der Jahresarbeit je Wirtschaftssektor,
2. Regionalisierung auf Modellregion und Modellknoten,
3. Ermittlung der Lastzeitreihen auf Basis von Standardlastprofilen.

Der Anwender kann dabei über eine Vielzahl von Parametern die Prognose der zukünftigen Stromnachfrage beeinflussen.



Modul V: Wärme- und Kältenachfrage

Im Modul V wird die Wärme- und Kältenachfrage in den Sektoren PH, GHD und IND ermittelt. Während die klassische Stromnachfrage die rein elektrischen Lasten ohne Umwandlung in andere Energieträger beschreibt, ist die Wärme- und Kältenachfrage Teil der klassischen Sektorenkopplung. Als klassische Sektorenkopplung wird im Rahmen dieser Studie die Nachfrage nach elektrischer Energie in den Energiesektoren Wärme/Kälte sowie Mobilität definiert. Dabei wird im Wärme- und Kältesektor ebenfalls zwischen den drei Wirtschaftssektoren PH, GHD und IND unterschieden. Wie auch bei der klassischen Stromnachfrage sind die Technologien der klassischen Sektorenkopplung zur Bereitstellung von thermischer Energie seit vielen Jahren etabliert und entsprechen dem aktuellen Stand der Technik. Sie umfassen:

- Wärmepumpen,
- elektrische Widerstandsheizelemente,
- verschiedene Kälteanlagen.

Das Ziel des Moduls ist die Erstellung von stündlich aufgelösten, elektrischen Lastzeitreihen im Sektor der Wärme- und Kältebereitstellung für jeden Modellknoten. Die Ermittlung der knotenscharfen Lastzeitreihen im Wärme- und Kältesektor erfolgt in drei Bearbeitungsschritten:

1. Bestimmung und Regionalisierung der Jahresbedarfe,
2. Ermittlung der Wärme- und Kältebedarfszeitreihen,
3. Überführung in elektrische Lastzeitreihen.

Modul VI: Mobilitätsnachfrage

Wie auch die Wärme- und Kältenachfrage ist die Mobilitätsnachfrage Teil der klassischen Sektorenkopplung. Im Mobilitätssektor wird als klassische Sektorenkopplung im Rahmen dieser Studie die Nachfrage nach elektrischer Energie definiert. Wie auch bei der klassischen Stromnachfrage sind die Technologien der klassischen Sektorenkopplung im Mobilitätssektor seit vielen Jahren etabliert und entsprechen dem aktuellen Stand der Technik. Im Rahmen der Modellierung wird zwischen den folgenden drei Fahrzeugflotten unterschieden:

- Fahrzeuge mit konventionellen Verbrennungsmotoren,
- wasserstoffbetriebene Fahrzeuge,
- elektrisch betriebene Fahrzeuge.

Fahrzeuge mit alternativen Kraftstoffen wie Autogas (LPG), Biogas/-öl oder verflüssigtem Erdgas (LNG) werden im Modell aufgrund aktueller und prognostizierter Durchdringungsgrade nicht betrachtet.

Das Ziel des Moduls ist die Erstellung von stündlich aufgelösten Zeitreihen der elektrischen Nachfrage im Verkehrssektor für jeden Modellknoten. Im Gegensatz zur Wärme- und Kältebedarfsmodellierung wird zur Ermittlung der knotenscharfen Lastzeitreihen im Mobilitätssektor ein „Bottom-Up“-Ansatz verwendet. Die Bearbeitung erfolgt dabei in drei Schritten:

1. Aufschlüsselung der Fahrzeugflotten,
2. Erstellung und Zuordnung von Fahrprofilen,
3. Ermittlung und Regionalisierung der Lastzeitreihen.

Modul VII: Aggregation der Energieflüsse

In Kapitel 3.1 wurden bereits die Energieflüsse und Begrifflichkeiten erläutert (vgl. Abbildung 14). Die vorstehend beschriebene Berechnungslogik findet für jeden der bis zu 200 Modellknoten und für jede Stunde eines Jahres (entspricht 8.760 Berechnungsabschnitten) statt. Im Modul VII geht es nun darum, die Energieflüsse der einzelnen Modellknoten für die jeweiligen Knotengruppen (vgl. Abbildung 15) zu aggregieren. Hier wird auch der Einsatz der PtX-Anlagen (innovative Sektorenkopplung) berechnet.



3. Vorstellung des Energiemodells

Der Energiefluss im Modell erfolgt dabei unter der Annahme, dass alle Elemente innerhalb einer Knotengruppe unbegrenzt Wirkleistung untereinander austauschen können. Es werden somit keine Netzrestriktionen betrachtet. Dies ist sowohl den Forschungsfragen als auch der Annahme geschuldet, dass bis zum Jahr 2050 der Verteilnetzausbau in hinreichendem Umfang erfolgt ist. Dies hat zur Folge, dass die einfache Addition der Knoten(gruppen)-Saldi ausreichend ist, um den Saldo der jeweiligen Modellebene zu bestimmen.

Für den Fall, dass in der jeweiligen Stunde nicht genügend Speicherkapazität oder Ladeleistung zur Verfügung steht, erfolgt eine Rückspeisung der überschüssigen Energie in überlagerte Spannungsebenen. Sollte die Speicherkapazität oder die Entladeleistung nicht ausreichen, um das Energiedefizit der Modellebene zu decken, erfolgt ein Leistungsbezug aus der überlagerten Spannungsebene. Der Saldo des Knotens bzw. der Knotenebene stellt die elektrische Energiemenge dar, welche innerhalb der jeweiligen Modellebene nicht genutzt und gespeichert (Rückspeisung) oder erzeugt (Leistungsbezug) werden kann. Handelt es sich dabei um die höchste Modellebene und damit um die gesamte Modellregion, findet ein Energieaustausch mit den Netzgebieten außerhalb der Modellregion statt. Diese befinden sich außerhalb der Systemgrenzen des Energiemodells und werden nicht modelliert. Im Ergebnis stehen stündlich aufgelöste Wirkleistungsdefizite und -überschüsse für jeden Modellknoten und jede Knotengruppe zur Verfügung.

Modul VIII: Ergebnisdarstellung

Zur Beantwortung der in Kapitel 3.1 genannten Leitfragen werden im letzten Modul des Energiemodells alle hierfür relevanten Ergebnisparameter aufbereitet, ausgewertet und dem Anwender grafisch sowie tabellarisch dargestellt. Diese Parameter umfassen:

- Sektorenkopplungspotenziale,
- Elektrifizierungsquoten der Energiesektoren,
- Wirkleistungsdefizite,
- Speichereinsatz und -dimensionierung,
- in der Modellregion nicht nutzbare elektrische Energie.

Die genannten Ergebnisparameter werden dabei sowohl stündlich, monatlich als auch auf Jahresbasis ausgewertet. Somit ist es dem Anwender möglich, umfassende Aussagen zu Häufigkeiten, Mittelwerten sowie Minima und Maxima abzuleiten. Um die Übersichtlichkeit der Darstellung zu garantieren, werden die Auswertungen nicht auf Knotenebene einzeln durchgeführt, sondern nur jeweils für die Knotengruppen. Es besteht jedoch die Möglichkeit, für einen ausgewählten Knoten sämtliche Zeitreihen, Berechnungen und Ergebnisse anzeigen zu lassen. Zudem werden alle Zeitreihen für alle Knoten, Knotengruppen und Betrachtungsjahre im Modell gespeichert und können auf Wunsch separat ausgegeben werden. Hierzu werden für jedes Betrachtungsjahr sämtliche Ergebnisparameter inkl. der Auswertungen in einer separaten Matrix gespeichert.

Hinsichtlich der Speicherdimensionierung findet eine eigene Auswertung statt, welche den Einfluss der Speichergröße auf die Wirkleistungsbilanz in stündlicher Auflösung auswertet. Ein wesentliches Ergebnis stellt die Anzahl der Stunden ohne Wirkleistungsdefizit in Abhängigkeit der Speichergröße dar. Diese Ergebnisgröße spiegelt das Maß an Versorgungssicherheit wider, welches mit den vorgegebenen Eingangsparametern erzielt werden kann. Konventionelle Reservekapazitäten werden hierbei jedoch nicht betrachtet.



4. Szenarienentwicklung

Hauptautor: Kristian Platta

4.1 Motivation und Zielstellungen

Das Energieversorgungssystem (EVS) unterliegt aktuell und zukünftig starken Veränderungsprozessen im Zuge des grundlegenden Umbaus des Systems auf einen erhöhten Anteil erneuerbarer Energien in der Energieerzeugung. Zur Prognose möglicher Entwicklungen und Potenziale ist dabei eine Vielzahl von verschiedenen Entwicklungskorridoren denkbar, die ein breites Spektrum der jeweiligen Bereiche im EVS abbilden. Szenarien bilden dabei die Grundlage für energietechnische und -wirtschaftliche Untersuchungen und sind somit ein wesentlicher Kernpunkt der Analysen.

Insgesamt sind drei verschiedene Entwicklungsschritte zu beachten (Abbildung 17). Die Grundlage bilden charakteristische Parameter und Kennzahlen (qualitativ und quantitativ), welche grundsätzlichen Schwankungen ausgesetzt sind. Diese verlaufen innerhalb verschiedener Entwicklungsrichtungen, welche aktuelle und zukünftige Rahmenbedingungen (technisch, wirtschaftlich, politisch, regulatorisch) als mögliche Trends abbilden. Als Ergebnis ergibt sich eine Vielzahl an möglichen Entwicklungskorridoren, welche verschiedene Parameterausprägungen, Entwicklungsgeschwindigkeiten und Sensitivitäten darstellen.

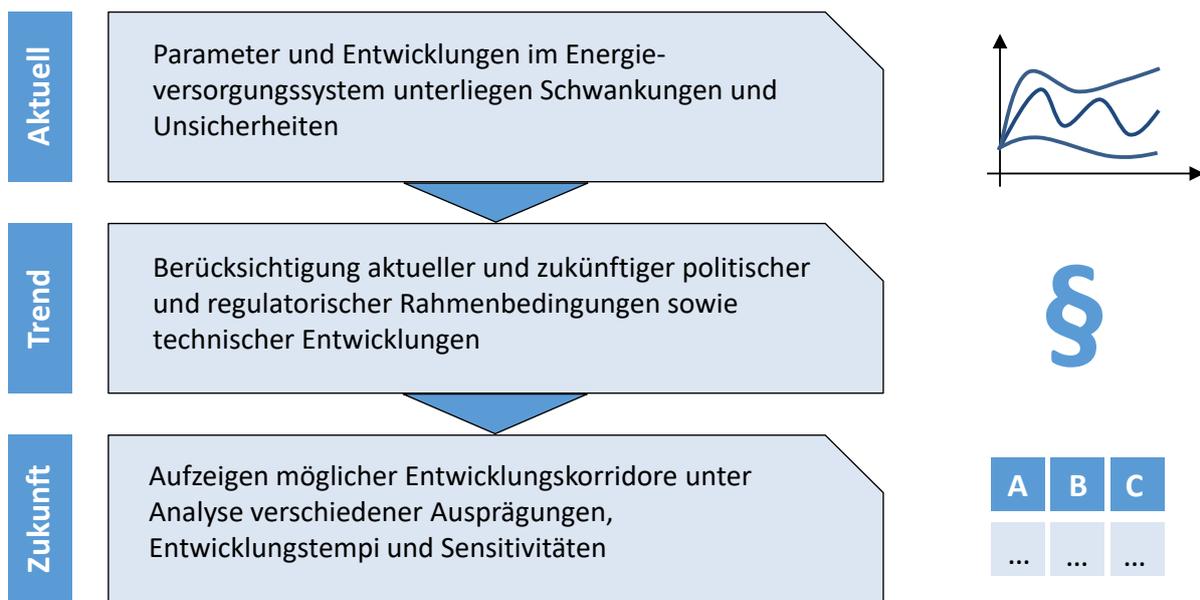


Abbildung 17: Entwicklungsschritte der Szenarienbetrachtung im EVS

Mithilfe der aufgezeigten Untersuchungen sollten verschiedene Zielstellungen verfolgt werden:

- Aufzeigen von System- und Wirkungszusammenhängen über alle Sektoren,
- Szenarienentwicklung zur Ermittlung zukünftiger, sinnvoller Anwendungsfälle und deren Umsetzbarkeit,
- regionalisierte Analyse mittels amtsscharfer Betrachtung des kompletten Untersuchungsgebiets Brandenburg.

In der Szenarienbetrachtung werden differenzierte Betrachtungshorizonte gewählt, um verschiedene Etappenziele und Meilensteine im Transformationsprozess abzubilden. Die Regionalisierung umfasst dabei vier Stufen: von einer bundesweiten Betrachtung des Gesamtsystems über einzelne Netzgebiete hin zu Untersuchungen für das Land Brandenburg sowie amtsscharfer Betrachtungen auf unterster Ebene.



Für den zeitlichen Aspekt wurden mit den Jahren 2030 und 2050 zwei Untersuchungszeitpunkte für die Hauptanalysen ausgewählt, welche verschiedene Etappenziele in der Gesamtentwicklung des EVS repräsentieren. Das Jahr 2030 stellt hierbei einen zentralen Meilenstein in der Übergangsphase der Transformation des Energiesystems dar. Für das Betrachtungsjahr 2050 wurde auf die konkrete Entwicklung eines Szenarios verzichtet. Die Entwicklungen bis zum Jahr 2050 werden dabei nach bestem Wissen und Gewissen gemäß aktueller Tendenzen und politischer Zielsetzungen fortgeschrieben. Ergänzend hierzu erfolgt eine umfangreiche Sensitivitäts- und Prämissenuntersuchung zu grundsätzlichen Ausgestaltungsmöglichkeiten des zukünftigen EVS.

Die Parameter und Ergebnisse der Szenarienbetrachtung für die Jahre 2030 und 2050 sollen im Anschluss an verschiedenen Stellen der übergeordneten Betrachtung zur Sektorenkopplung verwendet werden:

- ausgewählte Detailuntersuchungen auf Basis der Szenarien,
- Anwendung des entwickelten Energiemodells zur Ermittlung, Quantifizierung und Regionalisierung der SKP im Land Brandenburg und damit einhergehend Lösungsfindung für ein ausgeglichenes Gesamtenergiesystem im Jahr 2050,
- Berücksichtigung gesellschaftlicher Aspekte der Beteiligten auf Basis möglicher Entwicklungen in verschiedenen Bereichen.

4.2 Zentrale Prämissen und Annahmen

Die Grundlage der Untersuchungen ergibt sich auf Basis verschiedener Parameter und Sensitivitäten. Darüber hinaus sind weitere grundlegende Annahmen sowie allgemeingültige Prämissen zur Szenariengestaltung notwendig:

- Technologieoffenheit und -neutralität in den Detailuntersuchungen,
- elektrischer Stromverbrauch wird gedeckt, bevor etwaige EE-Überschüsse in anderen Sektoren genutzt werden können,
- keine Priorisierung zwischen den Sektoren Gas, Wärme und Mobilität in der Bedarfsdeckung,
- Deckung der klassischen Sektorenkopplung (Wärmepumpe, E-Mobilität) als sekundäre Bedingung.

Diese Bedingungen bilden den grundsätzlichen Rahmen, in dem die verschiedenen Analysen und Betrachtungen stattfinden. Dazu zählen ebenfalls räumliche und zeitliche Angaben zum Untersuchungsraum, Technologiekennzahlen, Struktur- und Wirtschaftsdaten sowie verschiedene regulatorische Rahmenbedingungen.

Zeitlicher und regionaler Rahmen

Insgesamt werden zwei verschiedene zeitliche Betrachtungshorizonte für die konkrete Entwicklung von Szenarien zur zukünftigen Ausgestaltung des Energieversorgungssystems betrachtet (Tabelle 7). Das Jahr 2030 wird über ein sog. „Best-Estimate“ Szenario abgebildet, welches die aktuellen energie- und klimapolitischen Anstrengungen nach derzeitigen Gesichtspunkten und Rahmenbedingungen größtenteils fortschreibt. Die Untersuchungen erfolgen dabei im regionalen Raum in verschiedenen Pilotregionen im Land Brandenburg sowie weiteren, amtsscharfen Analysen. Dagegen steht das Betrachtungsjahr 2050 für einen Zustand am Ende des abgeschlossenen Transformationsprozesses.

Eine besondere Betrachtung rechtfertigt aufgrund verschiedener energiepolitischer Ereignisse das Zwischenjahr 2040. Mit dem derzeit geplanten Kohleausstieg bis zum Jahr 2038 werden nahezu alle konventionellen Erzeugungstechnologien zur Stromerzeugung nicht mehr im System vorhanden sein und der Großteil der Energieerzeugung wird durch EE-EZA sichergestellt werden müssen. Die einzelnen Zwischenjahre zwischen den großen Meilensteinen 2030, 2040 und 2050 werden dabei jahresscharf interpoliert.



Tabelle 7: Abbildung des zeitlichen und regionalen Rahmens der Szenarienbetrachtung

Regionaler Rahmen	Zeitlicher Rahmen
Gesamtbetrachtung Deutschland, 50Hertz-RZ, Land Brandenburg, Amtsebene	Szenarienuntersuchung in den Jahren 2030 und 2050 inkl. verschiedener Sensitivitäten
Regionale Untersuchungen in den drei ausgewählten Pilotregionen (siehe Kapitel 2.3)	ggf. 2040 als Zwischenschritt aufgrund geplanter Kohleausstieg bis zum Jahr 2038

Technologische und regulatorische Rahmenbedingungen

In den Szenarienbetrachtungen wird eine Vielzahl an Parametern in verschiedenen Sektoren betrachtet. Aufgrund der Komplexität und starken Vernetzung der jeweiligen Indikatoren können bei der Darstellung einzelner Szenarien jedoch nicht alle Parameter separat variiert werden. Somit bedarf es einer Reihe von grundlegenden Kennzahlen, welche allgemeingültig im verwendeten Modell sind. Im Gegensatz dazu existiert eine Reihe von Parametern, welchen eine besondere Bedeutung zukommt. Diese werden in den verschiedenen Szenarien und Sensitivitäten variiert betrachtet.

Insgesamt besteht in der Festlegung von zentralen Annahmen und Prämissen das Ziel, alle notwendigen Parameter darzustellen und weniger relevante Größen aus Vereinfachungsgründen sowie mangelnder Relevanz zu vernachlässigen, um ein kompaktes Energiemodell zu gestalten. Dies betrifft auch die Berücksichtigung aktueller und zukünftiger regulatorischer Rahmenbedingungen sowie weiterer politikgetriebener Einflüsse, welche oftmals nur qualitativweise in Szenarienbetrachtungen eine Rolle spielen können.

Im Modell soll ein ganzheitliches EVS im Mittelpunkt der Untersuchungen stehen, die Sektorenkopplung jedoch im besonderen Fokus der Analysen sein. Parameter, welche nicht in den Szenarien variiert werden, sind somit Teil der Basiskennzahlen des verwendeten Energiemodells zur Szenarienbetrachtung. Diese umfassen sowohl technische als auch wirtschaftliche Kennzahlen [FRAUN2012], [Prognos2014], [Ausfel2017], [EWI2018]:

- Wirkungsgrade sowie weitere technische Parameter von Technologien zur Energieerzeugung und -umwandlung,
- Festlegungen zum Betrieb von EE-Anlagen außerhalb des EEG, Repowering,
- Ansätze zum Brutto- und Nettostromverbrauch, Primärenergieverbrauch und Netzverlusten,
- Wirtschaftsparemeter sowie Wirtschaftsentwicklungen,
- Annahmen zur demographischen Entwicklung und weiteren Strukturdaten in Deutschland und im Land Brandenburg,
- Annahmen zur Energieeffizienz, Sanierungsraten etc. in den einzelnen Sektoren,
- Flächenverbrauch und Leistungsdichten von Erzeugungsanlagen,
- Wetterdaten zur Modellierung (z.B. für EE-EZA, Wärmeverbrauch).

4.3 Darstellung der verwendeten Szenarioparameter

Die Darstellung und Beschreibung der betrachteten Bereiche, Sektoren und Parameter orientiert sich grundsätzlich am energiepolitischen Zieldreieck der Energieversorgung (Abbildung 18). Hierbei erfolgt eine Kategorisierung in gesellschaftliche, technische und wirtschaftliche Aspekte. Je nach Quelle und Betrachtungswinkel werden vermehrt die Themen Akzeptanz und Partizipation in eine alleinige, vierte Dimension ausgelagert. Das Dreieck (Viereck) verdeutlicht dabei die fundamentalen Grundzusammenhänge und Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Ebenen.

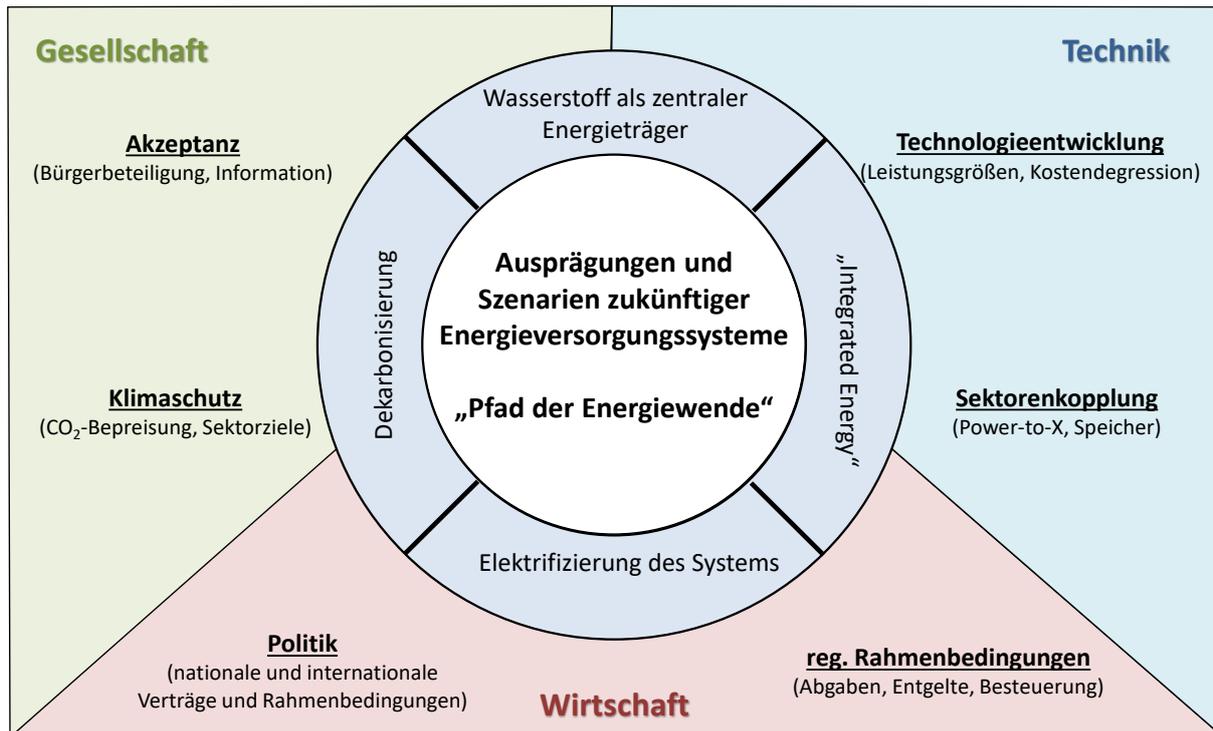


Abbildung 18: Energiepolitisches Zieldreieck in der Energieversorgung

Die Ausprägung und Ausgestaltung zukünftiger EVS mittels Szenarien berücksichtigen somit eine Vielzahl an Rahmenkomponenten. Dabei sind Kompromisse zwischen den einzelnen Bereichen des Zieldreiecks notwendig. Weiterhin blicken die Prozesse und Maßnahmen teilweise mehrere Dekaden in die Zukunft, sodass nur ein grober Pfad bzw. Korridor der Energiewende im Fokus der Untersuchungen stehen kann. Das System benötigt dabei einen ausgewogenen Mix verschiedener Technologien und Konzepte unter Wahrung der Technologieoffenheit und -neutralität. So ist die vollkommene Dominanz einzelner weniger Technologien nicht zu erwarten.

Die in diesem Zusammenhang entwickelten Szenarien ermöglichen die qualitative und quantitative Beschreibung der Entwicklungskorridore der Einflussparameter. Dabei sind grundlegend zwei Blickwinkel von Bedeutung. Dies betrifft zum einen die Aufnahme eines Status-Quo aller relevanten Parameter für ein Referenzjahr (in diesem Falle 2019) und andererseits die stufenweise Betrachtung zukünftiger Entwicklungen für verschiedene Szenarienjahre (2030 und 2050). Die betrachteten Parameter umfassen dabei das komplette EVS von Erzeugungskapazitäten, der Nachfrage in den verschiedenen Sektoren inkl. Lastprofilen, Netzstrukturen sowie Netzausbaumaßnahmen, Preis- und Technologienentwicklungen, Tendenzen auf dem Rohstoffmarkt bis hin zu Flexibilitätsmöglichkeiten sowie qualitativer Entwicklungen im Bereich IKT-Infrastruktur und Digitalisierung.

Diese Größen bilden den Input der Szenarienbetrachtungen und dienen als Grundlage der Modellierung. Unter Verwendung weiterer Prämissen und Basisannahmen erfolgt dann die Szenarienberechnung als Output für die Jahre 2030 und 2050 inkl. verschiedener Sensitivitätsbetrachtungen und Benchmarkoptionen. Im letzten Schritt werden auf Basis dieser vornehmend quantitativen Analysen verschiedene Nutzungsoptionen analysiert und diskutiert. Dies betrifft sowohl rein mengentechnische Bewertungen, die Überschusspotenziale einzelner Sektoren als auch regionalisierte Betrachtungen der verschiedenen Kennzahlen.

4.4 Szenarienbetrachtung für die Zieljahre 2030 bis 2050

Für das Betrachtungsjahr 2030 wurde das „Best-Estimate Szenario 2030“ als Hauptuntersuchungspunkt entwickelt (Abbildung 19). Es berücksichtigt alle derzeit bekannten Entwicklungen, Entwicklungskorridore sowie Rahmenbedingungen. Wesentliche (bestehende) Regelungen wie Ausbaumechanismen der EE-EZA sowie der Atom- und Kohleausstieg (2022 bzw. 2038) werden auf Basis aktueller Gesetzesmaßnahmen berücksichtigt. Aufgrund von Trägheitseffekten im Gesamtsystem (z.B. beim Netzausbau) wurden hierfür nur bisher bekannte Maßnahmen berücksichtigt. Dies betrifft auch weitere Annahmen zu Strom- und Brennstoffpreisen, Technologieentwicklungen sowie Speichermöglichkeiten. Die im Modell ermittelten Ergebnisse und Potenziale beziehen sich dabei vornehmlich auf die bereits vorgestellten Pilotregionen „Potsdam“, „Neuruppin“ und „Lausitz“. (Diese werden fortführend in weiteren Arbeitspaketen der Studie betrachtet.)

„Best - Estimate“ Szenario 2030

Zeitlicher Rahmen:	Zieljahr 2030 (Übergangphase im Transformationsprozess)
Regionaler Rahmen:	Regionalszenario in den drei Pilotregionen „Potsdam“, „Neuruppin“ und „Lausitz“

- Untersuchung einzelner, konkreter Untersuchungspfade und technologischer Anwendungsfälle
- Betrachtung als Regionalszenario in den gewählten Pilotregionen
- Best-Estimate: keine gravierenden Veränderungsprozesse ggü. derzeitigen Zielen, Rahmenbedingungen und bestehenden Regelungen
- Berechnung der Szenarioparameter unter Fortführung derzeitig (!) bekannter und geplanter Entwicklungen
- Abbildung der Übergangphase im bestehenden Transformationsprozess

Abbildung 19: Überblick Best-Estimate Szenario 2030

Im Gegensatz dazu steht das „Best-Estimate Szenario 2050“ für einen Zeitpunkt, in dem das deutsche EVS vollständig transformiert sein soll (Abbildung 20). Hierbei wurde ebenfalls der Best-Estimate-Ansatz zum Aufzeigen der verschiedenen Entwicklungskorridore verwendet. Aufgrund des zeitlichen Betrachtungshorizonts ist dieser jedoch mit deutlich höheren Unsicherheiten verbunden, sodass weiterführende Sensitivitätsuntersuchungen notwendig werden. Im Szenario sind Sektorenkopplungstechnologien vollständig einbezogen und implementiert und stehen somit als gesamtheitliches Konzept zu Verfügung. Die Analysen erfolgen für das gesamte Land Brandenburg in amtsscharfer Auflösung.



„Best - Estimate“ Szenario 2050

Zeitlicher Rahmen:	Zieljahr 2050 (Ende des Transf.-Prozesses; Zielsystem ist erreicht)
Regionaler Rahmen:	Betrachtung Brandenburg gesamt

- Langfristszenario unter der Leitfrage, wie das System zukünftig im Grundansatz aussehen könnte
- Betrachtung Brandenburgs in amtsscharfer Granularität
- Untersuchung verschiedener Entwicklungspfade und Technologiedurchdringungen
- Übergeordnete Betrachtung und Analyse der Sektorenkopplung als ganzheitlicher Systemansatz
- Verwendung des Best-Estimate-Ansatzes, jedoch aufgrund zeitlicher Betrachtungsdauer mit höheren Unsicherheiten verbunden
- Abbildung des Endzustands nach abgeschlossenem Transformationsprozess

Abbildung 20: Überblick Best-Estimate Szenario 2050

Ein wesentlicher Bestandteil in der Szenarienbetrachtung sind die Annahmen zur Entwicklung der zukünftigen Energieerzeugungskapazitäten (konventionell und erneuerbar), welche maßgeblichen Einfluss auf den Charakter des EVS und somit auch der Sektorenkopplung ausüben. Derzeit sind ca. 17 GW an Kapazitäten im Land Brandenburg installiert (Abbildung 21). Für die Entwicklungen in den nächsten Dekaden ist eine deutliche Steigerung der EE-Kapazitäten zu erwarten, bei gleichzeitigem Abbau konv. Kraftwerkskapazitäten infolge des Ausstiegs aus der Braunkohleverstromung bis zum Jahr 2038. Insgesamt erhöht sich die Gesamterzeugungsleistung kontinuierlich, welche sich jedoch technologisch anders zusammensetzen wird.

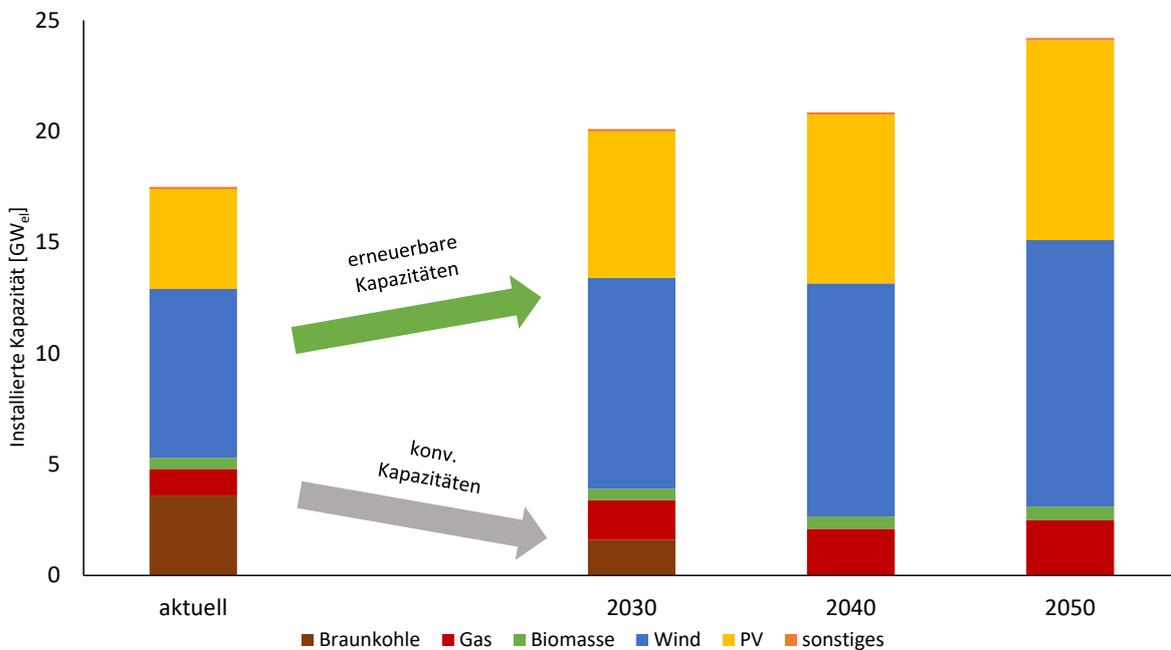


Abbildung 21: Erzeugungskapazitäten für Elektroenergie im Land Brandenburg



4. Szenarienentwicklung

Neben den Entwicklungen auf Erzeugungsseite sind weitere Annahmen für Szenarioparameter v.a. auf der Nachfrageseite notwendig, welche die Modellierung beeinflussen. Hierzu gehören Kennzahlen für die einzelnen Wirtschaftssektoren Industrie (IND), private Haushalte (PH) und GHD, demographische Entwicklungen (zur Modellierung der zukünftigen Laststruktur) sowie die Betrachtung möglicher Wettereffekte. Besonders letztgenannte Effekte beeinflussen die Energieerzeugung aus dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien wie Photovoltaik und Windenergie maßgeblich. Die Energiemengen können saisonal und regionalbedingt von Jahr zu Jahr stark variieren. Hinzu kommt bspw. der Einfluss der Temperatur auf die Wärmefrage besonders in den Wintermonaten. Aufgrund der Volatilität dieser Größen ist die Wetterbetrachtung nachfolgend ebenfalls Teil verschiedener Sensitivitätsuntersuchungen.

Eine zusammenfassende Übersicht der Szenarioparameter in den Bereichen Wirtschaft und Demographie ist in Tabelle 8 dargestellt [FRAUN2012], [LBV2018], [Prognos2014].

Tabelle 8: Szenarioannahmen in den Bereichen Wirtschaft und Demographie

Szenarioparameter	Einheit	2030	2040	2050
Einwohnerzahl Deutschland	Mio.	82,9	81,3	79,0
BIP Deutschland	Mrd. €	4.204	4.984	5.764
Strompreis Industrie	ct/kWh	20,0	19,0	17,0
Strompreis Haushalte	ct/kWh	34,0	30,0	25,0
Anzahl Beschäftigte Deutschland	Mio.	40,8	40,2	39,6
Anzahl Haushalte Deutschland	Mio.	41,4	40,7	40,2
Wohnfläche je Einwohner	m ² /Einw.	46,5	48,4	48,8

Besonderer Betrachtung auf der Lastseite bedarf es bei den Szenarioparametern im Bereich Mobilität. Hier sind zukünftig mit der Elektrifizierung sowie der Wasserstoffmobilität zwei Technologieentwicklungen denkbar, welche die derzeit mineralölgeprägte Form der Mobilität schrittweise ablösen sollen. Hinzu kommen verschiedene Fahrzeugkategorien und Nutzungsprofile, welche jeweils stark variieren und somit einzelne Technologien in bestimmten Anwendungsfällen begünstigen.

Für die Modellierung wurden den drei Technologieansätzen sowie sechs Fahrzeugtypen verschiedene Quoten zugeordnet (siehe Tabelle 9). Diese werden mit insgesamt sieben unterschiedlichen Nutzungsprofilen kombiniert. Die grundsätzliche Gesamtanzahl an Fahrzeugen verbleibt auf einem konstanten Niveau. Einzig die Zusammensetzung der Technologien verändert sich und unterscheidet sich erheblich in den Fahrzeugkategorien [dena2017b], [KBA2019].



Tabelle 9: Szenarioannahmen im Bereich Verkehr

Technologie-Anteil [in %]				
Bezugsjahr	Typ	konvent.	E-Mobilität	H ₂ -Mobilität
2030	PKW	75	15	10
	LKW < 3,5t	93	5	2
	LKW > 3,5t	93	5	2
	Busse	75	5	20
	Roller/Räder	75	25	0
	sonstige	75	15	10
2050	PKW	20	50	30
	LKW <3,5 t	81	15	4
	LKW >3,5 t	81	15	4
	Busse	20	15	65
	Roller/Räder	20	80	0
	sonstige	20	50	30

Gesamtanzahl Fahrzeuge	Aktuell (2019)	42,3 Mio.
	2030	
	2050	

Nutzungsprofile Fahrzeuge	P1	Pendeln zur Arbeit
	P2	Wochenendfahrt / Langstrecken
	P3	Stadtfahrten / kurze Strecken
	P1.1	Betriebsfahrzeuge
	P3.1	Carsharing / Autovermietung u.ä.
	G1	Fernfahrten LKW
	G2	LKW Nahverkehr / Lieferverkehr

Im Bereich Verkehr erfolgt im späteren Verlauf der Modellierung eine Sensitivitätsuntersuchung, in der untersucht wird, welche Auswirkungen eine mehr oder minder einseitige Fokussierung auf einen der beiden Technologieansätze auf die Nachfrage im Verkehrssektor hat. Dies betrifft die Wasserstoffnachfrage bei hohen H₂-Quoten sowie Ladespitzen in der Elektromobilität.

4.5 Sensitivitätsuntersuchungen

Die Zukunftsszenarien bilden verschiedene Entwicklungspfade für Tendenzen und Trends ab, die oftmals mehrere Dekaden in die Zukunft blicken und dabei von vielen Einflüssen abhängen. Daher ist es unabdingbar, in einigen Bereichen detaillierte Untersuchungen durchzuführen. Dabei bietet sich die Durchführung sog. Sensitivitätsanalysen an, welche verschiedene Ausprägungen und Prämissen sowie den Einfluss verschiedener Parameter auf das Energieversorgungssystem untersuchen.

In der Umsetzung bleiben dabei sämtliche Annahmen aus den Szenarien gleich; lediglich die Größen einer Parametergruppe (oder gar nur einzelne Parameter) werden variiert. Das Ziel dabei ist das Aufspannen eines Wirkungsraumes, in dem alle denkbaren Entwicklungspfade liegen.



4. Szenarienentwicklung

Die Durchführung umfangreicher Sensitivitätsuntersuchungen gestaltet sich oftmals sehr aufwändig. Durch die Betrachtung vieler Parameter/Parametergruppen ergibt sich eine Vielzahl von unterschiedlichen Kombinationsmöglichkeiten zur Variation. Von daher ist es unerlässlich, eine gewisse Vorauswahl zu treffen und auch innerhalb der Sensitivitätsbetrachtungen verschiedene Arten von „Szenarien“ zu betrachten. Im Zuge dieser Studie soll sich dabei auf die Nutzung von Speichertechnologien für die Speicherung von sog. „Überschussenergie“ fokussiert werden, da diese einen wesentlichen Bestandteil zukünftiger, sektorgekoppelter Systeme darstellen. Die detaillierten Ergebnisse dieser Untersuchungen werden in Kapitel 5.3 ausführlich dargestellt.



5. Auswertung und Diskussion der Ergebnisse des Energiemodells

Hauptautoren: Martin Bendig, Kristian Platta

Im folgenden Kapitel sollen alle zur Beantwortung der Forschungsfragen relevanten Modellergebnisse detailliert vorgestellt werden. Zunächst erfolgen eine Beschreibung der Vorgehensweise sowie die grafische und tabellarische Darstellung der Ergebnisse. Anschließend wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse die Auswirkung der Dimensionierung des virtuellen Energiespeichers untersucht. Die Ergebnisse beziehen sich alle auf das Basisszenario (vgl. Kapitel 4.4).

Relevante Parameter

Die Berechnungen werden sowohl für die Pilotregionen für das Jahr 2030 als auch für das Land Brandenburg mit dem Betrachtungshorizont 2050 durchgeführt. Aus der Vielzahl an Ergebnisparametern werden diejenigen vorgestellt und diskutiert, welche zur Beantwortung der Forschungsfragen erforderlich sind. Dazu zählen:

- EE-Erzeugung,
- Nachfrage in den Energiesektoren,
- Sektorenkopplungspotenziale (SKP),
- nicht nutzbare Potenziale (NNP),
- Speichereinsatz,
- Rückspeisung bzw. der Bezug.

Räumliche Auflösung

Zur Beantwortung der Forschungsfragen werden die Modellergebnisse hauptsächlich für ganz Brandenburg (Modellregionenebene) diskutiert. Es werden jedoch auch die Besonderheiten der unterlagerten Aggregationsebenen beleuchtet. Zur Wahrung der Übersichtlichkeit, werden die Ergebnisse nur für die Modellebene „Landkreis“ (Knotengruppe A) grafisch in Form von Potenzialkarten dargestellt. Um einzelne Sachverhalte zu betonen, werden vereinzelt ebenfalls Auszüge aus Zeitreihen auf Amtsebene (Knoten) präsentiert. Eine umfangreiche Darstellung aller Potenzialkarten kann den **Anlagen 1 bis 14** der Studie entnommen werden.

Zeitliche Auflösung

Die Auswertung und Darstellung der Modellergebnisse erfolgt auf Basis der Jahresenergiemengen jeweils für das jeweilige Zieljahr 2030 bzw. 2050. In ausgewählten Fällen werden beispielhaft einzelne Sachverhalte auch über mehrere Tage und Wochen präsentiert. Da alle Zeitreihen im Modell ebenfalls stündlich ausgewertet werden, können zusätzlich zur Jahresbetrachtung auch Aussagen über die zeitliche Abhängigkeit der Ergebnisgröße getroffen werden. Dies umfasst Häufigkeiten, Minima, Maxima, Durchschnittswerte und Speicherzustände.

Wie bereits in Kapitel 4 beschrieben, finden die Untersuchungen sowohl für das Jahr 2030 als auch für 2050 statt. Dabei wird in vier Anwendungsfälle unterschieden, welche in Abbildung 22 dargestellt sind.



5. Auswertung und Diskussion der Ergebnisse des Energiemodells

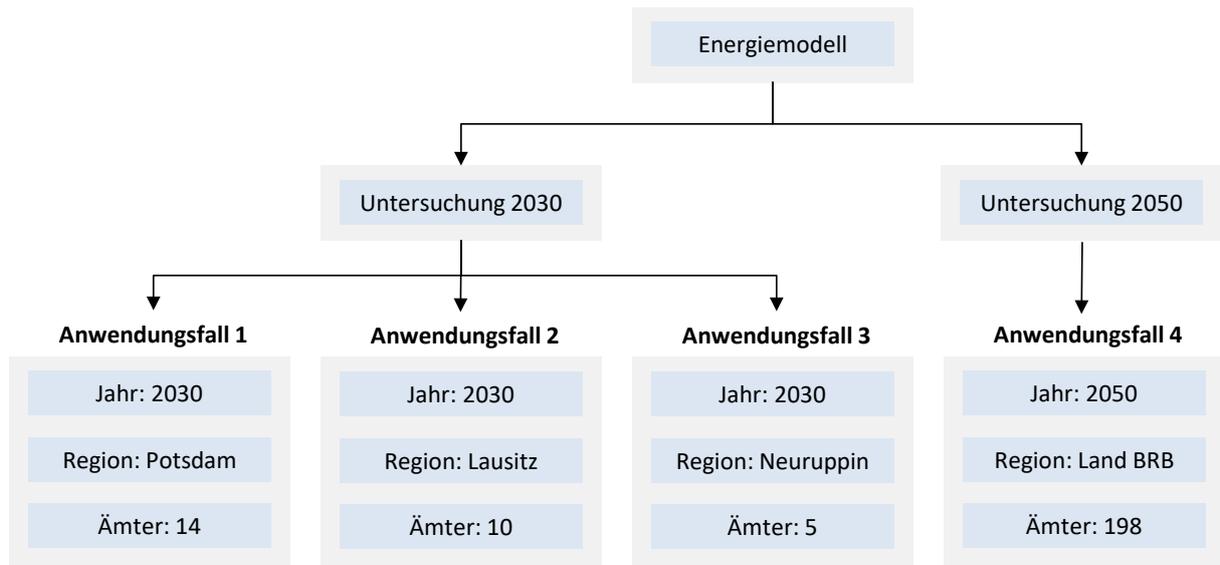


Abbildung 22: Anwendungsfälle des Energiemodells



5.1 Auswertung der Untersuchungen in den Pilotregionen 2030

Im Folgenden sollen die drei ausgewählten Pilotregionen (vgl. Kapitel 2.3) näher beleuchtet und auf ihre Sektorenkopplungspotenziale (SKP) hin untersucht werden. Die Basis bildet hierbei das Best-Estimate Szenario für Zieljahr 2030 (siehe Kapitel 4.4). Tabelle 10 gibt einen Überblick über die wichtigsten Kennzahlen und Potenziale der drei Regionen in zusammengefasster Form.

Tabelle 10: Ergebnisse Sektorenkopplungspotenziale in den Pilotregionen

Kennzahlen	„Lausitz“	„Potsdam“	„Neuruppin“
EE-Erzeugung (in GWh)	1.461	1.843	726
Stromverbrauch/Last (in GWh)	2.279	3.393	287
Sektorenkopplungspotenzial (in GWh)	-818	-1.550	439
max./min. Potenzial (in MWh je Stunde)	+315 / -329	+220 / -507	+199 / -32
innovat. Sektorenkopplungspotenzial (in GWh)	-1.471	-2.588	335
max./min. Potenzial (in MWh je Stunde)	+257 / -431	+84 / -683	+192 / -54
mögliche PtX-Leistung (in MW)	16,3	23,8	3,4
nicht nutzbares Potenzial (in GWh)	-1.487	-2.630	316

Zusätzlich erfolgt die Darstellung der gezeigten Ergebnisse in grafischer Form in Form von Potenzialkarten mit zusätzlichen Informationen zu den einzelnen Kennzahlen. An dieser Stelle weisen die Autoren der Studie darauf hin, dass aus Platzgründen nur die Ergebnisse der Pilotregion „Lausitz“ detailliert dargestellt werden. Alle weiteren Karten und Darstellungen sind den **Anlagen 1 bis 10** zu entnehmen.

EE-Erzeugung und Stromnachfrage Pilotregion „Lausitz“

Die folgenden Potenzialkarten zeigen die aggregierte Stromerzeugung aller betrachteten EE-Technologien (Abbildung 23) sowie die aggregierte Stromnachfrage der Wirtschaftssektoren private Haushalte (PH), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und Industrie (IND) (Abbildung 24) jeweils auf Amtsebene der Pilotregion „Lausitz“. Die Werte „Minimum“, „Mittelwert“ und „Maximum“ aus der Datentabelle beziehen sich dabei auf die jeweiligen Stundenwerte für die gesamte Pilotregion. Der Wert „Gesamt“ gibt die aggregierte Energiemenge für das gesamte Betrachtungsjahr wieder.

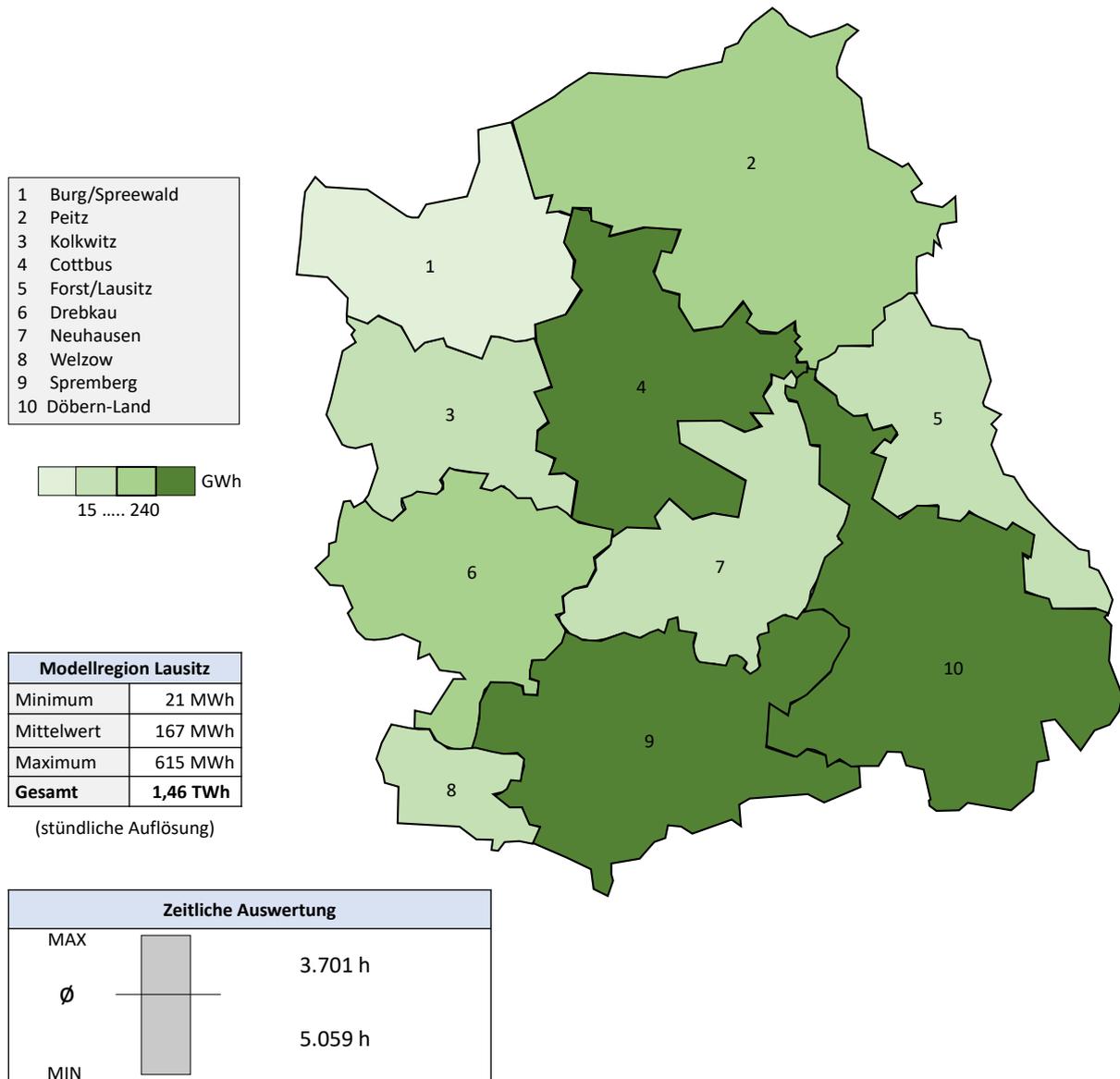


Abbildung 23: Potenzialkarte: EE-Erzeugung Pilotregion „Lausitz“ (2030)

In der Betrachtung der EE-Stromerzeugung ergeben sich weitestgehend homogene Verhältnisse in der Verteilung der Erzeugungskapazitäten und Energiemengen. In städtisch geprägten Regionen (z.B. Cottbus) werden vornehmlich PV-Dachanlagen für die Energieerzeugung eingesetzt, während im ländlicheren Umfeld vor allem hohe Kapazitäten an Windenergieanlagen installiert sind. Für das Betrachtungsjahr 2030 ergeben sich daraus theoretische Erzeugungspotenziale von ca. 1,46 TWh, wobei durchschnittlich ca. 167 MWh je Stunde in der Pilotregion eingespeist werden können.

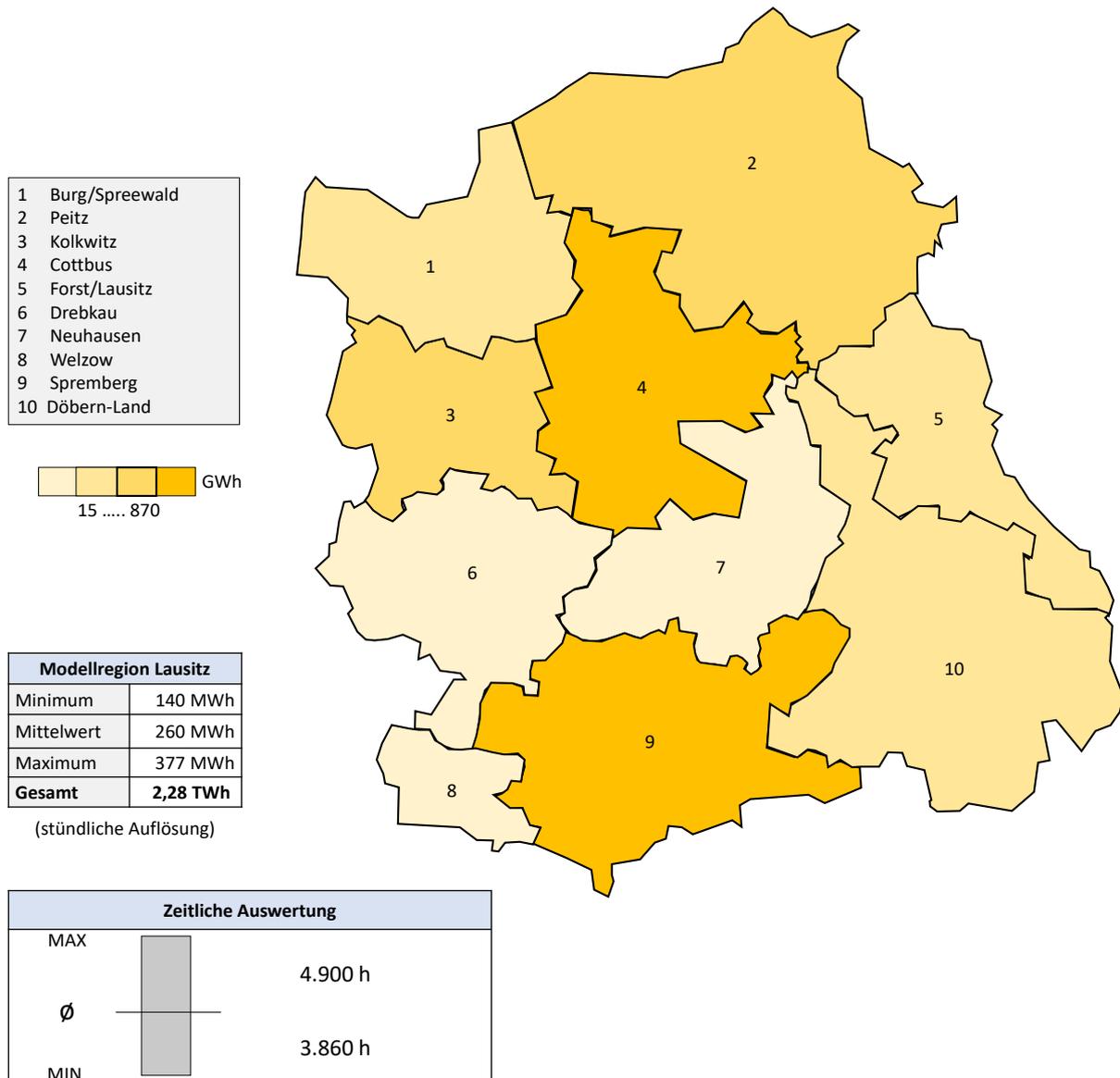


Abbildung 24: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage Pilotregion „Lausitz“ (2030)

Bei der Betrachtung der Stromnachfrage ist ebenfalls ein deutliches Stadt-Land-Gefälle zu beobachten. Sowohl die Stadt Cottbus (4) aufgrund ihrer hohen Einwohnerzahl und GHD-Dichte als auch die Stadt Spremberg (9) mit ihrer starken industriellen Prägung haben einen deutlich erhöhten Stromverbrauch gegenüber dem Rest der Pilotregion. Für das Betrachtungsjahr 2050 ergeben sich Lastpotenziale von ca. 2,28 TWh, wobei die Durchschnittslast pro Stunde bei ca. 260 MWh liegt.

Sektorenkopplungspotenziale Pilotregion „Lausitz“

Bereits aus der Gegenüberstellung von EE-Erzeugung und klassischem Stromverbrauch wird ersichtlich, dass die Nachfrage das Angebot an elektrischer Energie in der Pilotregion „Lausitz“ deutlich übersteigt. Das klassische Sektorenkopplungspotenzial (im Folgenden kurz: SKP) beschreibt die Energiemenge, welche in der jeweiligen Stunde für Anwendungen außerhalb der klassischen Stromnachfrage zur Verfügung steht (vgl. Kapitel 3). Daraus ergeben sich im Saldo für die Pilotregion negative klassische SKP (Abbildung 25). Diese sind abermals besonders stark in eher städtisch geprägten Regionen zu erkennen. Ländliche Regionen (v.a. im Südosten der Pilotregion) besitzen aufgrund hoher Erzeugungskapazitäten (vor allem Windenergie) überwiegend positive Potenziale.

Insgesamt ergibt sich für die Pilotregion „Lausitz“ ein saldiertes negatives SKP von -0,82 TWh. Zeitlich betrachtet existieren jedoch Zeitpunkte mit deutlich positivem Potenzial (max. 315 MWh) als auch negativem Potenzial (min. -329 MWh). In rund 1.700 Stunden des Jahres ergibt sich für die gesamte Pilotregion ein positives SKP, welches nutzbar wäre.

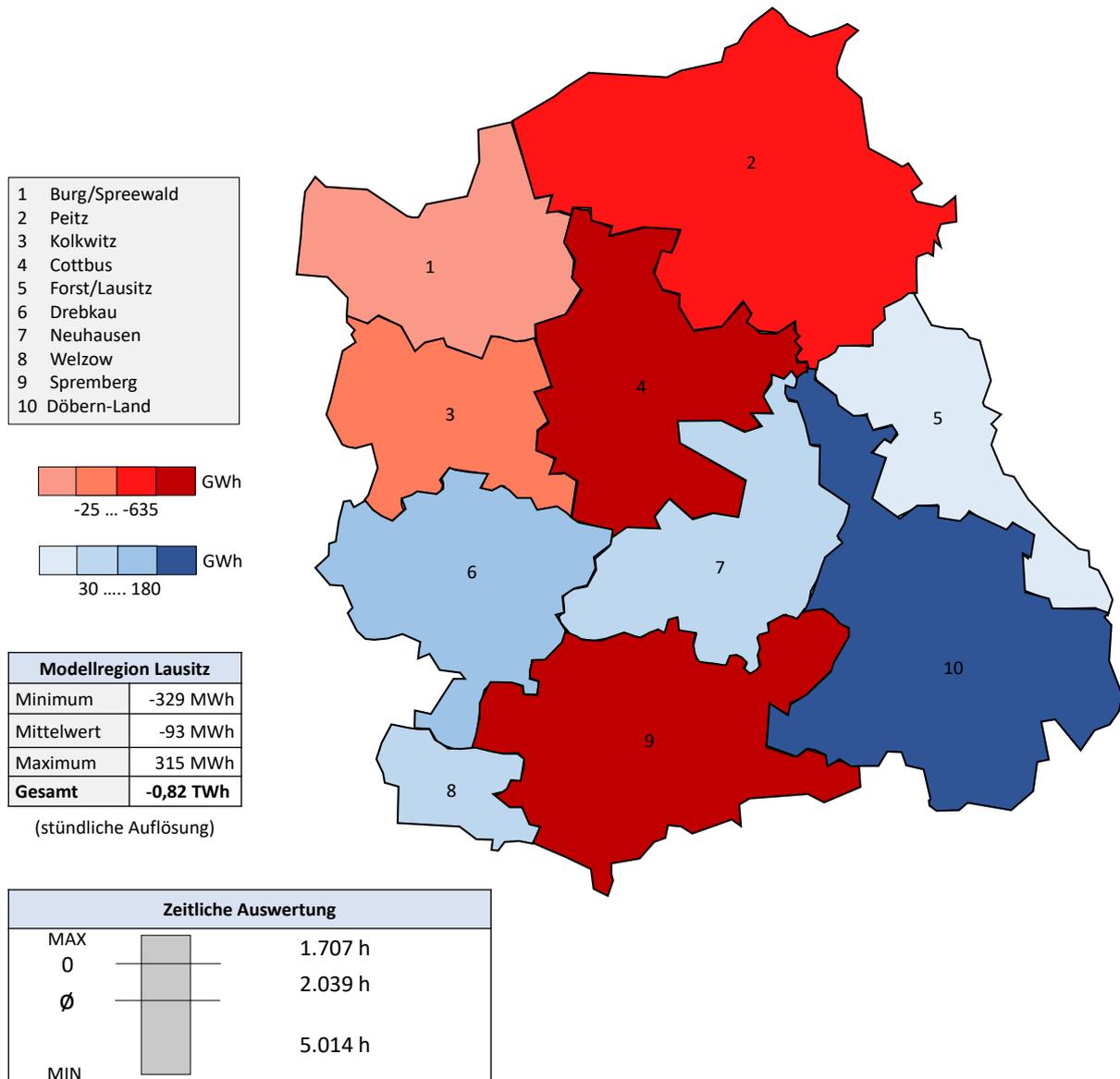


Abbildung 25: Potenzialkarte: klassisches SKP Pilotregion „Lausitz“ (2030)

Die Verrechnung mit den Lastzeitreihen der klassischen Sektorenkopplung (PtM, PtH) ergibt das innovative SKP, welches in Abbildung 26 für die Pilotregion „Lausitz“ dargestellt ist.

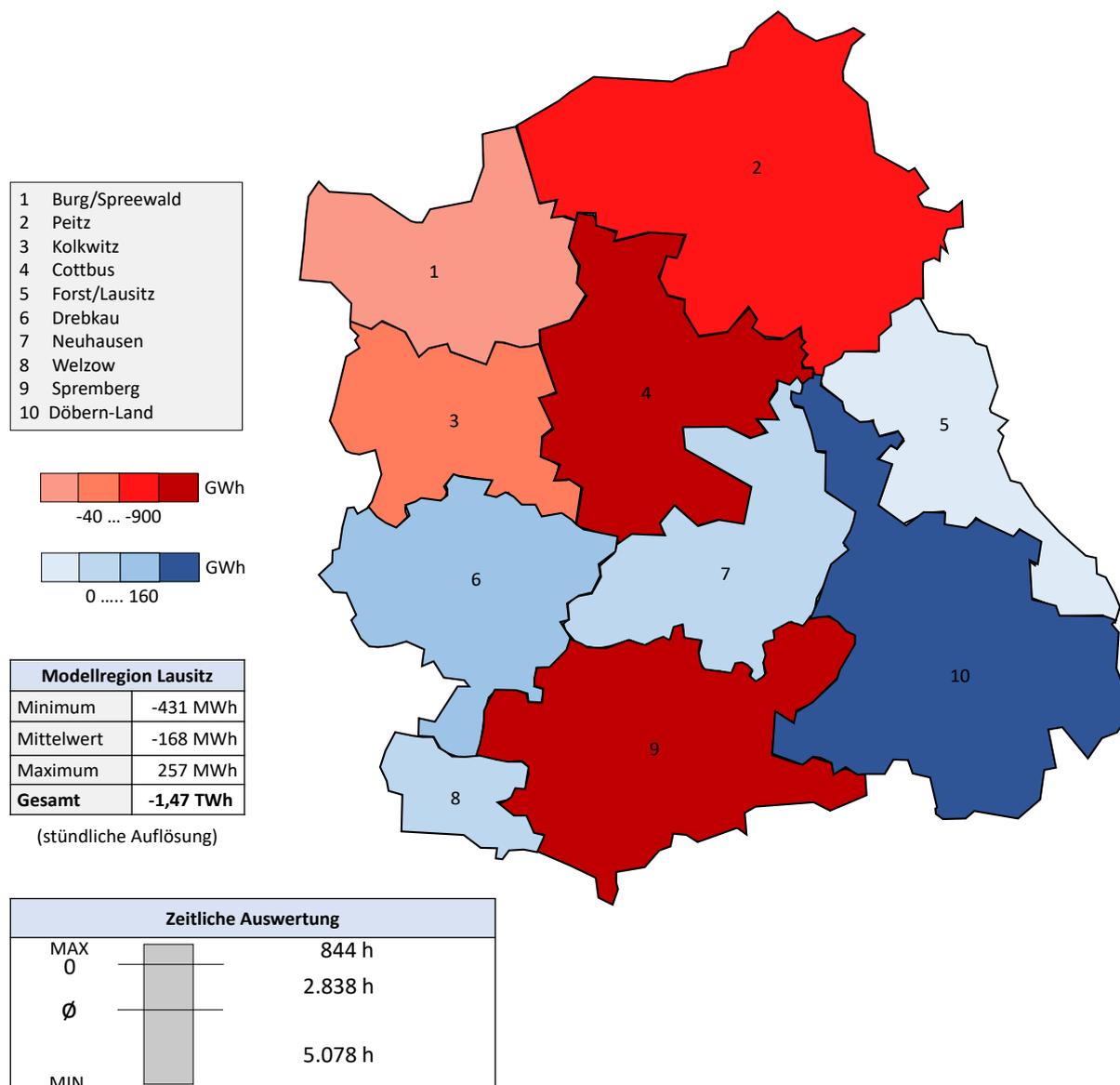


Abbildung 26: Potenzialkarte: innovatives SKP Pilotregion „Lausitz“ (2030)

Im Vergleich zum klassischen SKP können ähnliche Schlussfolgerungen hinsichtlich der regionalen Verteilung sowie des Stadt-Land-Gefälles gezogen werden. Vor allem Ämter mit hohen EE-Erzeugungskapazitäten und eher geringem Industriestromverbrauch weisen noch positive innovative SKP auf.

Insgesamt ergibt sich für die Pilotregion Lausitz ein saldiertes negatives innovatives SKP von -1,47 TWh. Jedoch existieren bei der Betrachtung im Zeitverlauf dennoch positive Potenziale von bis zu 257 MWh je Stunde als auch negative Potenziale von max. -431 MWh. In rund 844 Stunden des Jahres ergibt sich für die gesamte Pilotregion ein positives innovatives SKP.

Zum Abschluss erfolgt die Darstellung des sog. nicht nutzbaren Potenzials (im Folgenden kurz: NNP) für die Pilotregion „Lausitz“ für das Jahr 2030 (Abbildung 27). Dieses ist mit -1,49 TWh klar negativ. Nur vereinzelt existieren in Summe bis zu 800 Stunden im Jahr, in denen überhaupt überschüssige Energiemengen zur Verfügung stehen. Diese könnten beispielsweise in Speichern zwischengelagert und bei negativem SKP wieder ausgespeist werden.

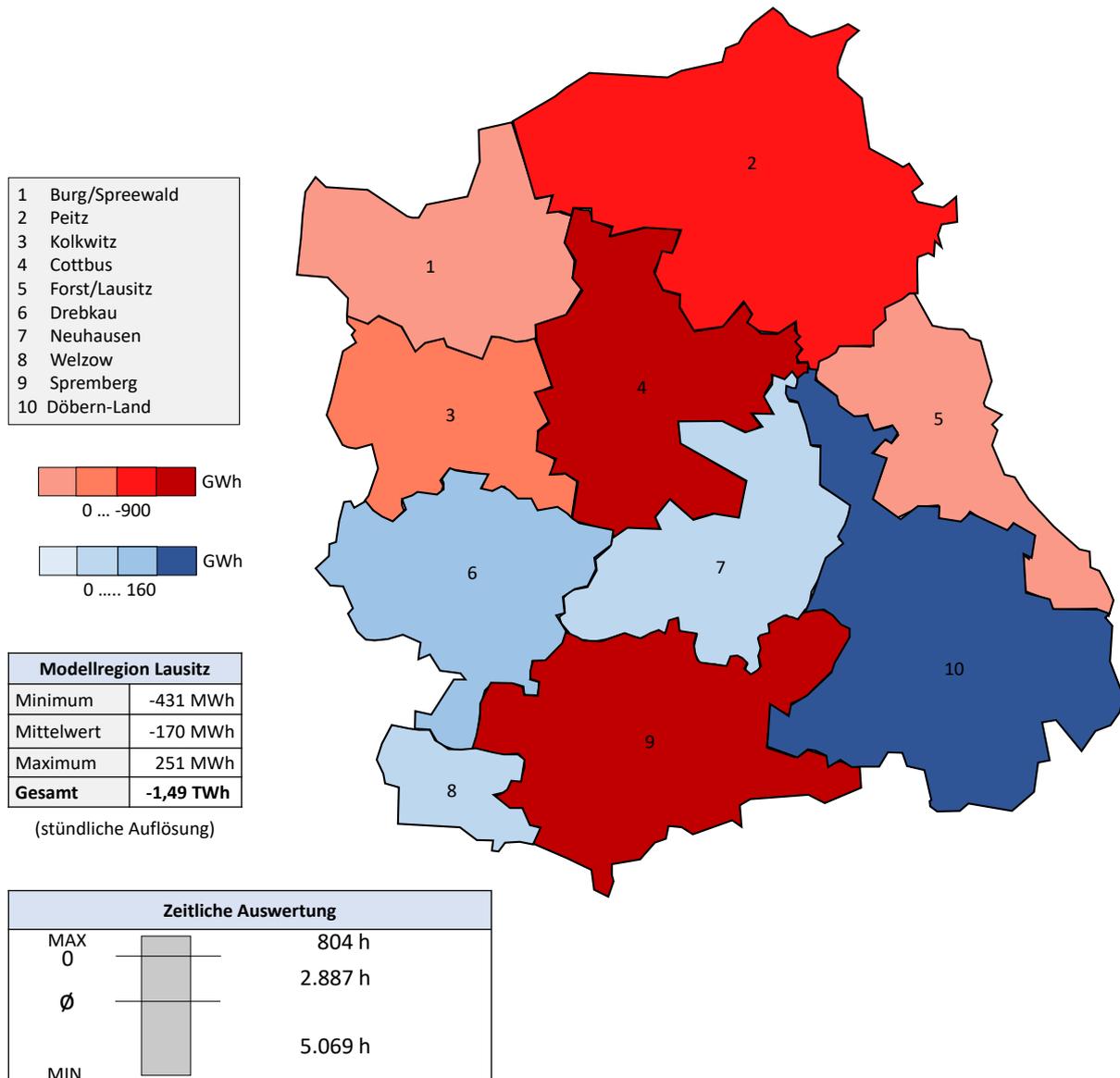


Abbildung 27: Potenzialkarte: Nicht nutzbares Potenzial Pilotregion „Lausitz“ (2030)

Fazit und Ausblick

Bei der Darstellung der vorherigen Potenzialkarten ist klar ersichtlich, dass in einer abgegrenzten Pilotregion aufgrund der regionalen Gegebenheiten sehr heterogene Verhältnisse herrschen können und positive als auch negative SKP sowohl bilanziell als auch im Zeitverlauf stark variieren. Dies trifft auch auf die hier nicht näher dargestellten Pilotregionen „Potsdam“ und „Neuruppin“ zu. Während jedoch in den Regionen „Lausitz“ und „Potsdam“ überwiegend negative Potenziale errechnet wurden, stellen sich für die Region „Neuruppin“ dagegen überwiegend positive SKP dar. Dies liegt vor allem an den sehr hohen EE-Erzeugungskapazitäten für Windenergie sowie an der sehr geringen Bevölkerungsdichte und praktisch fast keinen Industrieabnehmern. Ein Einsatz von Speichern in solchen Regionen erscheint daher grundsätzlich sinnvoll und eignet sich für den Ausgleich negativer Potenziale und die sinnvolle Nutzung von EE-Überschussenergie.

Im Gegensatz dazu kann der Einsatz von Speichern in den beiden anderen Pilotregionen „Lausitz“ und „Potsdam“ als weniger sinnvoll erachtet werden. Die benötigten Speichergrößen für einen sinnvollen Ausgleich neg. Potenziale liegen im unrealistischen Größenbereich mehrerer GWh (vgl. Kapitel 5.3).



5. Auswertung und Diskussion der Ergebnisse des Energiemodells

Außerdem erscheint ein wirtschaftlicher Betrieb solcher Anlagen aufgrund der dafür nutzbaren positiven Potenziale einiger Stunden als fragwürdig. Hauptursache hierfür sind vor allem der deutlich erhöhte Wärmebedarf sowie die Industriestromnachfrage in den beiden Pilotregionen. Daher ergeben sich für städtisch geprägte Regionen nur sehr selten Zeitpunkte, in den ausreichend Überschussenergie aus erneuerbaren Energiequellen für Sektorenkopplungsprozesse zur Verfügung steht.

5.2 Auswertung und Diskussion der Modellergebnisse 2050

EE-Erzeugung und Stromnachfrage

Die folgenden Potenzialkarten zeigen die aggregierte Stromerzeugung aller betrachteten EE-Technologien (Abbildung 28) sowie die aggregierte klassische Stromnachfrage in den Wirtschaftssektoren private Haushalte (PH), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und Industrie (IND) (Abbildung 29) jeweils auf Landkreisebene. Die methodische Auswertung erfolgt dabei analog wie in Kapitel 5.1 beschrieben.

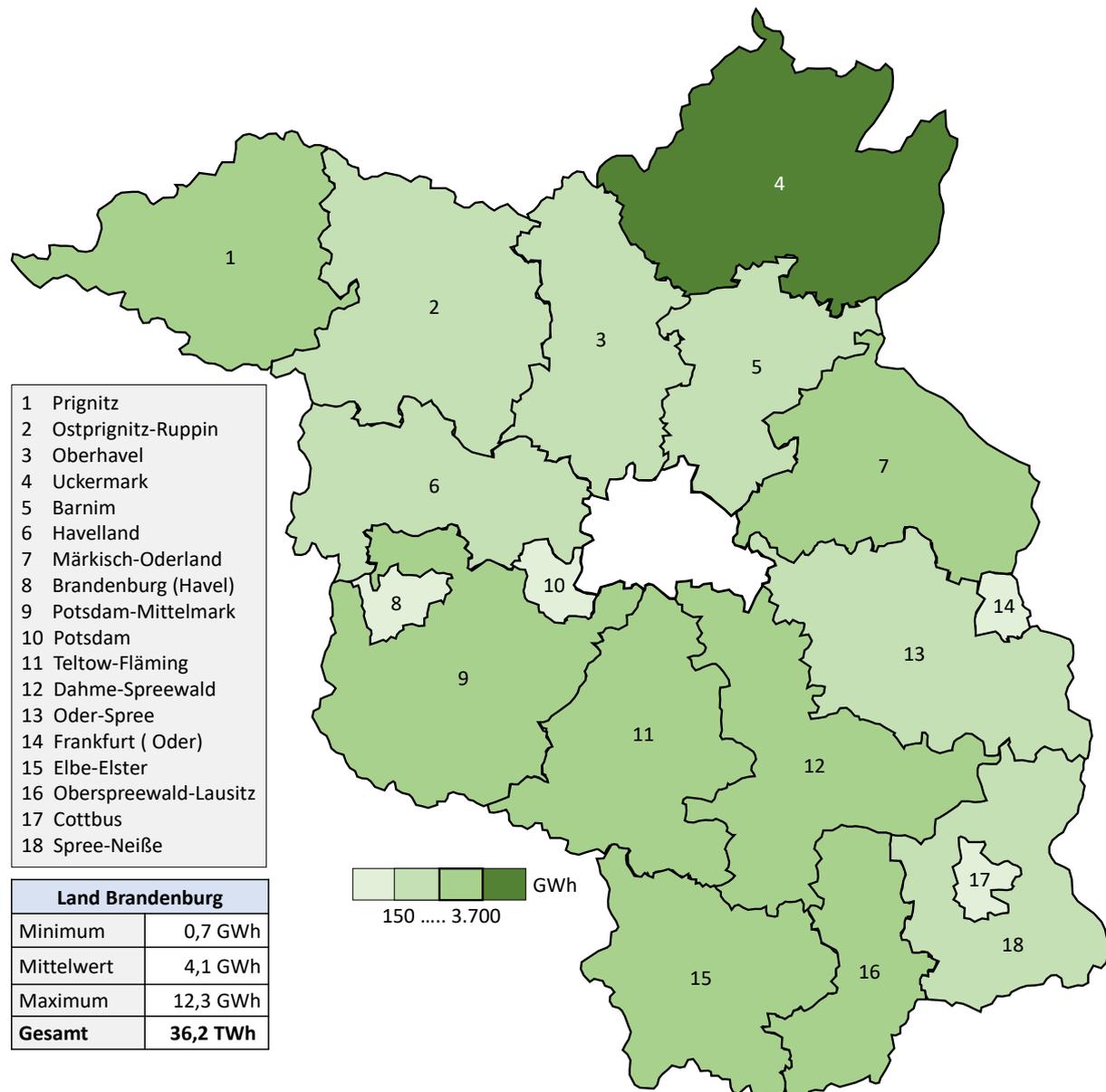


Abbildung 28: Potenzialkarte: EE-Erzeugung je Landkreis (2050)

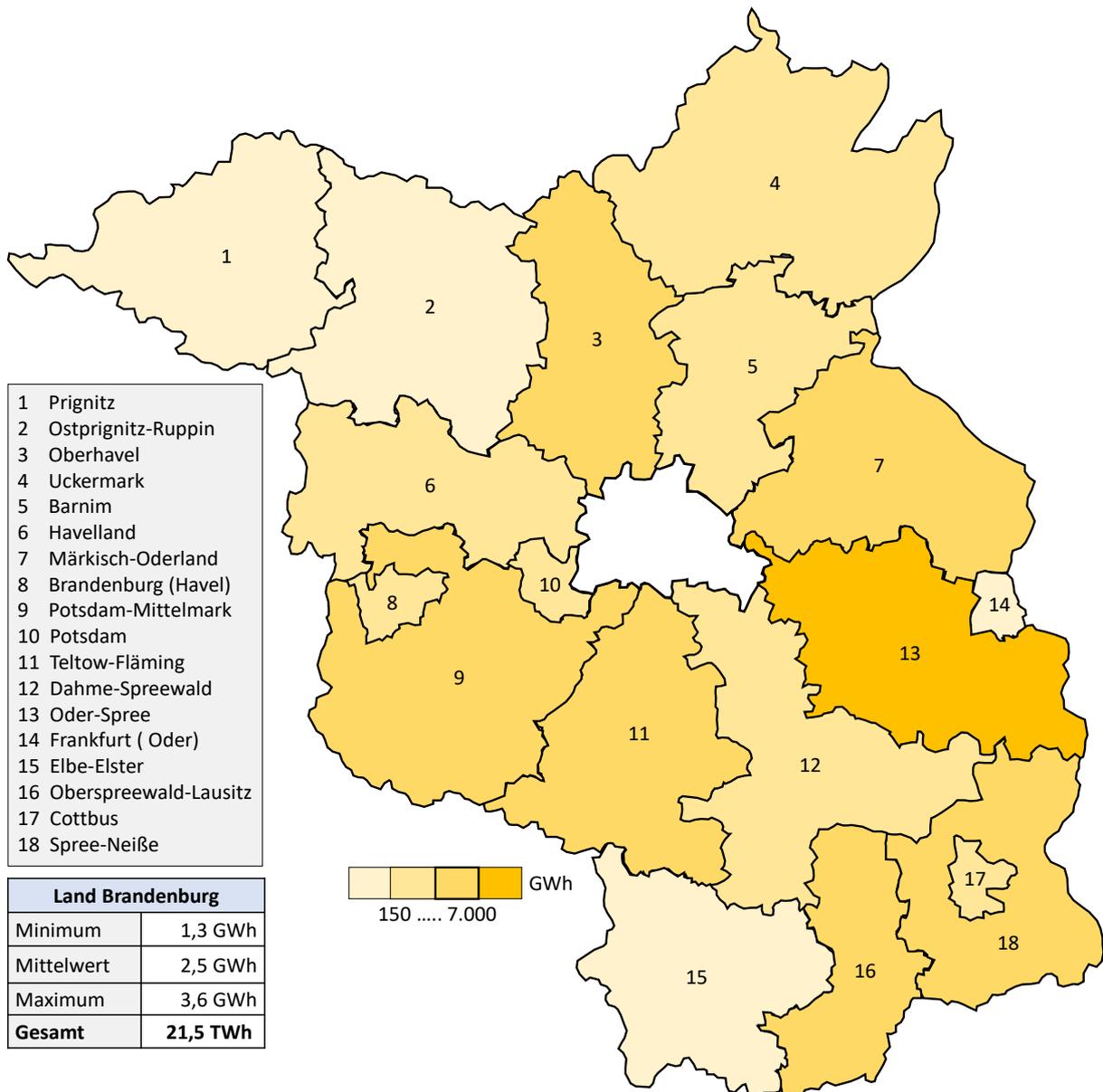


Abbildung 29: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage je Landkreis (2050)

Es lässt sich auf beiden Karten ein starkes Gefälle zwischen städtischen und ländlichen Regionen erkennen. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass in Städten wenig bis gar keine EE-EZA installiert sind (vor allem keine Windenergieanlagen) und gemäß den in Kapitel 4 beschriebenen Modellannahmen auch kein signifikanter Zubau erfolgen wird. Besonders der Landkreis „Uckermark“ verfügt über ein hohes Maß an EE-Erzeugung. Hinsichtlich der Nachfrage nach elektrischer Energie verhält es sich für die Sektoren PH und GHD umgekehrt. Diese ist in den Städten deutlich höher als auf dem Land. Abbildung 30 zeigt hierzu die aggregierte klassische Stromnachfrage je Energie- und Wirtschaftssektor für ganz Brandenburg im Jahr 2050.



5. Auswertung und Diskussion der Ergebnisse des Energiemodells

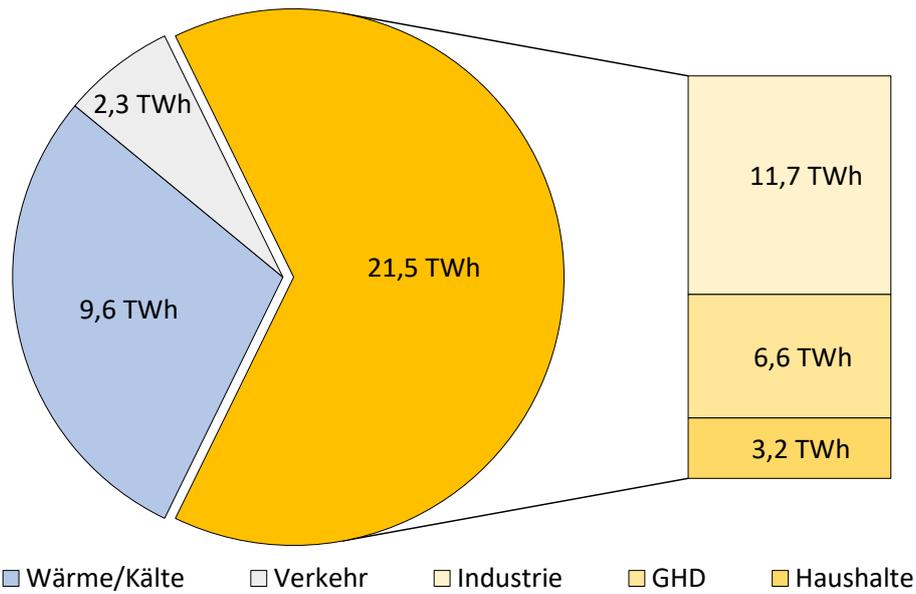


Abbildung 30: Aggregierte Stromnachfrage je Energie- und Wirtschaftssektor (2050)

Wie aus Abbildung 30 ersichtlich wird, ist die Nachfrage an elektrischer Energie im Industriesektor am höchsten. Da sich im Land Brandenburg der Großteil der Industrie in den ländlichen Regionen befindet, ist damit auch die Gesamtstromnachfrage dort deutlich höher als in den Städten. Ein anschauliches Beispiel hierfür ist der Landkreis „Oder-Spree“. Diese Charakteristik wird sich unter den getroffenen Modellannahmen bis zum Jahr 2050 nicht wesentlich verändern. Abbildung 31 verdeutlicht diese Zusammenhänge auf Landkreisebene.

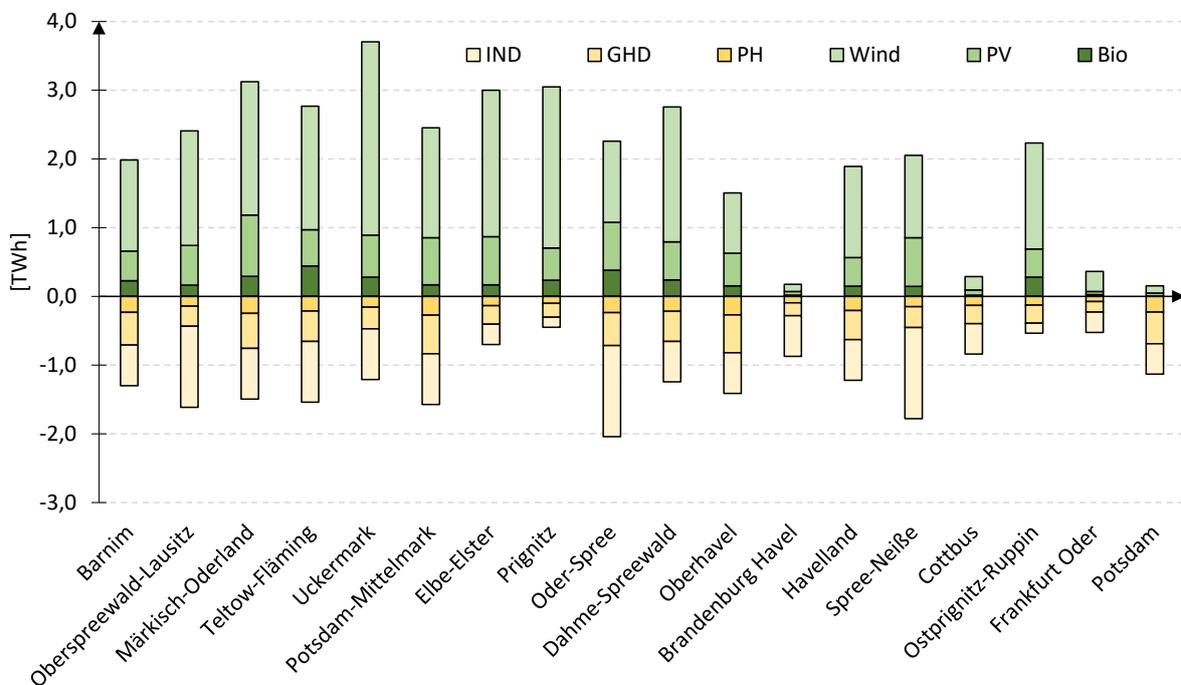


Abbildung 31: EE-Erzeugung und Stromnachfrage je Landkreis (2050)

Sektorkopplungspotenziale im Land Brandenburg

Bereits aus der Gegenüberstellung von EE-Erzeugung und klassischer Stromnachfrage in Abbildung 31 lässt sich erkennen, dass in den ländlich geprägten Landkreisen die Erzeugung die Nachfrage deutlich übersteigt. In städtisch geprägten Regionen ist dies hingegen umgekehrt. Der Saldo aus diesen Zeitreihen wird als klassisches SKP definiert. Diese Energiemengen stehen für die Nutzung durch Technologien der klassischen Sektorkopplung zur Verfügung (vgl. Kapitel 3). Abbildung 32 zeigt die klassischen SKP auf Landkreisebene für das Jahr 2050.

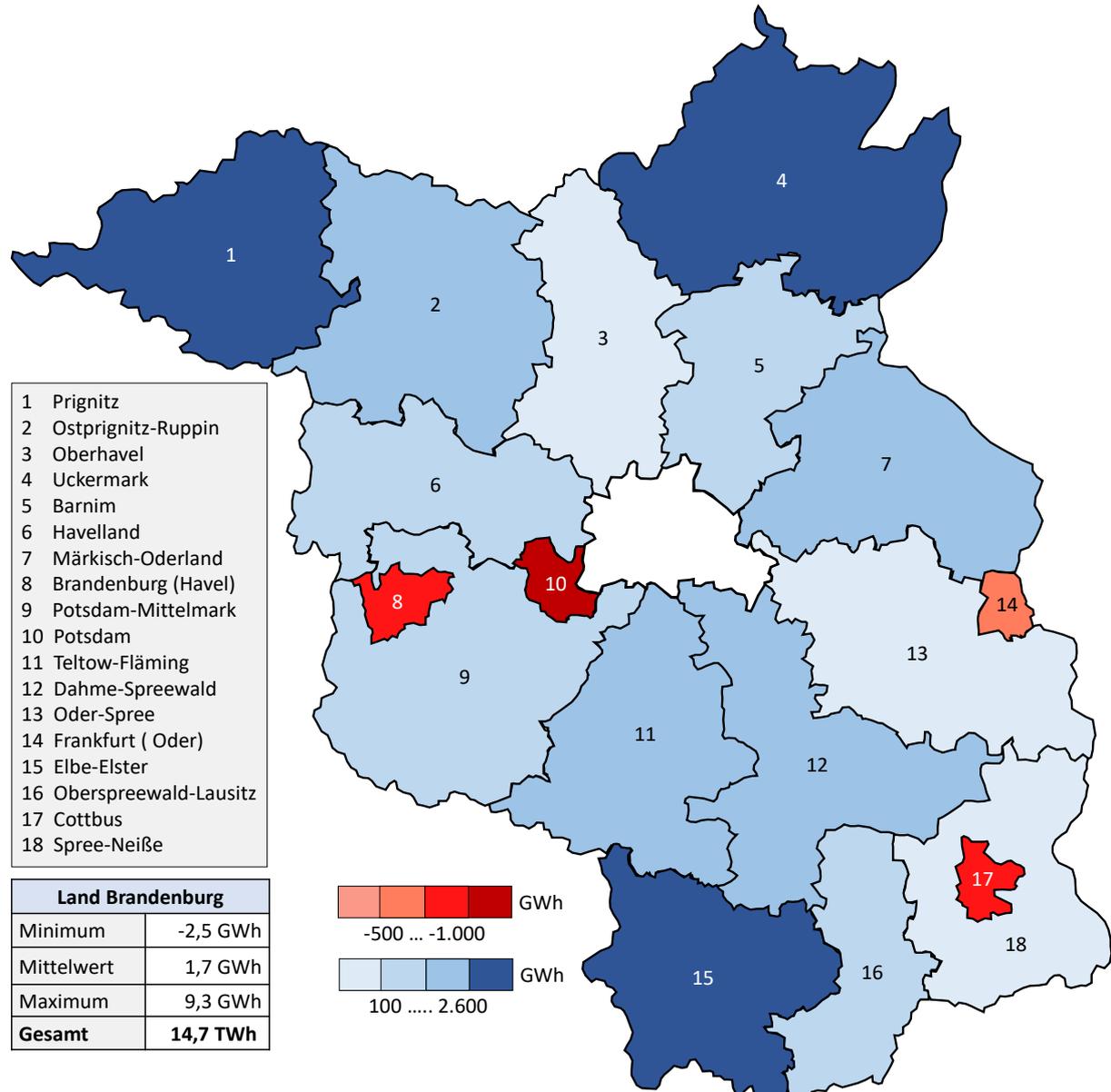


Abbildung 32: Potenzialkarte: klassisches SKP je Landkreis (2050)

Die gezeigten Potenziale stellen Jahressaldi dar. Dabei werden Stunden mit negativen Potenzialen und Stunden mit positiven Potenzialen miteinander verrechnet. Die aggregierte Jahressumme hat somit nur eine stark reduzierte Aussagekraft. Um tieferegehende Schlussfolgerungen zu ermöglichen, werden jedoch alle Ergebniszeitreihen vom Energiemodell in stündlicher Auflösung ausgewertet. Abbildung 33 zeigt am Beispiel einer Februarwoche im Amt Ahrensfelde (Einzelknoten) die Auswertung im Zeitverlauf.

5. Auswertung und Diskussion der Ergebnisse des Energiemodells

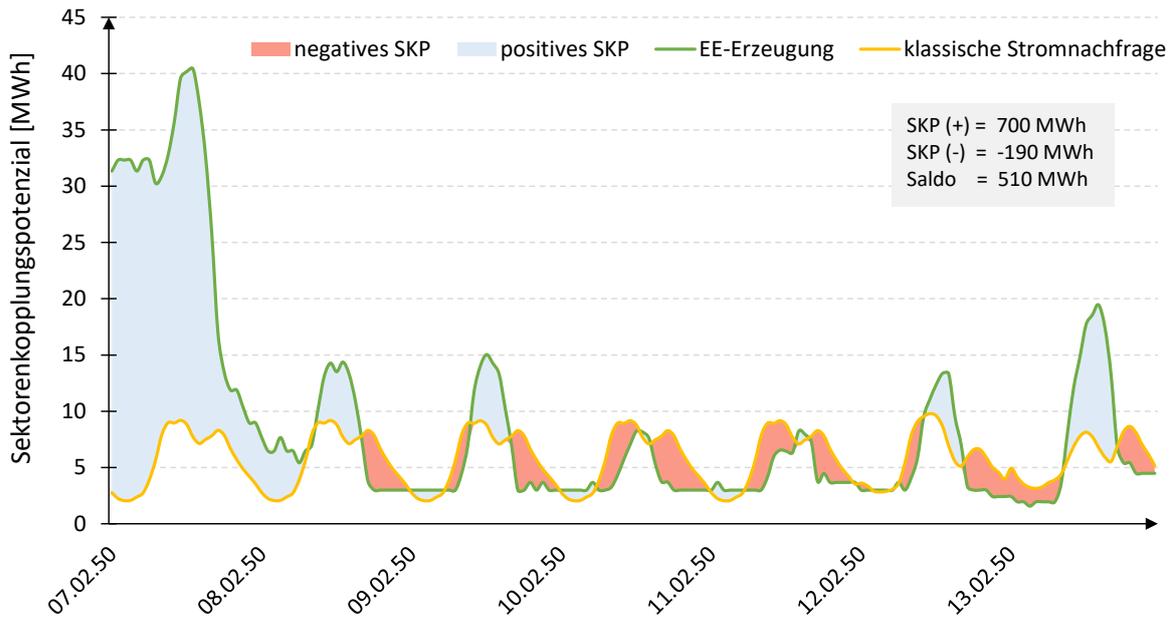


Abbildung 33: klassisches SKP - 2. Februarwoche 2050 im Amt Ahrensfelde

Es ist deutlich zu erkennen, dass sich positive (blaue Fläche) und negative (rote Fläche) SKP von Stunde zu Stunde unterscheiden. So verhält es sich auch mit den übrigen Ergebnisparametern (Stromnachfrage, innovatives SKP, NNP, Speichereinsatz, Rückspeisung etc.). Dies unterstreicht die Notwendigkeit, sämtliche Ergebnisparameter im Zeitverlauf zu untersuchen. Nur wenn positive und negative Potentiale voneinander getrennt ausgewertet werden, gelingt es, zielführende Aussagen abzuleiten und die Forschungsfragen zu beantworten.

Abbildung 34 zeigt die positiven und negativen klassischen SKP auf Landkreisebene.

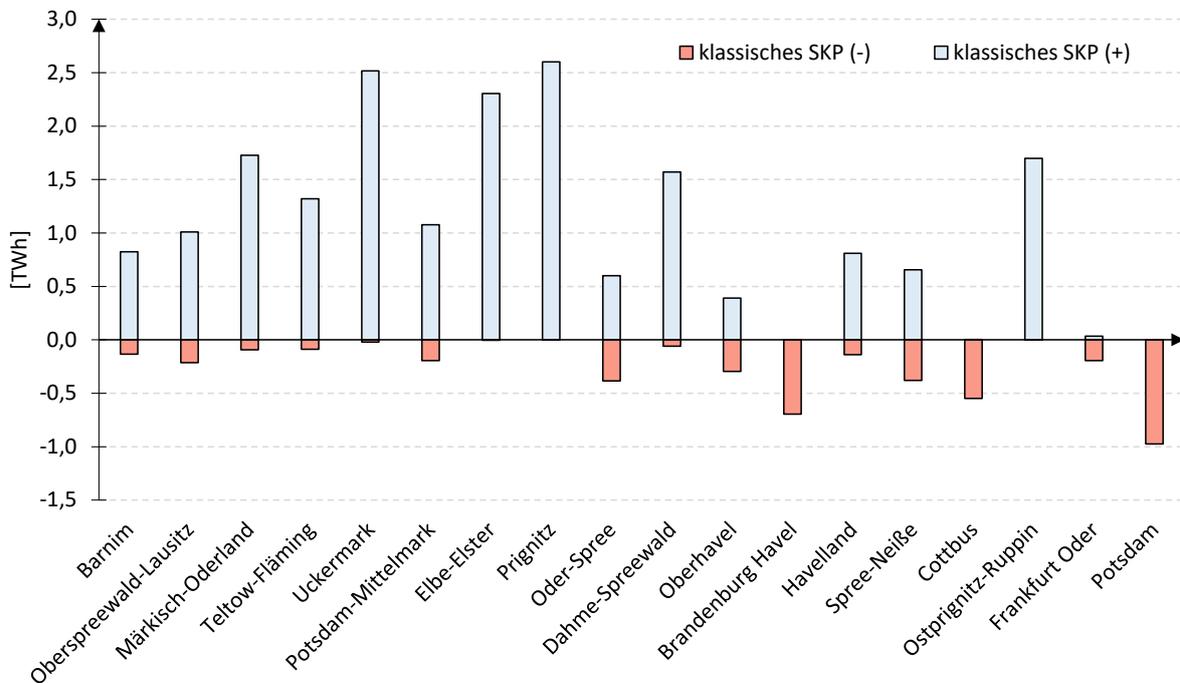


Abbildung 34: Positives und negatives klassisches SKP je Landkreis (2050)

5. Auswertung und Diskussion der Ergebnisse des Energiemodells

Das klassische SKP beschreibt die Energiemenge, welche in der jeweiligen Stunde für Anwendungen außerhalb der klassischen Stromnachfrage zur Verfügung steht. Die Verrechnung mit den Lastzeitreihen der klassischen Sektorenkopplung (PtM, Pth) ergibt das innovative SKP, welches in Abbildung 35 dargestellt ist (vgl. Kapitel 3).

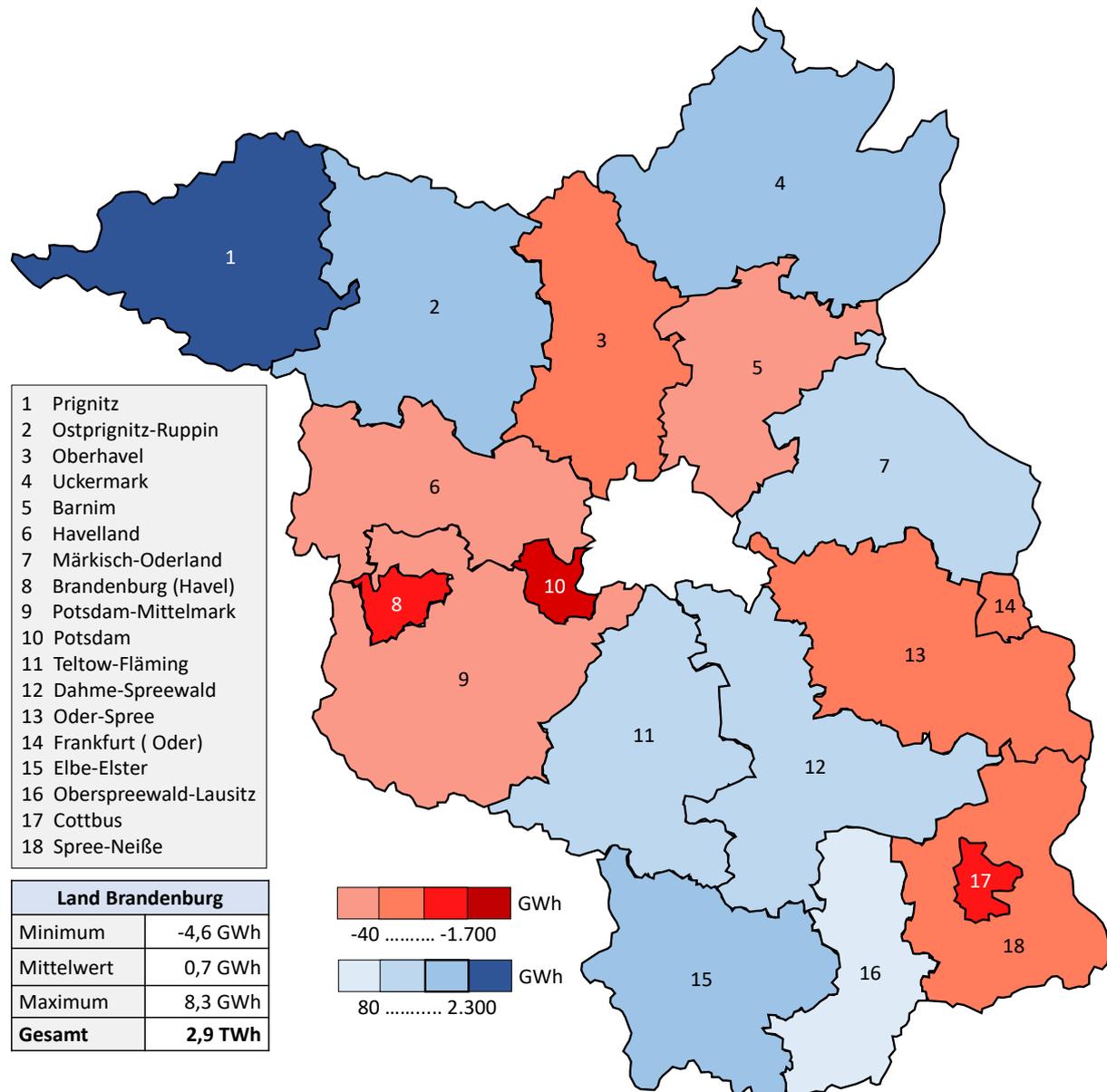


Abbildung 35: Potenzialkarte: innovatives SKP je Landkreis (2050)

Im Vergleich zum klassischen SKP (Abbildung 32) sind beim innovativen SKP (Abbildung 35) deutlich höhere Defizite auch in den ländlichen Regionen erkennbar. In den rotgefärbten Landkreisen reicht das klassische SKP nicht aus, um die Nachfrage nach elektrischer Energie in den Sektoren Wärme, Kälte und Mobilität zu decken. Nur Landkreise mit sehr geringem Industriestromverbrauch, oder sehr hoher EE-Erzeugung, weisen noch ein positives innovatives SKP auf. Wie bereits erläutert, ist dies jedoch nicht in jeder Stunde des Jahres der Fall, wie in Abbildung 36 zu sehen ist.



5. Auswertung und Diskussion der Ergebnisse des Energiemodells

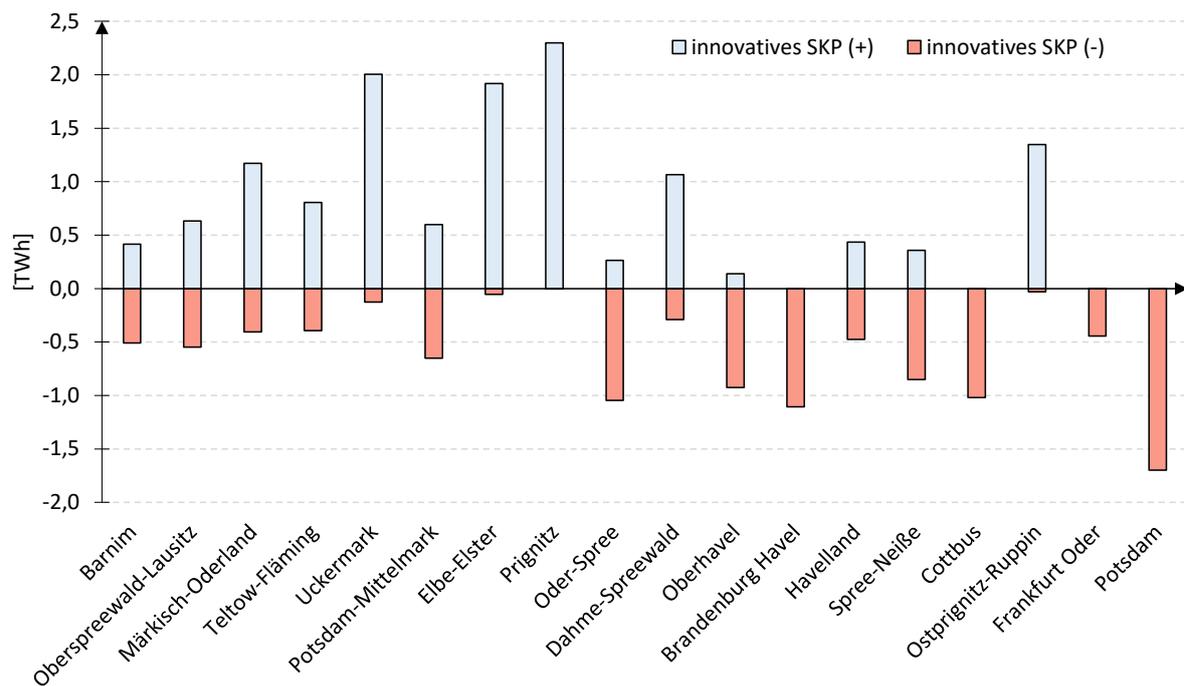


Abbildung 36: Positives und negatives innovative SKP je Landkreis (2050)

Wie auch beim klassischen SKP existieren in fast jedem Landkreis sowohl Stunden mit positivem als auch mit negativem innovativen SKP. Nur positive innovative SKP stehen dem virtuellen Elektrolyseur im Rahmen der innovativen Sektorenkopplung zur Verfügung. In Stunden mit negativen Potenzialen muss Energie aus dem virtuellen Energiespeicher oder den überlagerten Spannungsebenen bezogen werden, um die Last zu decken.

Speichereinsatz und Rückspeisung

In Kapitel 4.5 wurde die Dimensionierung des virtuellen Energiespeichers bereits erläutert. Im Folgenden werden nun die Ergebnisse des Speichereinsatzes für das Basisszenario 2050 beschrieben. Da sich die zur Verfügung stehenden Potenziale im Zeitverlauf stark verändern (vgl. Abbildung 33), weist auch der Speichereinsatz einen stark volatilen Charakter auf. Dies ist in Abbildung 37 für den Februar 2050 im Amt Ahrensfelde dargestellt.

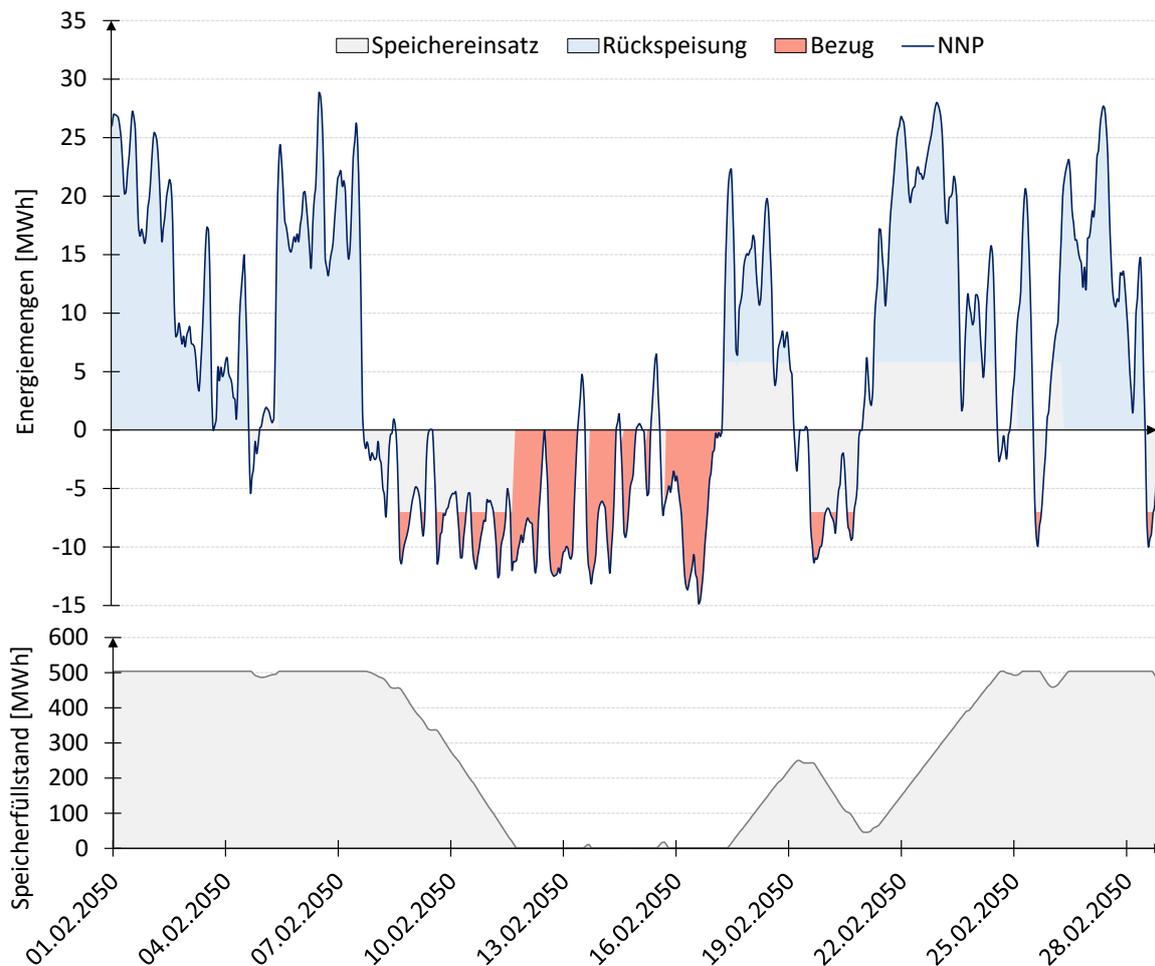


Abbildung 37: Speichereinsatz, Rückspeisung und Bezug für den Februar 2050 in Ahrensfelde

Nachdem auch die Nachfrage nach elektrischer Energie durch die Technologien der innovativen Sektorenkopplung (virtueller Elektrolyseur) gedeckt wurde, verbleibt für jede Stunde ein NNP (vgl. Kapitel 3), welches im oberen Teil von Abbildung 37 als blaue Linie gekennzeichnet ist. Wie auch beim klassischen und innovativen SKP kann das NNP in einer Stunde entweder positiv oder negativ sein. Positives NNP steht hierbei dem virtuellen Energiespeicher zur Verfügung (blaue Fläche), während bei negativem NNP elektrische Energie aus den überlagerten Spannungsebenen bezogen werden muss (rote Fläche), sofern der Energiespeicher zur Lastdeckung nicht ausreicht. Die graue Fläche im oberen Teil der Abbildung repräsentiert diesen Speichereinsatz. Bei positivem NNP wird zunächst der virtuelle Speicher gefüllt und bei negativem NNP zuerst entladen. Im unteren Teil der Abbildung ist mit der grauen Fläche der Speicherfüllstand dargestellt. Der Gradient, mit welchem der Speicher geladen und entladen werden kann, wird durch die (Ent-)Ladeleistung bestimmt.

Die Auswertung des Speichereinsatzes für das gesamte Betrachtungsjahr 2050 (Basisszenario) ergibt für das Land Brandenburg die in Abbildung 38 und Abbildung 39 dargestellten Ergebnisse. Da beim NNP nur marginale Unterschiede zum innovativen SKP erkennbar sind, wird auf die Darstellung der Potenzialkarte an dieser Stelle verzichtet. Abbildung 38 zeigt jeweils die Rückspeisung (Energieüberschuss) und den Bezug (Energiedefizit) sowie den Speichereinsatz für die einzelnen Landkreise.

5. Auswertung und Diskussion der Ergebnisse des Energiemodells

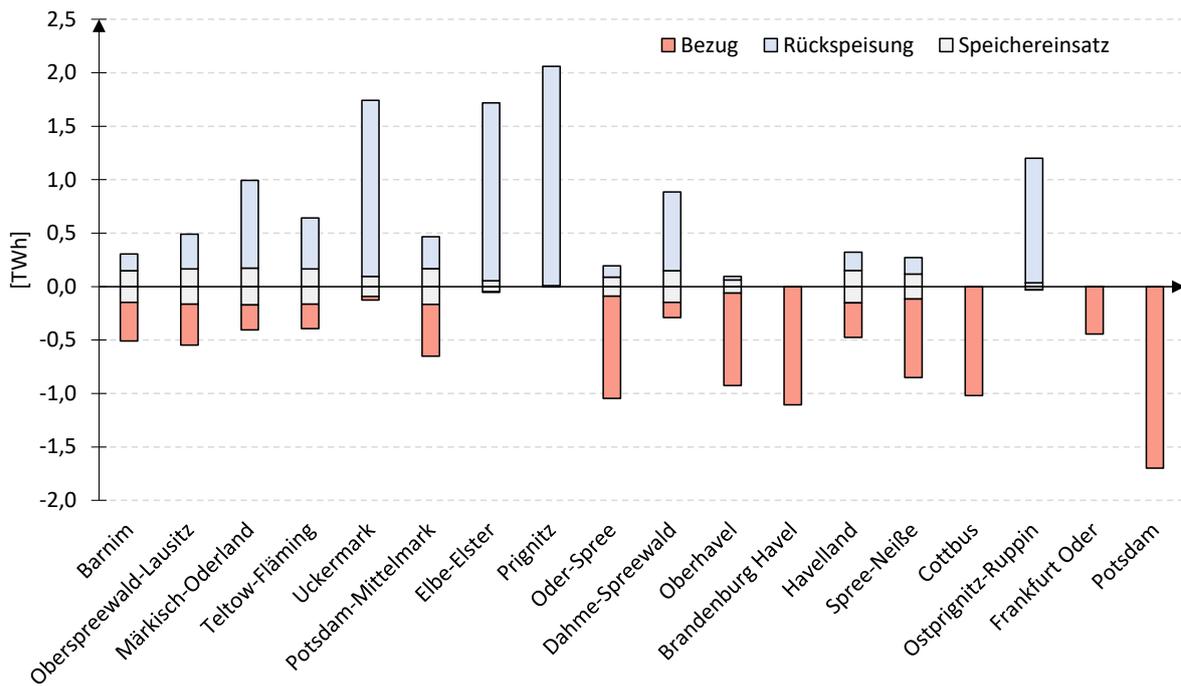


Abbildung 38: Bezug, Rückspeisung und Speichereinsatz je Landkreis (2050)

Auch hier lassen sich deutliche Unterschiede zwischen den verschiedenen Landkreisen erkennen. Aufgrund der begrenzten Kapazität der virtuellen Energiespeicher können diese nur einen geringen Beitrag leisten und verändern somit das NNP des Landkreises kaum. An dieser Stelle sei erwähnt, dass die Speicherdimensionierung im Basisszenario dabei eher optimistisch gewählt wurde (vgl. Kapitel 4). Abbildung 39 verdeutlicht die für die gesamte Modellregion aggregierten Jahreswerte.

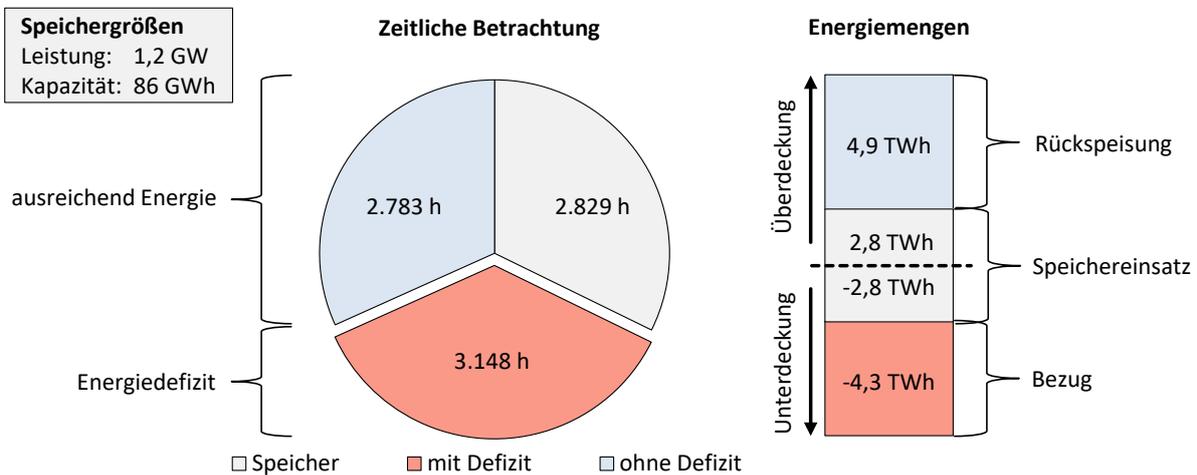


Abbildung 39: Bezug, Rückspeisung und Speichereinsatz für das Land Brandenburg (2050)

Es lässt sich erkennen, dass die Speicherdimensionierung im Basisszenario nicht ausreicht, um sämtliche überschüssige Energie aufzunehmen und auch nicht, um alle Defizitstunden auszugleichen. Es verbleiben somit für das Jahr 2050 im Land Brandenburg 3.148 Stunden, in denen durch die im Land installierten EE-EZA nicht ausreichend Energie bereitgestellt werden kann, um die Lasten in allen Energie- und Wirtschaftssektoren zu decken (-4,3 TWh). In 2.783 Stunden kann die bereitgestellte Energie weder im Land genutzt noch gespeichert werden, sodass eine Rückspeisung in die Übertragungsebene erfolgt (4,9 TWh). Diese Energiemengen verlassen somit die Modellgrenzen und stehen



5. Auswertung und Diskussion der Ergebnisse des Energiemodells

nicht mehr zur Verfügung. Der Jahressaldo ist mit 0,6 TWh (4,9 TWh - 4,3 TWh) positiv, sodass netto mehr Energie in die Elektroenergienetze eingespeist als ausgespeist wird. Dies hat jedoch nur eine geringe Aussagekraft, wenn man die großen Energiemengen bedenkt, welche entweder nicht genutzt werden können oder zur Lastdeckung fehlen. Hier zeigt sich erneut, welche hohe Relevanz die Untersuchung der SKP im Zeitverlauf hat.

Abbildung 40 fasst abschließend die positiven (rechte Seite) und negativen (linke Seite) Potenziale, Erzeugung sowie Lasten jeweils separat voneinander für das Land Brandenburg zusammen. Dabei findet ebenfalls eine Unterscheidung nach Energie- und Wirtschaftssektoren sowie den einzelnen Erzeugungstechnologien statt.

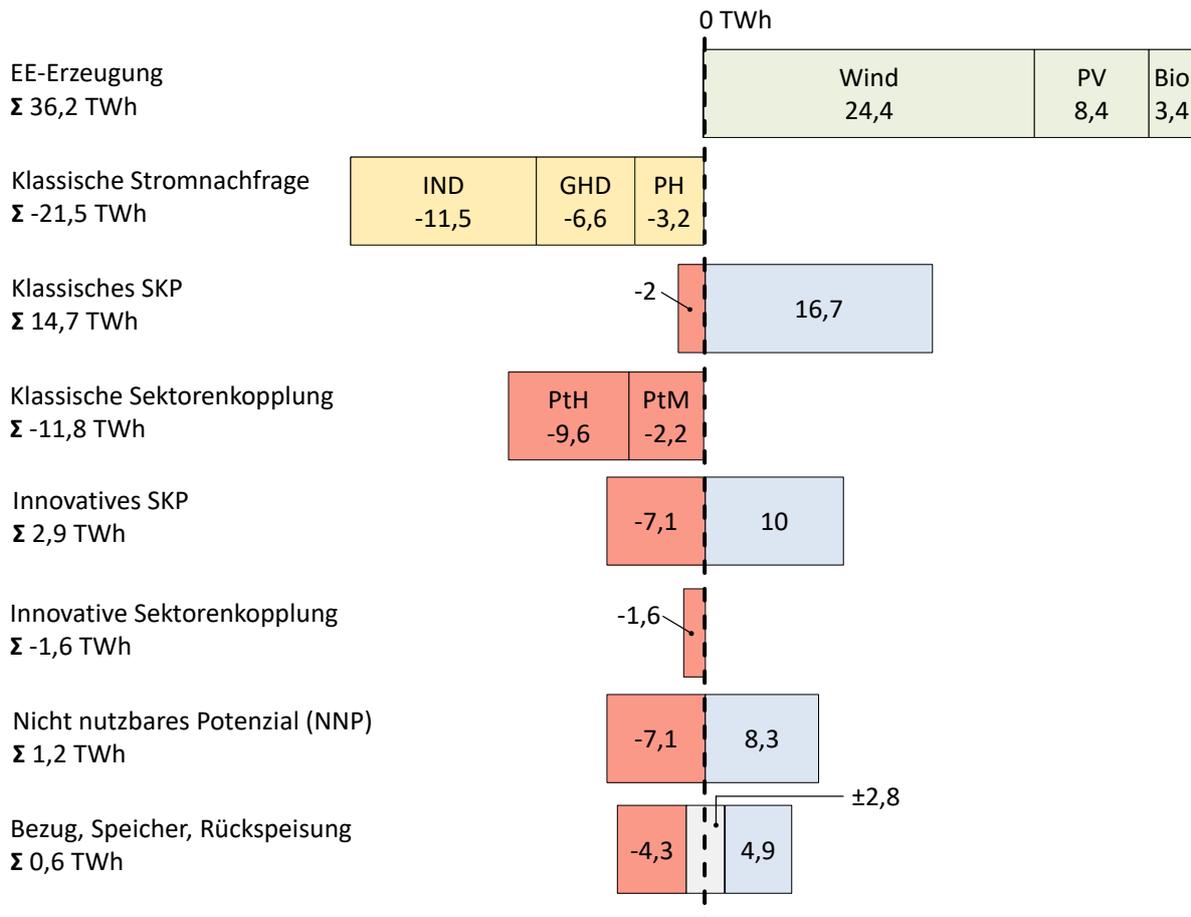


Abbildung 40: Gesamtdarstellung der Energiebilanzen für das Land Brandenburg (2050)

Auch auf Landesebene wird deutlich, dass sich positive und negative Potenziale stark unterscheiden. Während die Saldi eine leicht positive Bilanz vermuten lassen, ermöglicht die Betrachtung im Zeitverlauf andere Schlussfolgerungen.

5.3 Sensitivitätsbetrachtungen

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurde der Einfluss aller Eingangsparameter auf die Modellergebnisse untersucht. Zur besseren Übersicht werden die Eingangsparameter für die Sensitivitätsanalyse zu Parametergruppen zusammengefasst (Abbildung 41).

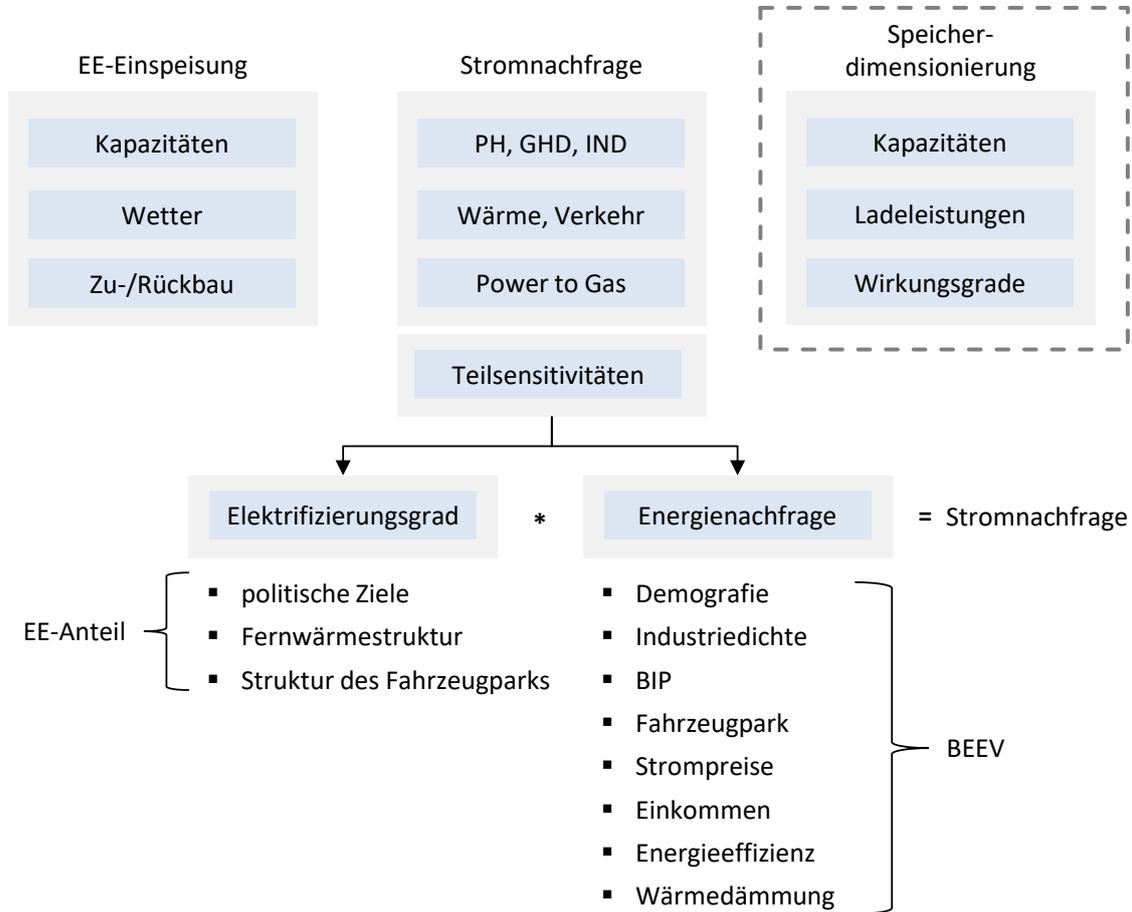


Abbildung 41: Aggregierte Parametergruppen für die Sensitivitätsanalyse

Die umfassende Darstellung und Diskussion aller Eingangsparameter kann allerdings aufgrund des eingeschränkten Umfangs dieser Studie nicht erfolgen. Im vorherigen Kapitel 5.2 konnte jedoch aufgezeigt werden, dass der virtuelle Energiespeicher im Basisszenario einen signifikanten Beitrag zu einer ausgeglichenen Energiebilanz leisten kann. Aus diesem Grund soll im Folgenden der Einfluss der Dimensionierung des Energiespeichers näher untersucht werden. Die installierten EE-EZA Kapazitäten, die Energienachfrage im Wärmemarkt sowie der Elektrifizierungsgrad des Wärmesektors verfügen ebenfalls über einen sehr hohen Einfluss auf die Modellergebnisse. Im Rahmen eines fortführenden Forschungsprojekts könnte der Sensitivitätsanalyse sämtlicher Eingangsparameter mehr Raum gegeben werden.

Untersuchung der Speicherdimensionierung

In den folgenden Untersuchungen werden lediglich Eingangsparameter angepasst, welche die Dimensionierung des virtuellen Energiespeichers beeinflussen. Die übrigen Eingangsparameter des Basisszenarios werden dabei nicht verändert. Um die Auswirkung der Speicherdimensionierung auf die Ergebnisparameter im Basisszenario bestimmen zu können, werden drei Speicher-Varianten modelliert und in Form von Einzelsensitivitäten untersucht (Tabelle 11).

Tabelle 11: Speicherdimensionierung für das Basisszenario (2050)

Speicherparameter	kein Speicher	Basis-Speicher	Ziel-Speicher
(Ent)Ladeleistung	0 MW	1.197 MW	7.892 MW
Speicherkapazität	0 MWh	86.184 MWh	1.660.721 MWh

„Kein Speicher“ entfernt den Einfluss des virtuellen Energiespeichers auf die Ergebnisparameter, um die untere Grenze zu ermitteln. Der „Basis-Speicher“ entspricht der Dimensionierung im Basisszenario (vgl. Kapitel 4.4). Der „Ziel-Speicher“ repräsentiert den Speicher, der erforderlich ist, um die gesamte im Land Brandenburg eingespeiste elektrische Energie aufnehmen zu können. Den virtuellen Energiespeicher größer zu dimensionieren, hätte keinen weiteren Einfluss auf die Modellergebnisse.

Kein Speicher

Die Auswirkung des Basis-Speichers im Basisszenario wurde bereits in Kapitel 5.2 dargestellt und diskutiert. Im Folgenden sollen die zwei verbleibenden Speicherdimensionierungen analysiert werden. Abbildung 42 zeigt die Rückspeisung und den Bezug für die gesamte Modellregion im Jahr 2050 ohne virtuellen Energiespeicher.

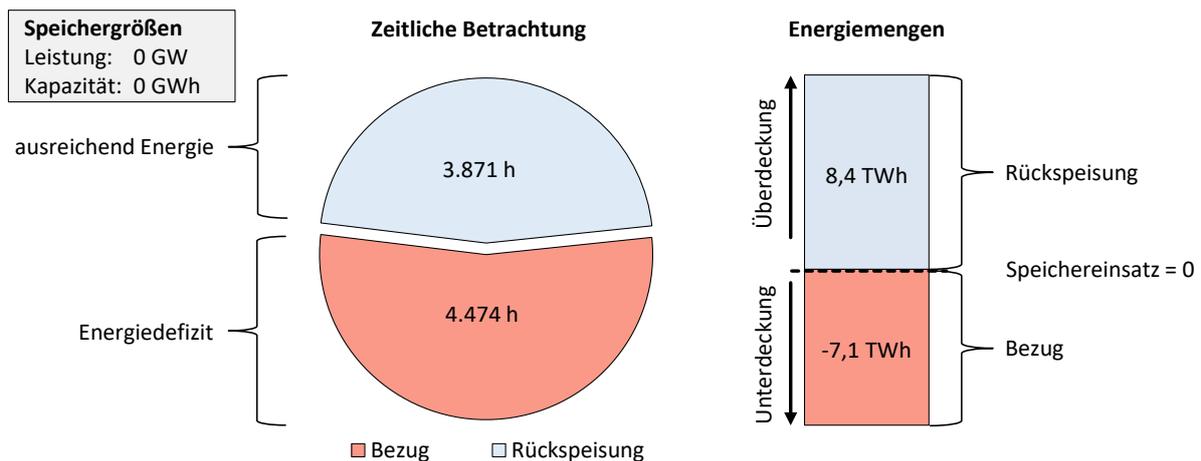


Abbildung 42: Speichersensitivität - Land Brandenburg (2050) - kein Speicher

Durch den fehlenden Speichereinsatz können überschüssige Energiemengen nicht zur späteren Lastdeckung zwischengespeichert werden. Das positive NNP wird somit vollständig zurückspeist, sodass die Rückspeisung (8,4 TWh) im Vergleich zur Verwendung des Basispeichers (4,9 TWh) um 3,5 TWh zunimmt. Auch das Energiedefizit wird ohne Energiespeicher höher, sodass sich der Energiebezug auf -7,1 TWh (Basispeicher: -4,3 TWh) ausweitert. Im Ergebnis herrscht in 4.474 Stunden des Jahres 2050 ein Energiedefizit vor, in denen die eingespeiste elektrische Energie nicht ausreicht, um die Lasten bedarfsgerecht zu decken. Betrachtet man nur den Saldo mit 1,3 TWh, so ist dieser leicht positiv. Die Betrachtung im Zeitverlauf zeigt hingegen deutlich, dass eine sehr große zeitliche Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage nach elektrischer Energie vorherrscht. Ohne konventionelle Erzeugungsanlagen (Annahme und Methodik: vgl. Kapitel 4), ohne Energiespeicheranlagen und ohne Energiebezug außerhalb Brandenburgs, kann somit im Basisszenario 2050 nur in ca. 44 % Stunden der elektrische Energiebedarf gedeckt werden. Auch wenn dieser Untersuchungsfall die untere Grenze des Ergebnisraums darstellt, wird die besondere Rolle von Energiespeichern im zukünftigen EVS deutlich herausgestellt.

Ziel-Speicher

Zur Bestimmung der oberen Grenze wird im letzten Untersuchungsfall der Ziel-Speicher für die Modellierung verwendet (Abbildung 43).

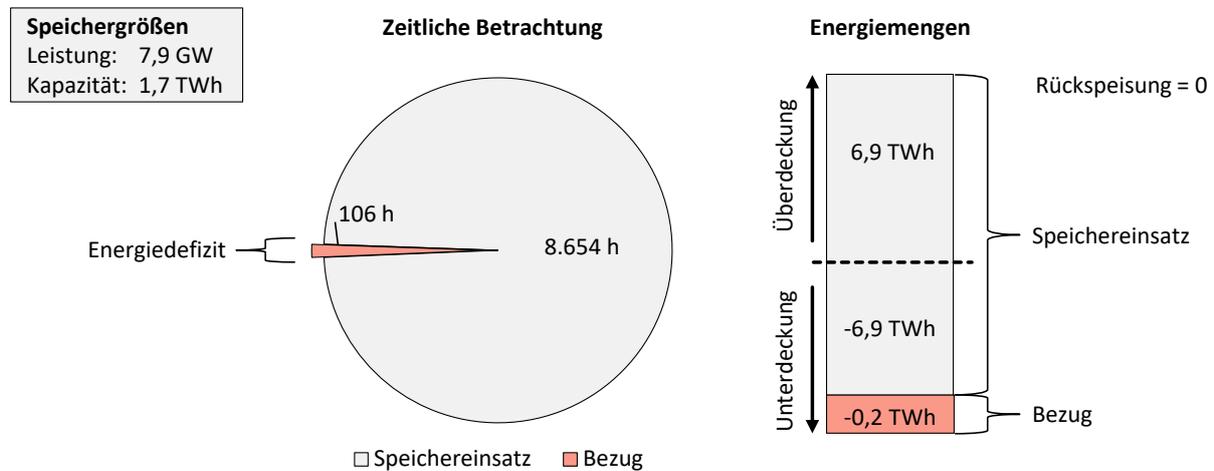


Abbildung 43: Speichersensitivität - Land Brandenburg (2050) - Zielspeicher

Wie zu erkennen ist, erfolgt bei Verwendung des Ziel-Speichers keine Rückspeisung in überlagerte Spannungsebenen und damit außerhalb des Betrachtungsgebietes. Der virtuelle Energiespeicher kann 100 % der im Land eingespeisten elektrischen Energie aufnehmen und auch die Defizitstunden können fast vollständig ausgeglichen werden. Die Untersuchung zeigt, dass im Basisszenario über das gesamte Betrachtungsjahr verteilt ausreichend elektrische Energie durch EE-EZA bereitgestellt werden kann, um die Lasten aller Energie- und Wirtschaftssektoren zu decken. Es sei an dieser Stelle noch einmal erwähnt, dass aus Sicht der Autoren eine solche Speicherdimensionierung jedoch als extrem unrealistisch einzustufen ist. Sowohl der vollständige Verzicht auf Energiespeicher als auch die Verwendung des Zielspeichers stellen Extrembetrachtungen dar. Realitätsnahe Ergebnisse befinden sich zwischen dieser unteren und oberen Grenze der Speicherdimensionierung, jedoch vermutlich eher im unteren Bereich. Die Auswirkung des virtuellen Speichers kann somit als Ergebnisraum verstanden werden. Tabelle 12 und Abbildung 44 fassen abschließend die Untersuchungsergebnisse zur Speicherdimensionierung zusammen.

Tabelle 12: Ergebnisübersicht der Speichersensitivität (2050)

Teilsensitivität	Rückspeisung (Überschuss)		Bezug (Defizit)		ausreichend Energie	
	h	TWh	h	TWh	h	%
kein Speicher	3.871 h	8,4 TWh	4.474 h	- 7,1 TWh	4.286 h	49 %
Basis-Speicher	2.783 h	4,9 TWh	3.148 h	- 4,3 TWh	5.612 h	64 %
Ziel-Speicher	0 h	0 TWh	106 h	- 0,2 TWh	8.654 h	99 %



5. Auswertung und Diskussion der Ergebnisse des Energiemodells

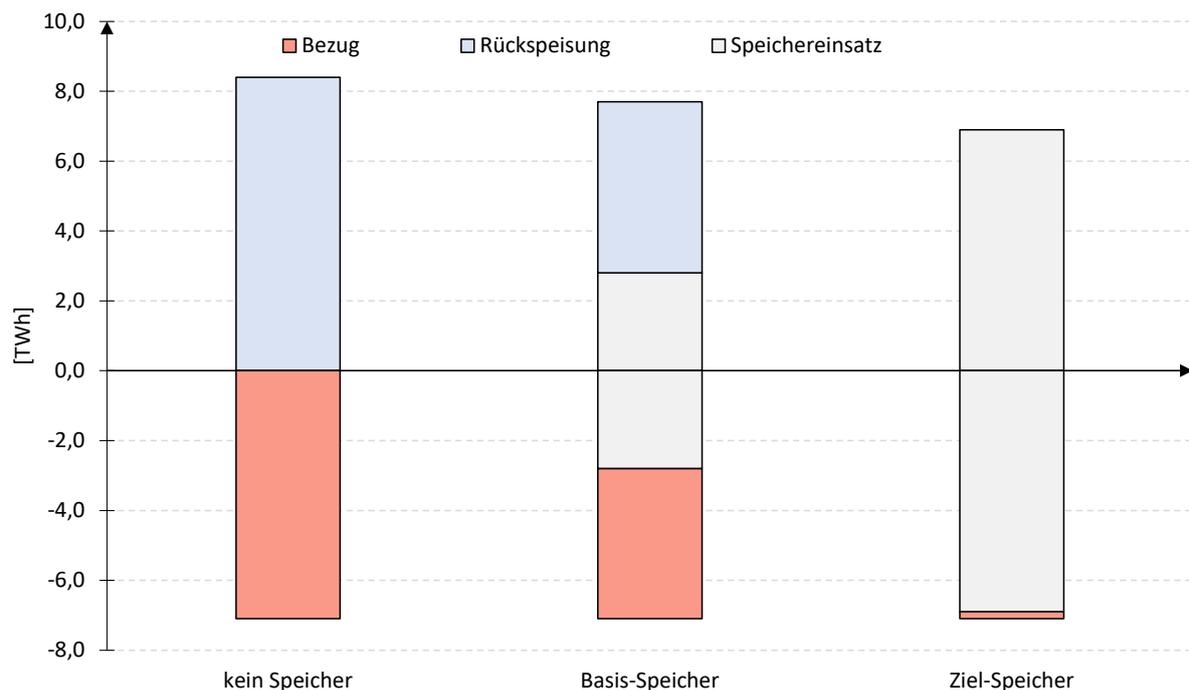


Abbildung 44: Ergebnisübersicht der Speichersensitivität (2050)

Es kann festgehalten werden, dass die Dimensionierung des virtuellen Energiespeichers einen erheblichen Einfluss auf die Energiebilanz der betrachteten Region ausübt. Ohne Energiespeicher kommt es im Jahr 2050 im Land Brandenburg zu sehr hohen Energieüberschüssen und -defiziten in fast jeder Stunde des Jahres. Legt man hingegen einen unrealistisch groß dimensionierten Speicher zu Grunde, reicht die EE-Erzeugung im Basisszenario 2050 aus, um die elektrischen Lasten in allen Energie- und Wirtschaftssektoren zu decken. Das Ziel einer vollständigen Nutzung der durch EE-EZA bereitgestellten Energiemengen kann somit nur erreicht werden, wenn Energiespeicher eine wesentliche Rolle im zukünftigen EVS einnehmen.

Die hier beschriebene Untersuchung der Speicherdimensionierung stellt eine Einzelsensitivität dar. Im Rahmen einer weiterführenden Sensitivitätsanalyse, könnten mehrere Einzelsensitivitäten miteinander kombiniert werden. Dies würde den Ergebnisraum weiter schärfen. Beispielhaft könnte ein optimistisches EE-Ausbauszenario mit einem starken Windjahr, geringeren Elektrifizierungsgraden und einem sinkenden Bruttoendenergieverbrauch zusammen modelliert werden.

Hinsichtlich der Integration von Energiespeichern sehen die Autoren weiteren erheblichen Forschungsbedarf. Auch die Bereitstellung und Verwendung des Energieträgers Wasserstoff sollte näher untersucht werden, da dieser im Rahmen von Power-to-Gas-Anlagen ebenfalls einen signifikanten Beitrag zu einer ausgeglichenen Energiebilanz im Land Brandenburg leisten kann.



6. Angrenzende Themenstellungen

Hauptautoren: Mark Kuprat, Klaus Pfeiffer, Kristian Platta

6.1 Regulatorischer Rahmen

6.1.1 Status Quo

Der Begriff Sektorenkopplung beschreibt die Umwandlung von elektrischer Energie mittels Power-to-X-Technologien in andere Energieträger und -formen. Diese Umwandlung ist üblicherweise mit Wirkungsgradverlusten behaftet und steht im direkten Wettbewerb mit den fossilen Energieträgern, welche durch ein eigenes Umlagen- und Abgaberegime bepreist werden. Die regulatorische Gestaltung des Umlagen- und Abgaberegimes stellt somit eine zentrale Rolle für die Einführung und Wettbewerbsfähigkeit neuer Technologien dar und sollte nach freien marktwirtschaftlichen und nicht-diskriminierenden Kriterien umgesetzt werden.

Zur Einschätzung der aktuellen Gestaltung des regulatorischen Rahmens für die Sektorenkopplung müssen zunächst das Edukt elektrischer Strom und seine Preiskomponenten im Einzelnen betrachtet werden, da auf Basis von EE-EZA erzeugte elektrische Energie im weiteren Sinne als Primärenergieträger betrachtet werden kann und dieser somit zu den variablen Kosten der Sektorenkopplung zählt. Seit Einführung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) und der einhergehenden Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) wurden die Strombezugskosten durch weitere regulatorische Strompreiskomponenten ergänzt [BUND2016], [BUND2019a], [BUND2019b], [BUND2019c], [BUND2019d], [BUND2019e], [BUND2019f]. Diese umfassen:

- Netzentgelte (Konzessionsabgabe, Erdkabel, EinsMan-Entschädigung, Netzanbindung Offshore, Wechselrichter-Nachrüstung, Kapazitätsreserve, vermiedene Netzentgelte, Sicherheitsbereitschaft Braunkohle, Netzreserve),
- Erneuerbaren-Energien-Gesetz Umlage (EEG-Umlage),
- Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz Umlage (KWKG-Umlage),
- Verordnung zu abschaltbaren Lasten Umlage (AbLaV-Umlage),
- Sonderkundenumlage nach §19 StromNEV,
- Offshore-Haftungsumlage,
- Stromsteuer.

Während die marktwirtschaftlichen Strompreiskomponenten (variable Kosten), zum Beispiel für Beschaffung und Vertrieb, über die Jahre immer weiter gesunken sind, stiegen die regulatorisch induzierten Strompreiskomponenten (fixe Kosten), beispielsweise die EEG-Umlage sowie die Netzentgelte, immer weiter an. In Abbildung 45 sind die variablen und fixen Strompreiskomponenten für die privaten Haushalte für die Jahre 2009 - 2019 dargestellt, wobei ein klarer Trend zur Senkung der variablen, aber auch zur Erhöhung der fixen Kosten erkennbar ist.

Während die Kosten für die privaten Haushalte im Jahr 2019 für Beschaffung und Vertrieb nur rund 25 % der Strombezugskosten ausmachen, belaufen sich die Kosten für die regulatorischen Strompreiskomponenten auf 75 %. Der Großteil der regulatorischen Strompreiskomponenten entfällt dabei auf die EEG-Umlage und die Netzentgelte mit jeweils mehr als 6 ct/kWh. Neben der Schaffung zusätzlicher Strompreiskomponenten wurden auch zahlreiche Ausnahme- und Sondertatbestände in den Abgabe- und Umlageverordnungen eingeführt, die zu einem vielfältigen Bild der Strombezugskosten 2019 für die unterschiedlichen Letztverbrauchergruppen entsprechend Tabelle 13 führen [BNetzA2020].



6. Angrenzende Themenstellungen

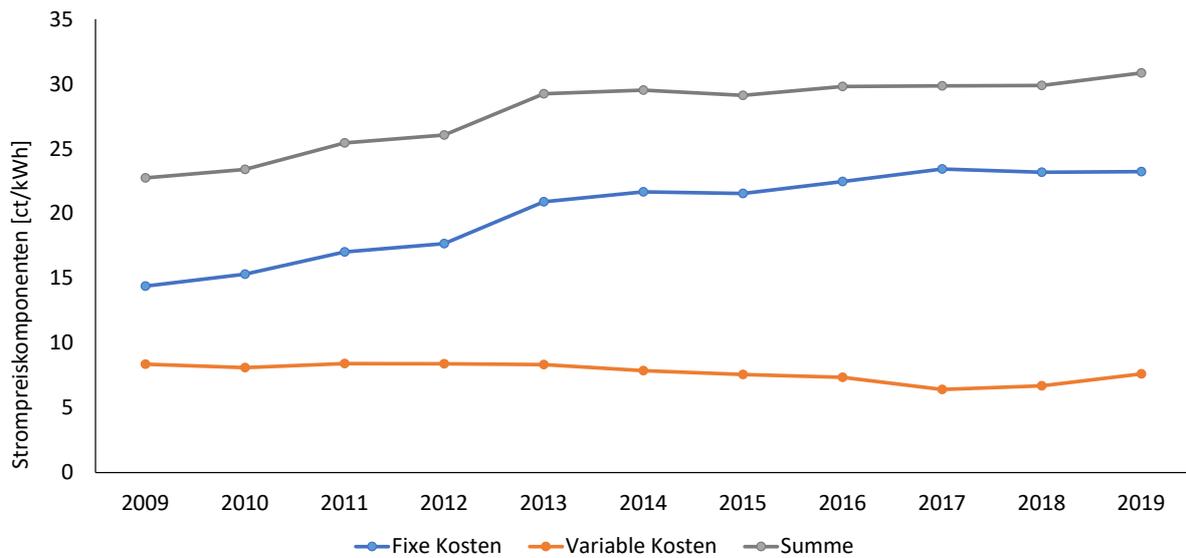


Abbildung 45: Entwicklung der Strompreiskomponenten 2009-2019

Tabelle 13: Strompreiskomponenten und -bezugskosten für die Letztverbraucher im Jahr 2019

Strompreiskomponenten	volle Umlage	umlagenprivilegiert ¹	Durchschnitt		
	Industrie ²		Industrie ²	GHD ³	Haushalte ⁴
	ct/kWh	ct/kWh	ct/kWh	ct/kWh	ct/kWh
Beschaffung, Vertrieb und sonst. Kosten	5,30	4,33	4,33	5,69	7,61
EEG-Umlage	6,41	0,32	6,41	6,41	6,41
Netzentgelte	3,29	0,46	2,32	6,03	6,89
Messstellenbetrieb	0,01	-	0,01	0,28	0,33
Konzessionsabgaben	0,11	-	0,11	0,76	1,62
KWKG-Umlage	0,28	0,03	0,28	0,28	0,28
Sonderkundenumlage §19 Strom-NEV	0,06	0,06	0,06	0,31	0,31
Offshore-Haftungsumlage	0,42	0,03	0,42	0,42	0,42
AbLaV	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Stromsteuer	2,05	-	2,05	2,05	2,05
Mehrwertsteuer	-	-	-	-	4,93
Summe	17,93	5,23	15,99	22,23	30,86

¹ Annahme aller zurzeit praktikablen Umlagereduktionen

² Abnahmefall von 24 GWh/a 2019 nach [BNetzA2020]

³ Abnahmefall von 50 MWh/a 2019 nach [BNetzA2020]

⁴ Abnahmeband Grundversorgung 2.500–5.000 kWh/a 2019 nach [BNetzA2020]



6. Angrenzende Themenstellungen

Der vorherrschende Rechtsrahmen induziert somit zahlreiche regulatorische Strompreiskomponenten, welche die Strombezugskosten für die Letztverbraucher maßgeblich bestimmen und somit auch die Wirtschaftlichkeit von PtX-Anlagen bestimmen. Im Vergleich zu den fossilen Primärenergieträgern lassen sich PtX-Projekte unter dem aktuellen Regime in den meisten Fällen nicht wirtschaftlich darstellen, da zu den hohen Strombezugskosten auch noch die teils erheblichen Wirkungsgradverluste der PtX-Technologien hinzukommen.

Wie in Abbildung 46 dargestellt, führt das uneinheitliche Abgaben- und Umlagenregime zu unterschiedlich hohen regulatorischen Preiskomponenten für ausgewählte Energieträger, wobei bspw. die regulatorischen Preiskomponenten für Erdgas nur etwas mehr als ein Drittel des Anteils für Strom ausmachen [BDEW2017], [BnetzA2020], [DESTAT2020].

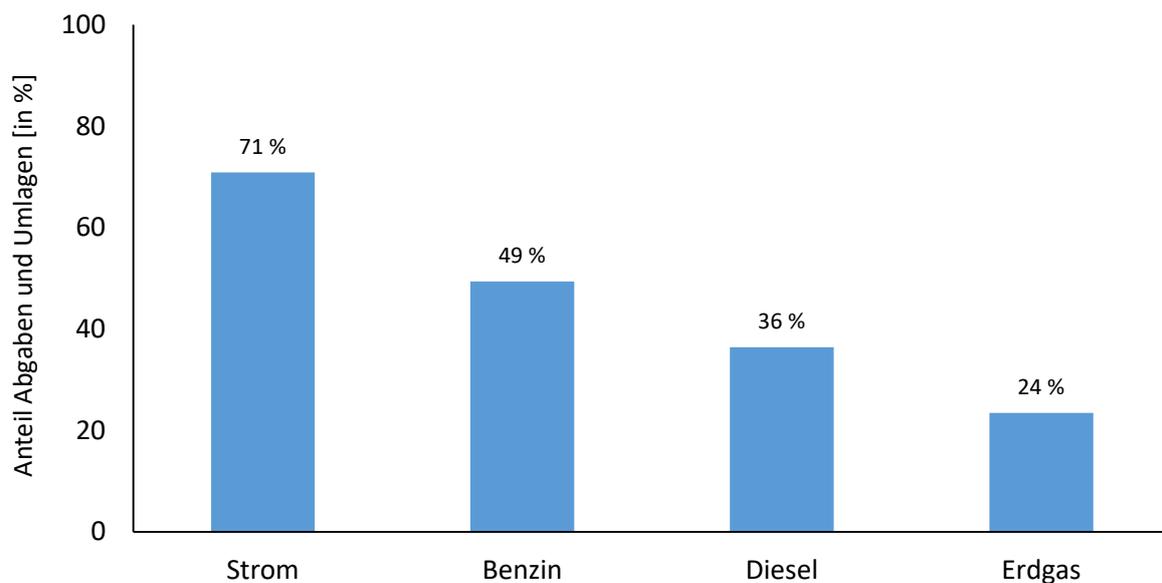


Abbildung 46: Anteil Abgaben und Umlagen für ausgewählte Energieträger

Die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen im Stromsektor ermöglichen unter bestimmten Voraussetzungen die Reduzierung der regulatorischen Strompreiskomponenten [BMW2006], [BUND2016], [BUND2019a], [BUND2019b], [BUND2019c], [BUND2019d]. Diese Ausnahme- und Befreiungstatbestände von der Umlagen- und Abgabenlast für die Letztverbraucher umfassen:

- §9 Abs. 2 StromStG: Ermäßigter Stromsteuersatz für Oberleitungsomnibusse und Schienenbahnverkehr EEG-Umlage,
- §2 Abs. 2 (1a) KAV: Geringere Konzessionsabgabe bei Schwachlasttarifen (Nachtspeicher),
- §13 (6a) EnWG: Nutzen statt Abregeln (NSA) mit PtH in Zusammenwirken mit KWK-Anlagen zur Wärmebereitstellung,
- §14a EnWG: Reduziertes Netzentgelt bei unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen (Nachtspeicher, Wärmepumpen, E-Mobilität),
- §40 Abs. 5 EnWG: Tarifangebot mit Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs,
- §119 EnWG: EEG-Umlagenbefreiung (60%) für SINTEG-Projekte,
- §19 Abs. 2 StromNEV: Atypische Netznutzung.

Ob und wie stark ein Letztverbraucher von diesen Umlagen und Abgaben entlastet werden kann, hängt von verschiedenen Kriterien ab. Die Entlastung von den Netzentgelten wird von der individuellen Charakteristik der Netznutzung bestimmt. Für die KWK-Umlage und die Offshore-Haftungsumlage sind der



spezifische Jahresverbrauch und die Stromkostenintensität maßgeblich. Für die AbLaV-Umlage gibt es keine Entlastungsregelung [IKEM2018a], [Kup2017b].

Die regulatorischen Rahmenbedingungen zur Sektorenkopplung umfassen ein komplexes Regelwerk aus Entgelten, Umlagen und Steuern. Trotz einzelner Ausnahme- und Befreiungstatbestände lässt sich festhalten, dass es unterschiedliche Belastungen von Strom und Brennstoffen sowie unterschiedlichen Letztverbrauchern mit Entgelten, Umlagen und Steuern gibt, wobei die Spreizung der Belastung von Strom und Brennstoffen im europäischen Vergleich in Deutschland am größten ist [BEE2017], [IKEM2018b], [Kup2017b], [VCI2019], [VDE2015].

Die Lenkungswirkung des Entgelte- und Umlagesystems benachteiligt Technologien für die Sektorenkopplung und zur Bereitstellung von Flexibilität. Die Netzentgeltsystematik und vermiedene Netzentgelte können dabei Hemmnisse für mehr Flexibilität darstellen. Die EEG-Umlage und Netzentgelte weisen einen hohen Anteil an regulatorisch induzierten Fixkosten auf, welche auf den Arbeitspreis des Stroms erhoben werden, wodurch Wettbewerbsverzerrungen für die Nutzung von flexiblen PtX-Systemen entstehen. Darüber hinaus richten sich die Verbrauchssteuern nach dem CO₂-Gehalt der Energieträger und verstärken so die Verzerrungen der Arbeitspreise. Die zeitinvariante Umlage von Netzkosten auf die Arbeitspreise der Stromlieferung in der Niederspannungsebene führt zu weiteren Fehlanreizen zur Förderung der Sektorenkopplung [BDEW2019], [BEE2017], [IKEM2018b], [Kup2017b], [VDE2015].

6.1.2 Ausblick

Mögliche Maßnahmen für eine erfolgreiche Integration von PtX-Technologien in das Energieversorgungssystem umfassen unter anderem die Förderung des freien Wettbewerbs zwischen den vorhandenen Treibhausgasvermeidungsoptionen, welcher bspw. durch ein sektorenübergreifendes Handelssystem ermöglicht werden könnte. Einheitliche CO₂-Preise in Europa und die Ausweitung des Europäischen Emission Trading Schemes (EU-ETS) auf alle Verbrauchssektoren hätten eine zusätzliche wettbewerbsfördernde Wirkung und würden eine einheitliche Internalisierung der CO₂-Kosten sowie eine verursachungsgerechte Belastungen verschiedener Energieträger ermöglichen. Darüber hinaus könnten auch Kleinemittenten in den Zertifikatshandel einbezogen werden. Diesem Ziel würde auch die Aufhebung der sektoralen CO₂-Ziele dienlich sein, da Verzerrungen und Ineffizienzen zwischen den einzelnen Sektoren und Technologien vermieden werden könnten. Solch ein „Level-Playing-Field“ für Energieträger und Emissionskosten in allen Sektoren würde zu einem offenen und verzerrungsfreien Wettbewerb führen [BDEW2019], [BEE2017], [IKEM2018a], [VCI2019].

Eine einheitliche CO₂-Bepreisung könnte eine Harmonisierung der aktuellen Umlagen- und Steuersystematik ermöglichen. Die harmonische Verteilung der EEG-Umlage auf alle Energieträger würde zudem zu einer gerechteren Bepreisung der Primärenergieträger und zusammen mit einer flexibleren Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik zu einem technologieneutralen Wettbewerb führen. Zur initialen Umsetzung der technologischen Optionen zur Sektorenkopplung werden in der Frühphase geeignete Fördermodelle für FuE-Projekte mit großem unternehmerischem Risiko benötigt, welche durch die Schaffung geeigneter zeitlich begrenzter Anreizprogramme oder begrenzter Märkte zur Einführung neuer Technologien begünstigt würden [BDEW2019], [BEE2017], [IKEM2018a], [VCI2019], [VDE2015].

Für eine gezielte Förderung der Sektorenkopplung bedarf es grundsätzlich einer Abschaffung unnötiger Hemmnisse für innovative Technologien sowie einer Vermeidung von Fehlanreizen und Mitnahmeeffekten. Transparenz, Planbarkeit und Diskriminierungsfreiheit sowie das Gebot der Technologie-neutralität sollten zu den obersten Prinzipien des regulatorischen Rahmens gehören. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung sowie der damit verbundenen indirekten Maßnahme, wie bspw. dem Ausbau der PtX-Technologien, sollte nicht ausschließlich aus dem Stromsektor finanziert werden, sondern nach dem Verursacherprinzip über alle Sektoren verteilt werden. Insbesondere die Befreiung der PtX-Anlagen von Umlagen und Abgaben im Rahmen eines Privilegierungstatbestandes könnte den PtX-Technologien den Weg in die großtechnische Anwendung ebnen.

6.2 IKT-Strukturen und -Prozesse

Die energietechnische und - wirtschaftliche Vernetzung der verschiedenen Sektoren bedingt auch eine leittechnische Verbindung der einzelnen Anlagen. Daraus ergeben sich eine Reihe von steuer- und regelungstechnischen Anforderungen sowie umfangreiche Überlegungen zur Prozesskommunikation. Bisher wurden einzelne Anlagen oft direkt an den jeweiligen Betreiber und Eigentümer angebunden und gesteuert. Es fand praktisch keine Kommunikation mit Dritten statt. Bei der nun verstärkten Kopplung der Sektoren müssen räumlich verteilte Anlagen (vertreten durch eine mögliche Vielzahl an Betreibern und Eigentümern) über Sektorengrenzen hinweg miteinander interagieren. Hinzu kommen beispielsweise marktgetriebene Steuersignale von Flex-Plattformen sowie weitere bilaterale Verpflichtungen. Die Notwendigkeit der Kopplung der leittechnischen Strukturen im Zuge der Sektorenkopplung ist somit gegeben.

Das Ziel der folgenden Ausführungen ist die Darstellung von grundlegenden Anforderungen an die Regel- und Steuertechnik sowie einer ersten Idee zum Entwurf eines Konzeptes zur leittechnischen Kopplung verschiedener Anlagen aus verschiedenen Sektoren. Dabei sollen ebenfalls die verschiedenen Regularien sowie Kommunikationsanforderungen an die Prozesskommunikation aufgezeigt werden.

6.2.1 Steuerungs- und regelungstechnische Anforderungen

Am Beispiel einer vereinfachten Anlagenkonfiguration mit den involvierten Sektoren Strom, Gas und Wärme sowie den dazugehörigen Netzstrukturen und PtX-Anlagen sollen die steuerungstechnischen Anforderungen dargestellt werden, die beim sektorübergreifenden Betrieb betrachtet werden müssen (Abbildung 47).

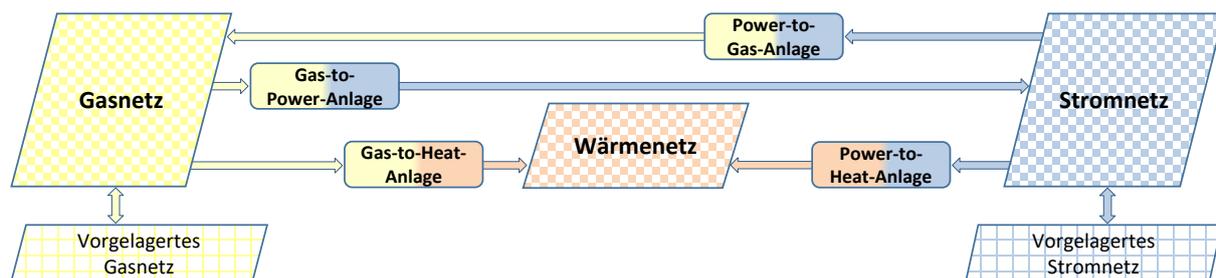


Abbildung 47: Steuerungstechnische Anforderungen sektorübergreifender Betrieb

Die steuerungstechnischen Anforderungen umfassen dabei folgende Kernpunkte:

- Berücksichtigung der Interessenlage der Betreiber (wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen, Vermarktung von Flexibilität),
- Ableitung von Anforderungen für den Netzbetrieb (Strom, Gas, Wärme) und den dazugehörigen Sektorenkopplungsanlagen (PtG, PtH, GtH, GtP),
- Definition der Führungsgrößen für die eigentliche Betriebsführung,
- Ermittlung der zu überwachenden Prozessgrößen,
- Definition der Rahmen- und Randbedingungen für den sektorenübergreifenden Energieaustausch,
- Einbezug von möglichen Störgrößen und äußeren Einflüssen.

Unabdingbar ist die Betrachtung der jeweiligen Wirkungsbereiche der integrierten PtG-Anlage. Dabei ist die Überwachung von zahlreichen Prozessgrößen notwendig (Abbildung 48). Zum einen besitzt die jeweilige Anlage eigene aktive Betriebsparameter (Verfügbarkeit, Zustand etc.), welche durch lokale Messungen erfasst und durch Steuerungen verarbeitet werden. Andererseits findet eine Wirkung der Anlage auf das Umfeld statt. In diesem konkreten Fall entstehen wechselseitige Beeinflussungen z.B. mit dem Strom- und Gasnetz. Dabei findet eine Beobachtung und evtl. Korrektur der Fahrweise bei

vom Normalbetrieb abweichenden Systemzuständen in beiden Sektoren statt. Hinzu kommen weitere Steuerungssignale durch Marktaktionen; auch hier ist eine Anbindung an die jeweiligen Steuerungsalgorithmen notwendig.

Die jeweiligen Netzinfrastrukturen besitzen ebenfalls Eigenschaften, die als Randbedingungen für den Betrieb der PtG-Anlage fungieren. Dies umfasst vor allem technische Prozessgrößen in beiden Sektoren wie Druck, Strom, Spannung, Zählwerte als auch Mengen- und Leistungsbilanzen. Die Wirkungsbereiche der einzelnen Anlage sind somit eng verzahnt und mehrstufig mit der Umgebung aufgebaut.

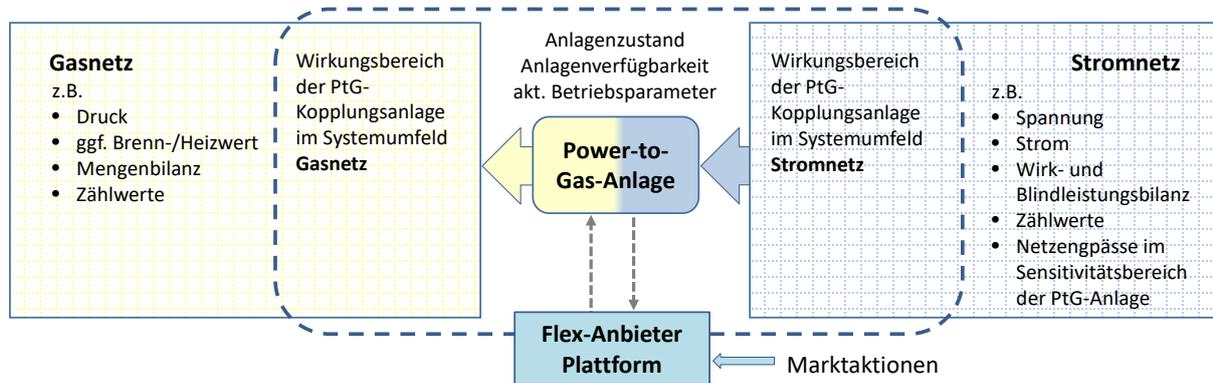


Abbildung 48: Wirkungsbereiche und zu überwachende Prozessgrößen

6.2.2 Leittechnische Kopplung der verschiedenen Sektoren

Das Ziel der folgenden Ausführungen ist die Darstellung eines ganzheitlichen Konzeptentwurfes für eine leit- und steuerungstechnische Kopplung aller Sektoren sowie den dazugehörigen Anlagen und dessen Wechselwirkungen. Grundlage hierfür bilden die bereits genannten Anforderungen (vgl. Kapitel 6.2.1). Im Folgenden werden nun die jeweiligen Aufgaben dieses Konzeptes formuliert.

Grundsätzlich besteht die Hauptaufgabe eines umfassenden Leitkonzeptes in der koordinierten Steuerung der Energieflüsse zwischen den Sektoren und den entsprechenden Anlagen. Dabei müssen die Einflüsse der unterschiedlichen Betreibermodelle und Betriebsführungsmodi für den Anlagenbetrieb berücksichtigt werden. Für den Entwurf der übergeordneten steuerungstechnischen Einrichtung können dabei drei wesentliche Funktionalitäten identifiziert werden:

- Ankopplung an bestehende Leit- und Steuerungssysteme unterschiedlicher Sparten muss möglich sein,
- ggf. Anbindung an mögliche Steuerungssysteme eines Marktanbieters,
- Implementierung von Steuerungslogiken und Algorithmen für die Sektorenkopplungsanlagen (ähnlich HEO-Funktionen = Höhere Entscheidungsoptimierung).

Besonders die HEO-Funktionen sind dabei grundsätzlicher Bestandteil jeder steuerungstechnischen Einrichtung. Sie sorgen für den koordinierten und optimierten Anlagenbetrieb, welcher sich technisch und wirtschaftlich je nach Betreibermodell bzw. Betreiberkonsortium unterscheidet. Ebenfalls werden dadurch die notwendigen Führungsgrößen vorgegeben.

Abbildung 49 zeigt einen Entwurf für die leit- und steuerungstechnische Kopplung der verschiedenen Anlagen und Sektoren. Kernelement ist dabei ein übergeordnetes Leitsystem, welches mit dem notwendigen Informationsaustausch sowie den Steuerbefehlen und der Messwerterfassung die jeweiligen Anforderungen und Aufgaben umsetzt.

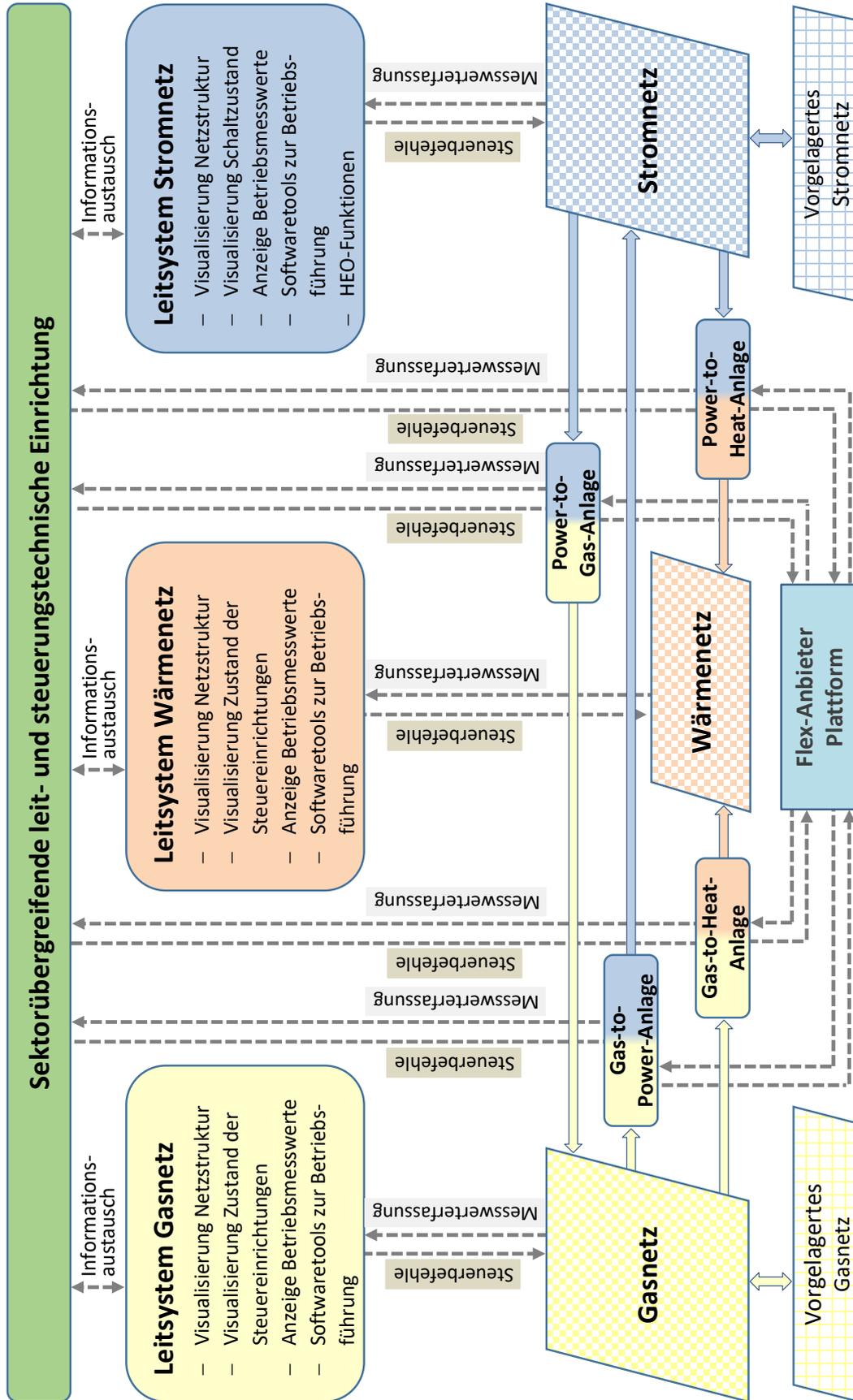


Abbildung 49: Konzeptentwurf – leit- und steuerungstechnische Kopplung



6. Angrenzende Themenstellungen

Neben der Struktur des Systems sowie den jeweiligen Wechselwirkungen steht weiterhin die Frage, über welche Kommunikationsmedien die einzelnen Messwerte und Steuerbefehle ausgetauscht werden. Die jeweiligen Anlagen, die dazugehörigen Leitwarten sowie weitere Einflussfaktoren (z.B. Marktsignale) sind dabei u.U. räumlich weit getrennt, sodass verschiedene Übertragungswege für die Signalübertragung denkbar sind.

Tabelle 14 gibt einen Überblick über verschiedene Kommunikationstechnologien, deren Reichweite, Übertragungsraten sowie möglichen Kosten.

Tabelle 14: Eigenschaften möglicher Kommunikationstechnologien zur Signalübertragung

Technologie		Reichweite	Übertragungsrate	Kosten
Leitungsgebundene Medien	Telefon (analog bzw. ISDN)	unbegrenzt	Analog: 40 kBd + 30 s Verbindungsaufbau ISDN: 2x64 kBd	Investition für Endgeräte, Grundtarif und monatliche Gebühren
	DSL	wo jeweils bereitgestellt	> 500 kBd Kommunikation mit VPN	Investition für Endgeräte, monatliche Gebühren
	PLC/DLC	theoretisch unbegrenzt	> 200 kBd	Investition für Endgeräte
Provider-gebundene Medien	Mobilfunknetze (GPRS, UMTS, LTE)	wo jeweils bereitgestellt	> 100 kBd 4G/5G deutlich höher	Investition für Endgeräte, Grundtarif und monatliche Gebühren
Medien auf der Basis von Funkübertragungen ohne Provider	WLAN	> 10 m	> 11 MBd	Investition für Endgeräte
	WMAN	6 km bei Sichtverbindung	> 11 MBd	Investition für Endgeräte
	Richtfunk, Laser	innerhalb der Sichtverbindung	> 100 MBd	Investition für Endgeräte

Insgesamt ist keine generelle Aussage über eine Art „Best-Practice“ - Ausstattung möglich, da je nach regionalen Gegebenheiten und Betreibermodell grundsätzlich jede Technologie in Frage kommen kann. Jedoch sind einzelne Vor- und Nachteile der verschiedenen Anwendungen mögliche Ausschlusskriterien für die flächendeckende Implementierung in gekoppelten Systemen. So ist beispielsweise zu bedenken, dass bei einer zukünftig hohen Anzahl an Anlagen die direkt leitungsgebundene Anbindung sich schwierig gestalten könnte. Dagegen könnte bei einem zukünftig flächendeckenden Mobilfunknetz in Deutschland auf dem 4G/5G- Standard eine Mitnutzung als technisch sinnvoll erscheinen.

Eng verbunden mit der Wahl eines geeigneten Kommunikationsmediums ist die Berücksichtigung der Standards zur sicheren Datenübertragung in der Prozesskommunikation. Dabei sind grundsätzlich drei wesentliche Kommunikationsprotokolle zu beachten, die beim sektorübergreifenden Austausch von Prozessinformationen notwendig sind:

- IEC 60870 Datenmodelle für Energiemanagement,
- IEC 61850 Kommunikation,
- IEC 62351 Sicherheitsanforderungen.



Besonders umfangreich gestaltet sich das Protokoll IEC 60870-5 für Standards der Fernwirkleinrichtungen und -systeme. Geräte und Anlagen der Stationsleittechnik verschiedener Hersteller sollen dabei ohne zusätzliche Anpassungsentwicklungen miteinander kommunizieren können [IEC2020a]. Das Protokoll beinhaltet Vorgaben zur kodierten und bitseriellen Datenübertragung sowie Überwachung und Steuerung geographisch ausgedehnter Prozesse und eignet sich besonders für heterogene und herstellereigenspezifische Systeme. Ebenfalls Bestandteil der Norm ist der Teil IEC 60870-6 TASE 2 zu Regelung von Diensten und Protokollen zur Netzleitstellenkopplung [IEC2014]. Dies ist vor allem bei der Verwendung mehrerer Leitstellen und somit der Kommunikation „nach außen“ wichtig. Das Protokoll regelt den Austausch von momentanen und historischen Messwerten, Zeitplänen, Zählwerten sowie dem betrieblichen Nachrichtenaustausch.

Neben dem eigentlichen Datenaustausch spielen zusätzlich sicherheitsrelevante Kommunikationsprotokolle eine Rolle. Dies betrifft vor allem die IEC 61850 für Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung [IEC2020b]. Dieser Standard regelt spezielle Vorgaben für die dezentrale Energieversorgung und der Kommunikation zwischen Stationsleitstellen und Netzwerken. Dabei werden vor allem spezifische Informationen zwischen den Überwachungs- und Steuerungssystemen der jeweiligen Leitstellen ausgetauscht. Damit verbunden kommt ebenfalls die IEC 62351 zum Einsatz, welche die Sicherheitsanforderungen insb. für Schutzeinrichtungen regelt. Sie formuliert Grundanforderungen für die sichere Datenkommunikation und -verarbeitung [IEC2020c].

6.2.3 Anpassungsbedarf

Das Thema der Funktionalität und Sicherheit der Kommunikationsstrukturen wird zukünftig deutlich mehr an Bedeutung gewinnen. Besonders in Zeiten steigender Digitalisierung und Vernetzung ergibt sich dabei eine Reihe von Herausforderungen für den sicheren Betrieb von Netzwerken im Energieversorgungssystem. Für die zukünftige Betrachtung sind dabei eine Reihe regulatorischer als auch technischer Entwicklungsschritte notwendig, die zukünftig stärker in den Fokus rücken werden:

- Identifizierung von zukünftigen möglichen Betreibermodellen,
- Identifizierung des erforderlichen Daten- und Parametertauschs zwischen den Sektoren,
- Wahl geeigneter Datenübertragungswege und -technologien,
- Sicherheit der Datenübertragung,
- Datenhoheit und -verantwortung, Haftungsfragen,
- Angreifbarkeit/Manipulierbarkeit (kritischer) Infrastrukturen.

Bei der Betrachtung der genannten Aspekte ergibt sich ein umfangreicher Entwicklungs- und Modernisierungsbedarf. Derzeit sind viele Anlagen nur unzureichend leittechnisch angebunden und vernetzt. Zukünftig werden jedoch deutlich mehr Anlagen angebunden werden (müssen), die dann Daten austauschen und möglichst kompatibel mit anderen Subsystemen sein müssen. All dies steht unter der zentralen Anforderung, ob ein koordinierter und optimierter Betrieb der Anlagen nach technischen Gesichtspunkten erfolgen kann.



6.3 Flexibilitätsoptionen im Land Brandenburg

Bestehende Projekte

Das Land Brandenburg steht zukünftig vor großen Herausforderungen hinsichtlich der regionalen Ausgestaltung des EVS und den dabei einhergehenden Fragen zur Erzeugung, Speicherung und Übertragung der benötigten Energiemengen. Dabei zeichnet sich ein absehbarer Strukturwandel ab, welcher durch den kommenden Ausstieg aus der Braunkohleverstromung bis zum Jahr 2038 und der damit verbundenen Dekarbonisierung aller Energiesektoren gekennzeichnet ist. Durch die bereits hohe EE-Erzeugungsleistung bietet das Land Brandenburg optimale Bedingungen zur Nutzung von Power-to-X Technologien, welche neue Industriezweige und damit verbundene Arbeitsplätze schaffen kann. Rückenwind gibt es dabei durch die im Juni 2019 veröffentlichte nationale Wasserstoffstrategie des Bundes, welche klaren Handlungsbedarf für die Umstrukturierung der Energieerzeugung und Speicherung in diesem Sektor vorsieht [BMWi2020].

Seit circa einem Jahrzehnt existieren sektorübergreifende Projekte in der Energieversorgung im Land Brandenburg. Einen Anfang bildet das damals weltweit erste Hybridkraftwerk in Prenzlau aus dem Jahr 2011. Dabei wurde die elektrische Energie nahegelegener Windkraftanlagen in chemische Energie in Form von Gas / Wasserstoff unter Ausnutzung der Power-to-Gas-Technologie umgewandelt und gespeichert. Der gewonnene Wasserstoff konnte dabei entweder rückverstromt oder ins nahe gelegene Erdgasnetz eingespeist werden.

Tabelle 15 gibt einen Überblick über derzeit in Betrieb befindliche Power-to-X-Anlagen im Land Brandenburg.

Tabelle 15: Aktuelle Power-to-X-Projekte im Land Brandenburg

Anlagenart	Ort	Status	elektr. Leistung	Output	Beschreibung
Power-to-Gas	Prenzlau	in Betrieb	500 kW	120 m ³ /h	Wasserstofferzeugung, Verstromung, Einspeisung (ins Erdgasnetz), Regelenergie
Power-to-Gas	Falkenhagen	in Betrieb	2000 kW	360 Nm ³ /h	Wasserstofferzeugung, Methanisierung, Einspeisung ins Erdgasnetz
Power-to-Gas	Cottbus, BTU	in Betrieb	145 kW	20 Nm ³ /h	Wasserstofferzeugung, Wasserstoffspeicher, Verstromung
Power-to-Gas	BER Schönefeld	in Betrieb	500 kW	210 kg/d	Wasserstofferzeugung, Treibstoffbereitstellung
Power-to-Heat	Nechlin	in Betrieb	2000 kWh	-	Wärmeerzeugung
Power-to-Heat	Forst	in Betrieb	550 kW	-	Wärmeerzeugung
H ₂ -Tankstelle	Potsdam	in Betrieb	k.A.	-	Treibstoffbereitstellung
H ₂ -Tankstelle	Neuruppin	in Betrieb	k.A.	-	Treibstoffbereitstellung

Neben dem Bereich der reinen Energieerzeugung, -umwandlung und -speicherung gibt es außerdem bereits ausschließliche Versorgungsstellen von erzeugtem Wasserstoff, welcher für die Versorgung des Verkehrssektors zur Verfügung steht. Derzeit befinden sich in Brandenburg drei aktive Wasserstoff-tankstellen am Netz. Hinzu kommen etwa 300 Ladestationen für batteriebetriebene Fahrzeuge. Der Bereich der Wärmerversorgung ist dagegen derzeit nur durch dezentrale Einzellösungen im Praxisbetrieb vertreten. Flächendeckende Ansätze sind aktuell nicht bekannt.



Geplante Projekte und Aktivitäten

Auch die zukünftige Entwicklung von Power-to-X Projekten wird sich aufgrund der regionalen Gegebenheiten vor allem auf den Gassektor beziehen. Dies betrifft die Bereitstellung des Grundbausteins Wasserstoff und der anschließenden Verwendung in den verschiedenen Anwendungsfällen. Hierbei sind beispielsweise Verknüpfungspunkte mit der energieintensiven Industrie (Chemie, Stahlproduktion, Raffinerie) denkbar. So plant der international agierende Stahlproduzent ArcelorMittal in Eisenhüttenstadt die Errichtung von Elektrolyseleistung im Megawattbereich zur Herstellung von grünem Wasserstoff. Dieser ist essentiell wichtiger Bestandteil des Industrieprozesses und kann so zu einer CO₂-Emissionsverminderung von bis zu 30 % beitragen [Braun2020].

Weitere zukünftige Anwendungsfälle im Land Brandenburg liegen im Verkehrssektor. Dies betrifft v.a. ein ganzheitliches Umdenken auf eine CO₂-arme Mobilitätsstruktur. Hierfür eignen sich besonders dicht besiedelte, urbane Gebiete wie z.B. die Großstädte Potsdam und Cottbus [DWBV2019], [Thalm2019]. Dabei liegt der Fokus nicht nur auf der Anschaffung elektrisch betriebener Fahrzeuge sondern auch auf Fahrzeugen mit Brennstoffzellen unter Nutzung von (grünem) Wasserstoff.

Ebenfalls sind Anwendungsfälle im Bereich der Schienenfahrzeuge denkbar. So plant die Niederbarnimer Eisenbahn (NEB) den Betrieb der sog. „Heidekrautbahn“ und dessen Reaktivierung bis zum Jahre 2024. Dabei soll ein ca. 60 km langes Streckennetz im regulären Linienbetrieb zur Entlastung der bisherigen Pendlerstrecken nördlich von Berlin aufgebaut bzw. wiederhergestellt werden. Die notwendige Energie stammt dabei aus einer 5-MW-Elektrolyseanlage, welche an nahe gelegene Windparks gekoppelt ist [NEB2020].

Insgesamt existierenden derzeit nur Einzelprojekte im Bereich Power-to-X, welche oftmals auch als Forschungsanlage errichtet und somit einer besonderen finanziellen Förderung unterliegen. Die Marktreife für einen reinen kommerziellen Betrieb ist derzeit noch nicht ersichtlich.



7. Umfrageerhebung zur Sektorenkopplung

Hauptautor: Kristian Platta

7.1 Ziele und Zweck der Befragung

Im Rahmen der Studie wurde eine fachspezifische Umfrage zum Thema Sektorenkopplung durchgeführt, welche die Meinung von Fachexperten aus verschiedenen Bereichen der Energiewirtschaft zu diesen ausgewählten Themenschwerpunkten beleuchten soll. Hierbei stehen neben technischen und wirtschaftlichen Fragestellungen auch regulatorische Aspekte und gesellschaftliche Auswirkungen im Mittelpunkt der Untersuchungen. Insgesamt wird dadurch ein umfassendes Gesamtbild geschaffen, welches die Chancen und Risiken der Sektorenkopplung aus Sicht der beteiligten Akteure darstellt. Die in der Befragung verwendeten Themenbereiche sind in Abbildung 50 dargestellt.

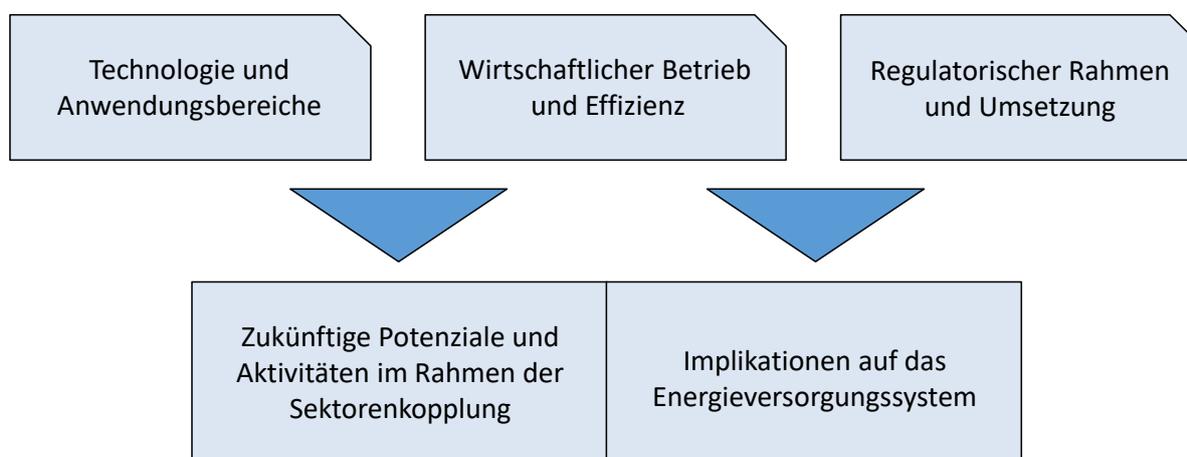


Abbildung 50: Themenbereiche in der Befragung

Das Ziel der Befragung ist, ein durch die Meinung der Fachexperten unterstütztes fundiertes Gesamtbild zum aktuellen Stand der Sektorenkopplung zu erhalten. Hierbei sollen Themen und Aussagen aus vorherigen Kapiteln der Studie nochmals beleuchtet und validiert werden. Weiterhin stehen folgende zentrale Fragestellungen im Mittelpunkt der Untersuchungen:

- Ist die Sektorenkopplung ein sinnvolles Konzept zur Nutzung von EE-Überschüssen?
- Unterstützt der aktuelle regulatorische Rahmen die Implementierung von Sektorenkopplungstechnologien?
- In welchen Bereichen existieren besonders hohe Potenziale zur Sektorenkopplung?
- Welche technologischen und betriebstechnischen Entwicklungen sind zukünftig notwendig?

In diesem Kapitel erfolgt eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise zur Erstellung, Durchführung und Auswertung der Befragung. Dabei werden die wichtigsten Ergebnisse und Aussagen zusammengefasst sowie in den Kontext der Gesamtstudie eingeordnet.

7.2 Dokumentation und Methodik der Befragung

Die Befragung der Umfrageteilnehmer erfolgte in einem Zeitraum von ca. drei Monaten zwischen dem 19.08.2019 und dem 22.11.2019. Im Vorfeld wurden verschiedene Schritte zur Konzipierung und Erstellung des Fragebogens durchgeführt (Abbildung 51) und die Befragungsmethodik entsprechend umgesetzt und getestet. Im Nachgang der Befragung wurden die Antworten der Umfrageteilnehmer statistisch ausgewertet und die Umfrageergebnisse entsprechend dokumentiert [Schnell2012].

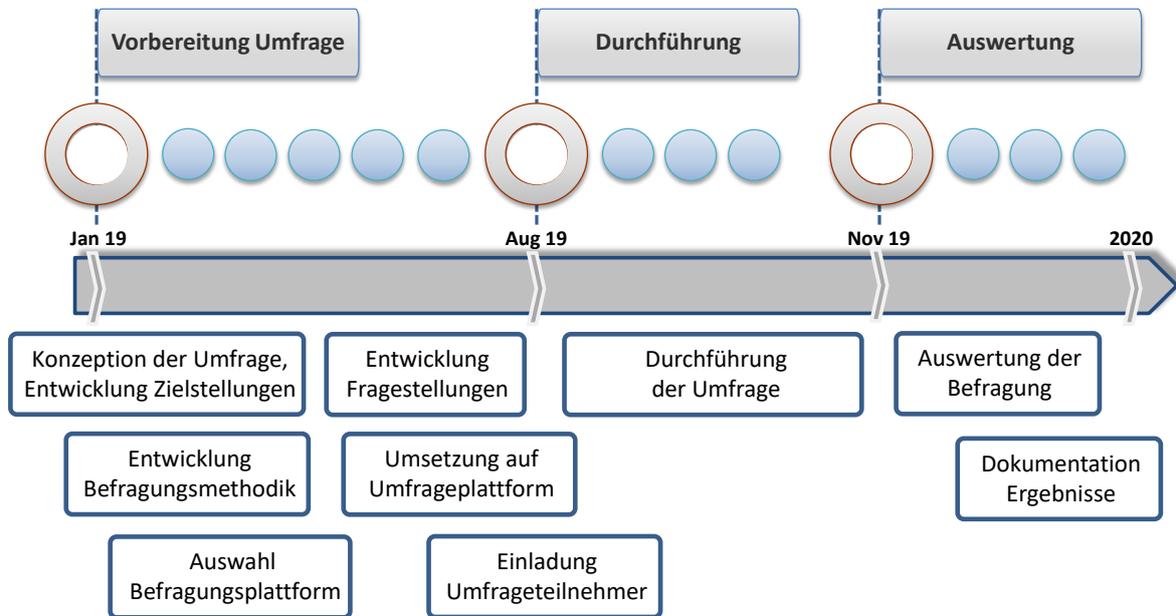


Abbildung 51: Zeitlicher Ablauf der Befragung

Für die Befragung wurden Fachexperten aus verschiedenen Tätigkeitsbereichen der Energiewirtschaft ausgewählt. Insgesamt beteiligten sich 90 Fachexperten an der Umfrage, wovon 54 die Umfrage vollständig mit allen Frageblöcken abgeschlossen haben. Die Zuordnung der Teilnehmer zu den jeweiligen Branchen erfolgte im ersten Schritt der Befragung (Abbildung 52). Dabei standen insgesamt die folgenden acht Kategorien zur Auswahl: Energieerzeugung, Netzbetreiber, Vermarkter/Händler, Lehr-/Forschungseinrichtung, Verbände, Hersteller, Stadtwerke, Gewerbe, sonstige sowie keine Angabe.

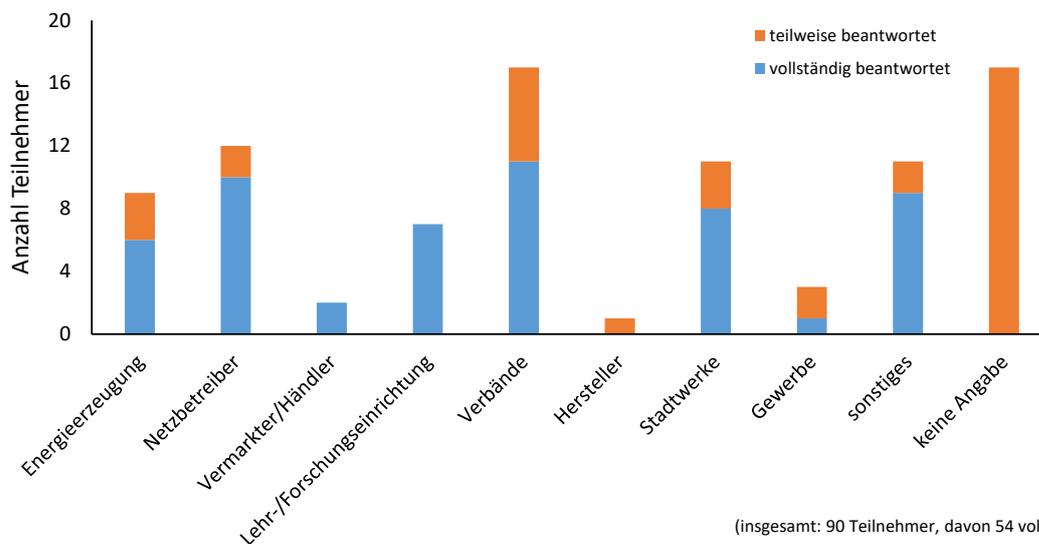


Abbildung 52: Aufschlüsselung der Umfrageteilnehmer nach Branchen



7. Umfrageerhebung zur Sektorenkopplung

Aufgrund des sektorübergreifenden Charakters der zu untersuchenden Fragestellungen wurden die Umfrageteilnehmer weiterführend nach mehreren Gesichtspunkten kategorisiert. Dies geschah sowohl nach dem Haupttätigkeitsfeld als auch dem entsprechenden Sektor (siehe Abbildung 53). Diese Unterscheidung erscheint für die umfassende Abbildung aller Tätigkeiten und Prozesse im Rahmen der Sektorenkopplung notwendig. Weiterhin gaben ca. 44 % der Umfrageteilnehmer an, aus der Region Brandenburg zu kommen bzw. dort in ihrem Unternehmen zu arbeiten.

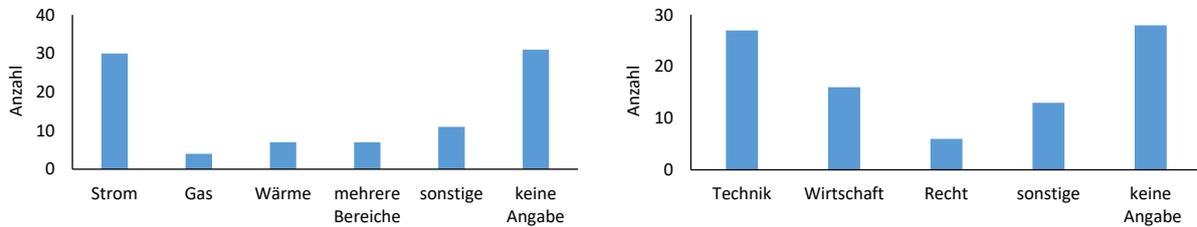


Abbildung 53: Aufschlüsselung der Umfrageteilnehmer nach Sektor (li.) und Tätigkeitsfeld (re.)

Die Adressierung der Umfrageteilnehmer erfolgte im Vorfeld über verschiedene Gremien und Arbeitsgruppen sowie über diverse Kooperationspartner in den einzelnen Regionen. Hierbei sind v.a. das Fachforum Energiewende des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg (MWAE), die Industrie- und Handelskammer (IHK) Cottbus, die IHK Ostbrandenburg sowie die Wirtschaftsregion Lausitz zu nennen. Weiterhin bestand die Möglichkeit, dass interessierte Teilnehmer direkt über die Projektseite der Studie zur Umfrage gelangen konnten.

Der in der Umfrage verwendete Online-Fragebogen ist hierarchisch aufgebaut und umfasst insgesamt fünf verschiedene Fragenblöcke (Abbildung 54).

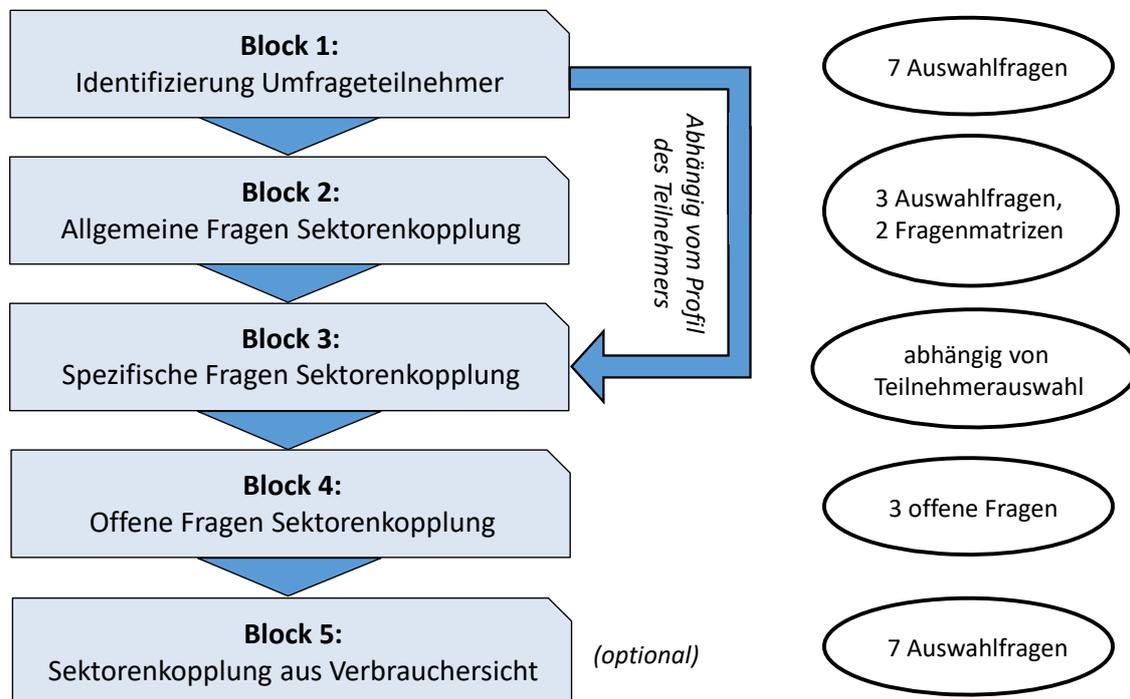


Abbildung 54: Fragebogenschema inkl. Fragenblöcke



7.3 Statistische Auswertung und Ergebnisse

Im Rahmen der Umfrage wurden die Teilnehmer gebeten, zu verschiedenen Themenschwerpunkten und Aussagen rund um das Thema Sektorenkopplung Stellung zu beziehen. So stimmen 90 % der Befragten vollständig oder eher zu, dass die Sektorenkopplung ein geeignetes und realistisches Instrument für ein zukünftiges Energieversorgungssystem ist (Abbildung 55). Dabei sehen 73 % der Umfrageteilnehmer die Notwendigkeit, dass alle Sektoren (Strom, Gas, Wärme, Verkehr/Mobilität) gleichermaßen zur Sektorenkopplung beitragen und somit einen Anteil zur Dekarbonisierung im Energieversorgungssystem leisten.

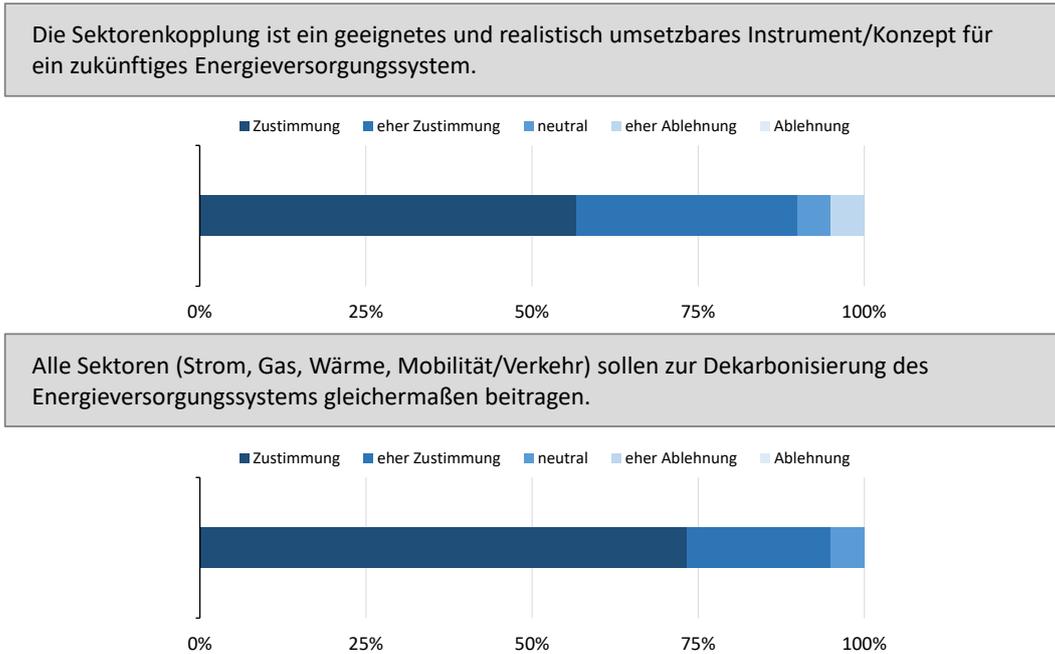


Abbildung 55: Befragungsergebnisse Sektorenkopplung allgemein (I)

Das größte Anwendungspotenzial für Sektorenkopplung und die Implementierung von Power-to-X Technologien sieht ca. die Hälfte der Umfrageteilnehmer im Bereich Wärme. Hierbei sind besonders die Vertreter der Stadtwerke (63 % innerhalb der Branchengruppe) sowie der Verbände und Institutionen (64 % innerhalb der Branchengruppe) der Meinung, dass in diesem Sektor die größten Anwendungschancen liegen. Mit Abstand folgen danach die Sektoren Gas (24 %) und Verkehr/Mobilität (15%). Auf die Fragen nach der sinnvollen und effektiven Nutzung von EE-Überschüssen befürworten 58 % der Befragten, dass diese Energie vornehmlich lokal vor Ort in anderen Sektoren genutzt werden sollte (Abbildung 56).



7. Umfrageerhebung zur Sektorenkopplung

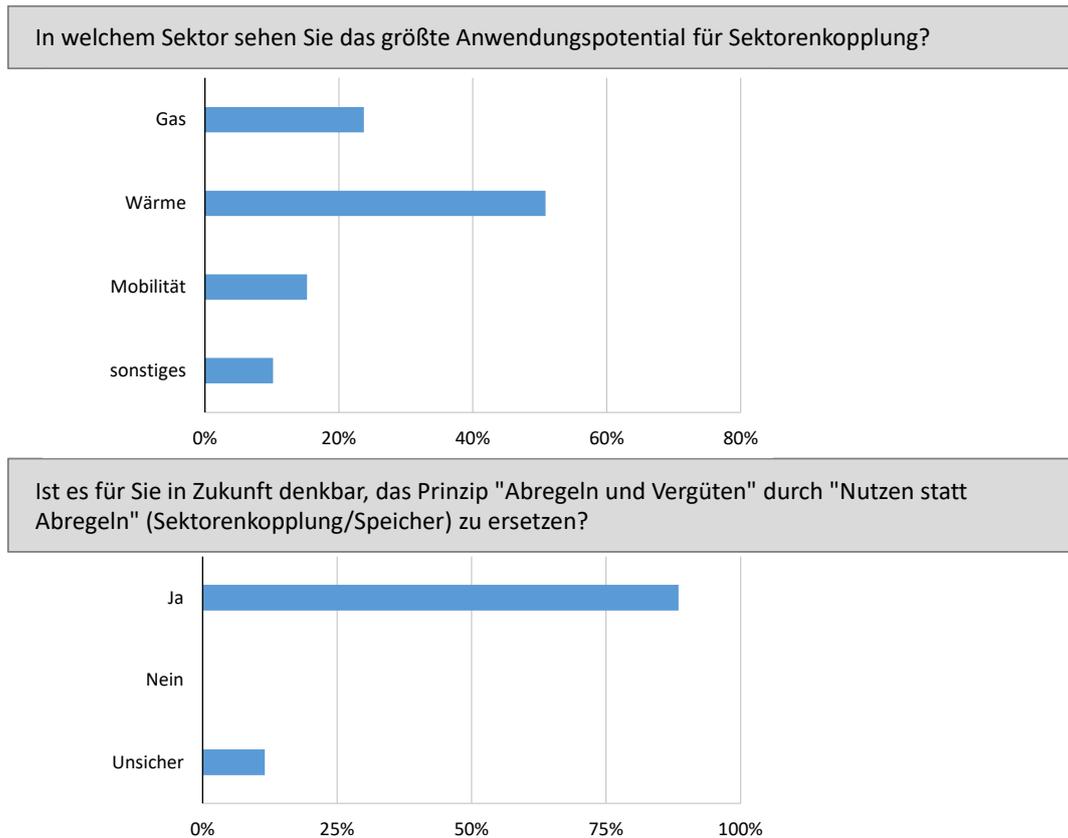


Abbildung 56: Befragungsergebnisse Sektorenkopplung allgemein (II)

Die Frage nach der finanziellen (Mehr)belastung wird von den Umfrageteilnehmern sehr unterschiedlich bewertet (Abbildung 57). So gaben 43 % der Befragten an, dass sie erhebliche Mehrkosten infolge der Sektorenkopplung erwarten, während dies weitere 29 % verneinen. 28 % sind in dieser Frage unentschieden. Dabei ist auffällig, dass besonders die Gruppe der Netzbetreiber nahezu einstimmig eine höhere finanzielle Belastung erwartet. In diesem Zusammenhang wurde ebenfalls gefragt, ob zukünftig bei der Vergütung von EE-Überschüssen das Prinzip „Abregeln und Vergütung“ durch „Nutzen statt Abregeln“ (Sektorenkopplung/Speicher) ersetzt werden sollte. Dem stimmte eine große Mehrheit von 88 % der Umfrageteilnehmer zu.



7. Umfrageerhebung zur Sektorkopplung

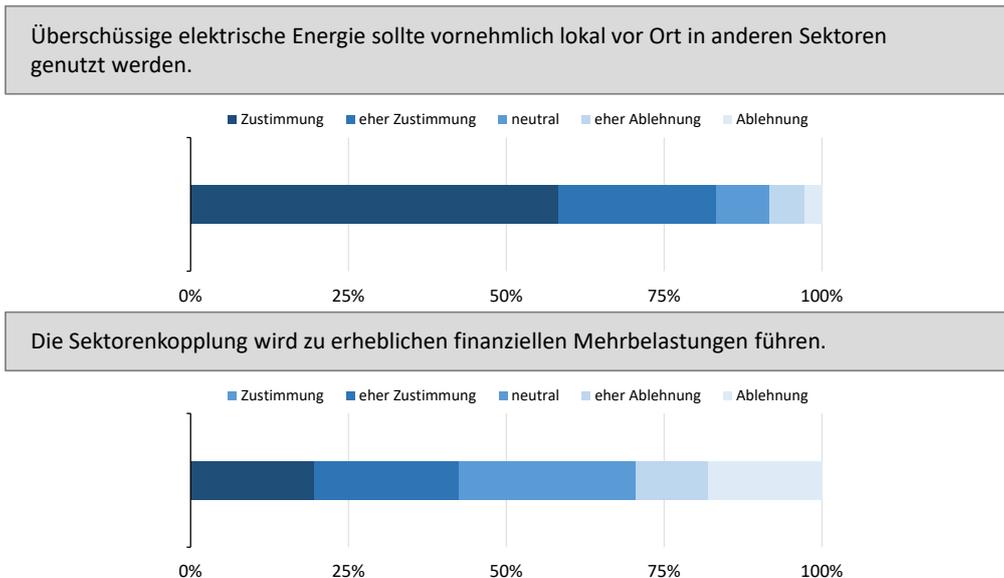


Abbildung 57: Befragungsergebnisse Sektorkopplung allgemein (III)

Den zukünftig größten Handlungsbedarf sehen die Umfrageteilnehmer in der Schaffung und Weiterentwicklung adäquater Rahmenbedingungen (77 %). Dies befürworten vor allem Vertreter der Netzbetreiber sowie von Verbänden und Institutionen. Weiterhin sieht ca. jeder Zweite zusätzlichen Bedarf in der Technologieentwicklung in den verschiedenen Sektoren. Eigenen Aktivitäten steht ein Großteil der Befragten aufgeschlossen gegenüber. So können sich ca. 84 % der Umfrageteilnehmer zukünftig eigene Aktivitäten (Forschung, Geschäftsaktivitäten etc.) im Rahmen der Sektorkopplung vorstellen.

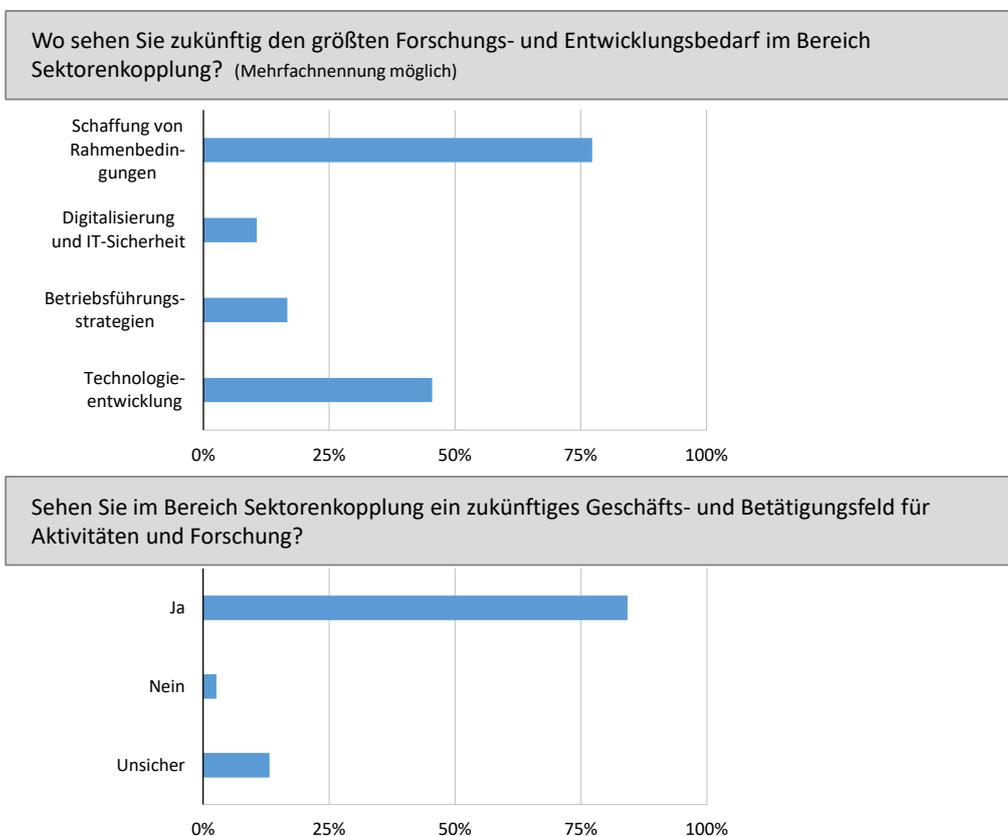


Abbildung 58: Befragungsergebnisse zukünftige Entwicklungen und Aktivitäten



7. Umfrageerhebung zur Sektorenkopplung

Im Zuge der zukünftigen Einführung und Implementierung von Sektorenkopplungstechnologien in das EVS sehen die Umfrageteilnehmer überwiegend große Chancen und Potenziale (Abbildung 59). Besonders in der (netzdienlichen) Integration von EE-Strom in anderen Sektoren eröffnen sich viele zukünftige Forschungs- und Geschäftsfelder. Die Hauptkritikpunkte sind dabei die derzeit fehlende Wirtschaftlichkeit, verbunden mit unvorteilhaften Rahmenbedingungen und Abgabensystematik sowie mangelnden Investitionsanreizen. In Verbindung mit der besseren Gesamtkoordination aller Maßnahmen über die verschiedenen Sektoren sehen die Umfrageteilnehmer in diesen Themenfeldern besonderen Handlungsbedarf. Dies beinhaltet auch die flächendeckende und faire CO₂-Bepreisung aller Energieträger und Anwendungen.



Abbildung 59: Befragungsergebnisse Potenziale und Hindernisse der Sektorenkopplung

Im letzten Umfrageteil wurden die Befragten zu Themen der Sektorenkopplung aus ihrer Sicht als privater Endverbraucher befragt (Abbildung 60). So halten beispielsweise mehr als die Hälfte der Umfrageteilnehmer (58 %) keine oder nur eine geringe Preissteigerung für Endenergie infolge der Sektorenkopplung für akzeptabel. Im Zuge der Befragung wurden die Teilnehmer weiterhin gebeten, anzugeben, welche Technologien sie im privaten Bereich einsetzen würden. Die höchsten Zustimmungswerten erhielten dabei eine PV-Anlage (76 %) sowie Wärmepumpen (51 %) und Solarthermie (55 %). Ebenfalls halten es ca. 80 % der Befragten für denkbar, zukünftig auf Fahrzeuge mit alternativem Antrieb (elektrisch, hybrid oder Wasserstoff) umzusteigen. Die große Mehrheit (65 %) würde im Zuge der Sektorenkopplung Anlagen und Einrichtungen in ihrer direkten Umgebung akzeptieren, während knapp 31 % diese grundsätzlich für akzeptabel halten, jedoch nicht in direkter Umgebung.



7. Umfrageerhebung zur Sektorkopplung

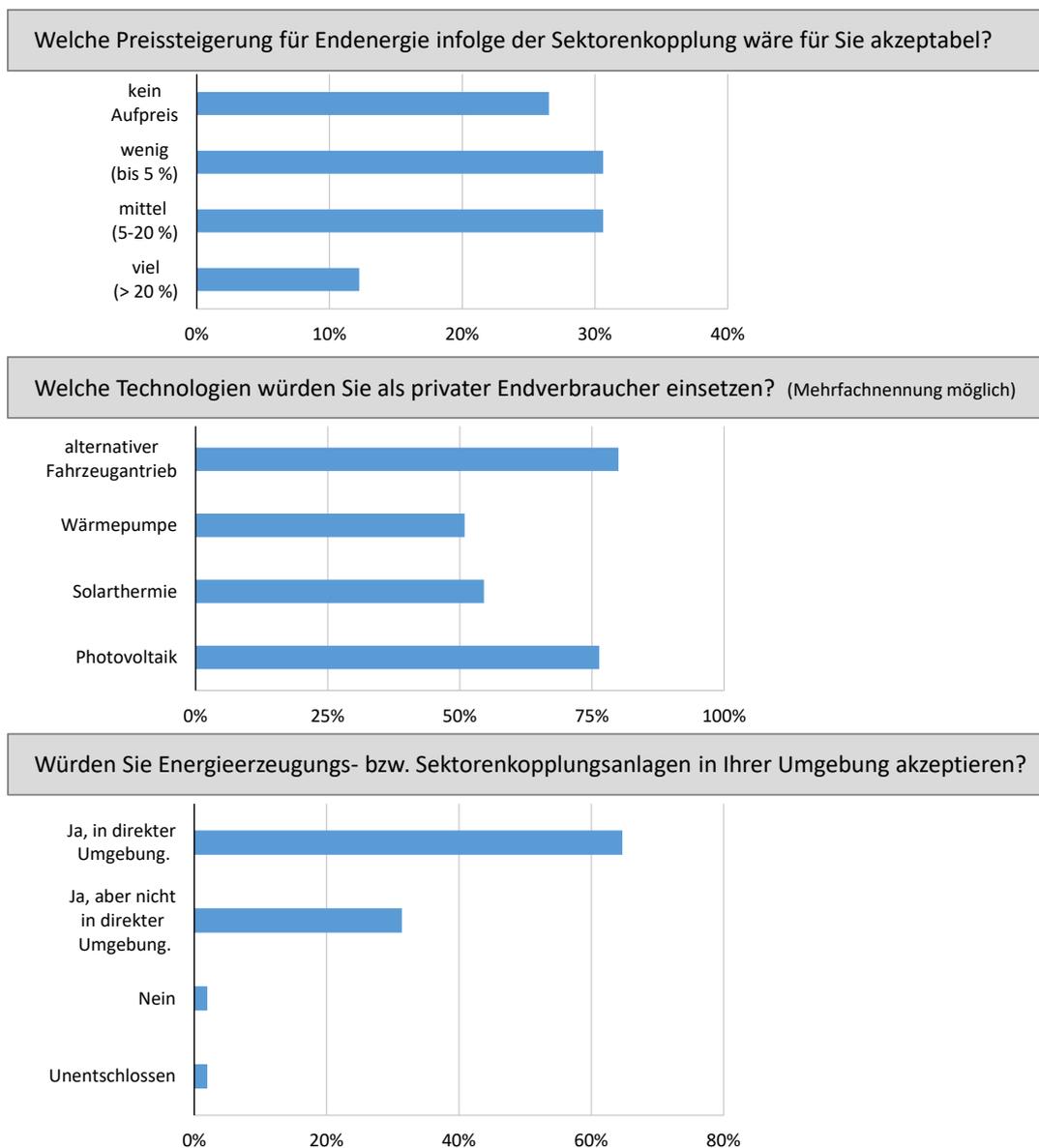


Abbildung 60: Befragungsergebnisse Sektorkopplung aus Verbrauchersicht

7.4 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Das Ziel der durchgeführten Online-Befragung war die Darstellung der Expertise und Erfahrungen von Fachexperten aus verschiedenen Bereichen und Institutionen. Dabei standen neben technischen und wirtschaftlichen Fragestellungen auch regulatorische und betriebstechnische Themen im Vordergrund der Untersuchungen. Grundsätzlich halten die Umfrageteilnehmer die Sektorkopplung für ein sinnvolles und notwendiges Instrument zur Ausgestaltung eines zukünftigen, ganzheitlichen Energieversorgungssystems. Sie sehen dabei großes Potenzial für zukünftige Aktivitäten sowie Geschäfts- und Forschungsfelder.

Insgesamt konnten durch die Befragung und die dadurch gewonnenen Erkenntnisse ein Großteil der Recherchen und Arbeiten aus vorangegangenen Untersuchungen im Rahmen der Studie bestätigt werden. Dabei wurden die derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen als ein wesentliches Hindernis identifiziert und zukünftiger Änderungsbedarf gefordert. Besonders in den Punkten Wirtschaftlichkeit und fehlende Anreize sehen die Umfrageteilnehmer große Hindernisse für mögliche Engagements.



7. Umfrageerhebung zur Sektorenkopplung

Das größte Potenzial für die Implementierung von Sektorenkopplungstechnologien liegt im Wärmemarkt. Dies wird vor allem durch den hohen Endenergieanteil der Wärme am Gesamtbedarf und der damit großen Sensitivität begründet. Somit besteht die Möglichkeit, große überschüssige Energiemengen in diesem Sektor aufzunehmen, wenn entsprechende Technologien und Rahmenbedingungen vorhanden sind.

Für die Schaffung notwendiger technologischer und betriebstechnischer Entwicklungen konnten nach Ansicht der Befragten drei wesentliche Kernpunkte herausgearbeitet werden:

- Anpassung der Rahmenbedingungen und Schaffung von Anreizen für Aktivitäten,
- Entwicklung von ganzheitlichen Geschäftsmodellen inkl. Akquise, Vermarktung und Steuerung der beteiligten Anlagen und Sektoren,
- Schaffung eines „Level-Playing-Fields“ zum Testen und Betreiben von Anlagen und Modellen unter realistischen Bedingungen.



8. Zusammenfassung

Hauptautoren: Kristian Platta, Klaus Pfeiffer, Martin Bendig

Zentrale Ergebnisse der Studie

Ausgehend von der in der Einleitung (vgl. Kapitel 1) beschriebenen Ausgangssituation und den dabei aufgeworfenen Fragestellungen wurden mit Hilfe einschlägiger Studien und Veröffentlichungen sowie selbst entwickelten Modellen und Analysen aktuelle Entwicklungen im Energieversorgungssystem (EVS) untersucht, um die zukünftige Rolle von Sektorenkopplung und Power-to-X umfassend abbilden zu können. Im Folgenden werden alle wesentlichen Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete abschließend zusammengefasst.

Die Nutzung von Power-to-X-Technologien ist eine zentrale Möglichkeit, überschüssige Energiemengen aus Windkraft und Solarenergie in andere Energieverbrauchssektoren umzuwandeln (vgl. Kapitel 2.4). Dabei sind zum Teil erhebliche Wirkungsgradverluste bei den verschiedenen Umwandlungsprozessen zu beachten. Sektorenkopplung und Power-to-X können erhebliche CO₂-Mengen in allen Energiesektoren einsparen. Voraussetzung dafür ist jedoch die Nutzung der Energie aus erneuerbaren Energiequellen als Grundlage für eine ganzheitliche, effiziente und nachhaltige Sektorenkopplung.

Power-to-Heat (PtH) zur zentralen oder dezentralen Wärmebereitstellung besitzt große Zukunftspotenziale, da mit Hinblick auf den hohen Wärmebedarf der Volkswirtschaften von bis zu 60 % Anteil am Endenergieverbrauch ein wichtiger Beitrag zu Verminderung der CO₂-Emissionen möglich ist. **Power-to-Gas (PtG)** in Form der Wasserstoffherzeugung (H₂) oder Methanisierung (CH₄) gilt als wichtiger Baustein der zukünftigen Gasversorgung. Im Vergleich zur Elektrifizierung besitzt PtG Vorteile im Transport, der Speicherung sowie Rückverstromung des jeweiligen Mediums. Nachteilig sind jedoch höhere Wirkungsgradverluste sowie der recht hohe Bedarf an EE-Strom. Die direkte Nutzung erneuerbar erzeugter Energie in Elektrofahrzeugen (**E-Mobilität bzw. Power-to-Mobility**) ist durch hohe Wirkungsgrade gekennzeichnet, während die Nutzung synthetischer Gase (z.B. **Brennstoffzellenfahrzeuge**) prozessbedingt eher niedrige Wirkungsgrade aufweist. Aufgrund sich teils stark unterscheidender Anwendungsmöglichkeiten bezüglich Reichweite, Speichermedium, Recyclebarkeit und Energiebetankung ist aktuell nicht abzusehen, welche der beiden Technologieansätze sich in welchem Anwendungsfall langfristig durchsetzen wird.

Das Land Brandenburg hat eine **Vorreiterrolle in der Nutzung erneuerbarer Energieträger** inne. Bereits heute werden ca. 80 % der Stromerzeugung durch EE-EZA geleistet. Zukünftig wird es dabei immer mehr Stunden geben, in denen zeitlich und bilanziell betrachtet deutlich mehr Energie erzeugt als verbraucht wird. Die **Last und Erzeugung sind im Land Brandenburg sehr ungleichmäßig** verteilt (vgl. Kapitel 2.2). Der Norden (Windenergie) und Süden (Photovoltaik) ist gekennzeichnet durch starke Energieüberschüsse, das Berliner Umland mit seinen dichtbesiedelten Lastzentren mit dagegen eher geringen EE-Erzeugungskapazitäten. Der Industriesektor als potenzieller Anwendungsfall für Sektorenkopplung ist im Land Brandenburg nur wenig ausgeprägt und konzentriert sich auf einige wenige Standorte.

Die Modellierung und Abschätzung zukünftiger Entwicklungen und Szenarien im Bereich Sektorenkopplung sind aufgrund der Verzahnung der einzelnen Bereiche deutlich stärker von Unsicherheiten gekennzeichnet als herkömmliche Szenarienuntersuchungen im Energieversorgungssystem (vgl. Kapitel 4). Hauptursache hierfür ist die Vielzahl an Entwicklungskorridoren der betrachteten Parameter. Dort konnten mit der **Entwicklung der EE-Kapazitäten sowie der Wärmenachfrage zwei wesentliche Haupteinflussgrößen der Modellierung** identifiziert werden. Diese sind für die Balance des Gesamtsystems maßgeblich und beeinflussen die Ergebnisse erheblich. Die Einbeziehung von Speichern (obgleich unabhängig ihrer Technologie) ist ein wichtiger Verknüpfungspunkt mit der Sektorenkopplung



und daher unabdingbarer Baustein für zukünftig EE-dominierte Energieversorgungssysteme. Insgesamt umfasst die Sektorenkopplung ein ganzheitliches und umfangreiches Parameterset, welches eine Vielzahl an Technologiepfaden und Anwendungsfällen berücksichtigen lässt.

Die Betrachtung der regionalen Ausgestaltungsmöglichkeiten für Sektorenkopplung im Land Brandenburg bis zum Jahre 2030 gestaltet sich aufgrund der **heterogenen Gegebenheiten als sehr unterschiedlich** (vgl. Kapitel 2.3). Durch die Identifikation geeigneter, repräsentativer Pilotregionen konnten die Potenziale als auch mögliche Hindernisse entsprechend aufgezeigt werden.

Die Ergebnisse der Modelluntersuchungen für die Jahre 2030 und 2050 zeigen, dass im Basisszenario eine **energieautarke Versorgung des Landes Brandenburg in allen Energie- und Wirtschaftssektoren aus ausschließlich erneuerbaren Energiequellen nicht möglich** ist. Hauptursachen hierfür sind sowohl bilanzielle Ungleichheiten als auch die zeitliche Verfügbarkeit der Potenziale. Mögliche Ansatzpunkte für die Zielerreichung wären eine **drastische Erhöhung der EE-Kapazitäten sowie eine notwendige Steigerung der Speicherkapazitäten für elektrische Energie**. Dabei stellt sich jedoch die grundsätzliche Frage, ob das Festhalten an einem auf 100 % EE-Strom basierten EVS zweckmäßig erscheint und ob es technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist, Überschussenergie zur späteren Nutzung komplett durch Energiespeicher auffangen zu wollen. Somit bedarf es auch **zukünftig konventioneller Erzeugungskapazitäten**, die sowohl in der Wärmebereitstellung als auch als Back-Up-Kapazitäten in der elektrischen Stromversorgung notwendig sind. Eine ganzheitliche, ökonomische und technisch sinnvolle Sektorenkopplung erscheint nur dann zukunftsfähig.

Neben den reinen Fragestellungen eines komplett EE-dominierten EVS im Zuge der Sektorenkopplung stellen sich weitere, sekundäre Herausforderungen. Dies betrifft vor allem die durch erneuerbare Energiequellen forcierten Unterschiede zwischen Zeiten mit Energieüberschüssen und -defiziten. Die **regional ungleiche Verteilung des Sektorenkopplungspotenzials führt überdies zu Problemen in den Netzinfrastrukturen**, da erhebliche, zusätzliche Energieflüsse (bedingt durch einen steigenden Bruttoendenergieverbrauch) zu erwarten sind und der ohnehin schon stockende Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze für weitere Engpässe sorgen wird. Dabei sind auch **Aspekte der Versorgungssicherheit** in energiegekoppelten Systemen zu beachten. Dies betrifft sowohl die reine Wirkleistungsbilanz als auch sekundäre Aspekte, wie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (v.a. Blindleistung) und Regelenenergie.

Regionen mit eher dünner Besiedlung und wenig Last sowie hohen EE-Kapazitäten weisen bereits für 2030 erhebliche Sektorenkopplungspotenziale auf (vgl. Pilotregion Neuruppin), die genutzt werden können (vgl. Kapitel 5.1). Für Regionen mit erhöhter Lastnachfrage z.B. im Industriesektor, ergeben sich dagegen sowohl zeitlich als auch bilanziell betrachtet nur vereinzelt Potenziale mit entsprechend eher geringen Energiemengen (vgl. Pilotregion Lausitz). Besonders stark besiedelte Regionen mit hoher Nachfrage im Haushalts- und GHD-Sektor (v.a. im Berliner Umland) weisen dagegen praktisch keine Sektorenkopplungspotenziale auf. Gründe hierfür sind vor allem die geringeren EE-Kapazitäten sowie der vergleichsweise hohe Wärmebedarf. Bereits die Lastdeckung im Stromsektor durch EE ist in diesen Regionen eine Herausforderung; zusätzlich Potenziale für andere Sektoren sind eher als „on top“ zu betrachten.

Auch in der Gesamtbetrachtung für das Land Brandenburg im Jahr 2050 ist ein **starkes Gefälle zwischen den ländlichen und städtischen Regionen** erkennbar (vgl. Kapitel 5.2). Während für die Städte kein signifikant höherer EE-Zubau zu erwarten ist, steigen die Kapazitäten vor allem im windstarken Norden weiter an. Die Verteilung der Last ist dabei wie in der 2030er-Betrachtung konträr dazu und wird sich bis zum Jahr 2050 weiter verschärfen. Der Sektor Industrie wird auch im Jahr 2050 die höchste Stromnachfrage aller Sektoren und somit die größte Sensitivität besitzen.

Diese Ungleichheit wirkt sich auf die möglichen Potenziale für Sektorenkopplung aus. **In städtisch geprägten Regionen sind die klassischen Sektorenkopplungspotenziale weitestgehend negativ, während sie in eher ländlich geprägten Regionen fast ausschließlich positiv sind**. Dies liegt beispielsweise



auch am ca. 4-mal so hohen Energiebedarf des Wärmesektors gegenüber dem Mobilitätssektor. Weiterhin ist klar erkennbar, dass eine Betrachtung rein auf Basis von Jahressaldi der Energiemenge unvorteilhaft ist und wenig Aussagekraft besitzt. Die Betrachtung im stundenscharfen Zeitverlauf zeigt dagegen ein deutlich schwankendes Potenzial mit Stunden mit sowohl negativem als auch positivem Sektorenkopplungspotenzial.

Der Einsatz von Speichern in Verbindung mit Power-to-X-Anlagen erscheint als sinnvoll. Bei der Wahl realistischer Gesamtspeichergößen, deren Realisierung dennoch ambitioniert erscheint, ist in ca. einem Drittel der Stunden des Jahres ein Ausgleich des Energiesaldos möglich (Basisszenario). Jedoch ist eine vollständige Aufnahme der EE-Energiemengen zur anschließenden Lastdeckung nicht möglich. Bei weiteren ca. 3.000 Stunden des Jahres ist auch unter Einsatz von Speichern nicht ausreichend Energie vorhanden, um die Last in allen Energie- und Wirtschaftssektoren zu decken. Insgesamt ergibt sich ein leicht positiver Jahressaldo, was den recht hohen Einfluss von Energiespeichern in Verbindung mit Sektorenkopplung unterstreicht. Insgesamt betrachtet ist eine autarke Energieversorgung nur mit EE-Strom im Jahr 2050 unter Zunahme eines Basisszenarios nicht möglich. Es besteht weiterhin eine Abhängigkeit von konventionellen Erzeugungsanlagen sowie Energieimporten.

Für eine ganzjährige bilanzielle Vollversorgung muss an vielen Stellschrauben parallel gedreht werden, um eine EE-dominierte Energieversorgung zu erreichen. Abhilfe schaffen nur eine **massive Überdimensionierung der EE-Kapazitäten sowie die Verwendung sehr hoher, aber unrealistischer Speichergößenordnungen.**

Letzteres wurde im Rahmen einer umfassenden Sensitivitätsanalyse untersucht (vgl. Kapitel 5.3). Dabei wurde klar ersichtlich, dass bei Verzicht auf jegliche Speichertechnologien hohe Energiemengen aufgrund mangelnder Last (ca. 8,4 TWh) nicht verwendet werden können, obwohl ebenfalls Zeitpunkte im Jahr existieren, in denen zu wenig Energie bereitgestellt werden kann (ca. 7,1 TWh) und Speicher somit dienlich wären. Bei der theoretischen Auslegung eines sog. „**Zielspeichers**“, bei dem sämtliche EE-Überschussenergie eines Jahres aufgenommen werden soll, konnte das Lastdefizit fast komplett auf 0,2 TWh reduziert werden. Dies wurde jedoch mit einer aktuell unrealistischen Speichergöße von 7,9 GW Leistung und 1,7 TWh Kapazität ermöglicht.

Die derzeit **ungleiche Belastung des Energieträgers Strom gegenüber anderen Energieträgern (Gas und Öl) durch Abgaben und Steuern** ist ein Haupthindernis für Sektorenkopplung (vgl. Kapitel 6.1). Die fehlende Lenkungswirkung des Umlagesystems mit den damit verbundenen Wettbewerbsnachteilen für Sektorenkopplung und Flexibilitätsoptionen bremst die Implementierung stark ab. Eine zukünftig einheitliche CO₂-Bepreisung zur Harmonisierung des Umlagesystems ist daher notwendig. Weiterhin scheinen die Verfolgung eines ganzheitlichen Ansatzes und die Aufhebung sektoraler CO₂-Ziele als sinnvoll. Die Schaffung eines sog. „**Level-Playing-Fields**“ für Flexibilitätsoptionen, Energieträger, Speicher und Emissionskosten (z.B. über Versuchsklauseln und Reallabore) könnte in dieser Betrachtung Abhilfe schaffen und wichtige Erkenntnisse für die reale Erprobung liefern.

Für die leit- und steuerungstechnische Einbindung und Vernetzung der einzelnen Sektoren (insb. Strom und Gas) sowie zu möglichen Flex-Plattformen (je nach Geschäftsmodell) ergeben sich zukünftig deutliche höhere Aufwände (vgl. Kapitel 6.2). Standardlösungen großer Hersteller bzw. Branchenlösungen sind derzeit nicht existent. Über die Stärkung von F&E-Vorhaben für die Entwicklung proprietärer (Einzel)Lösungen für Musterprojekte, können **Leitlinien für spätere Standardisierungen** abgesteckt werden.

Aufgrund der in der Regel erzeugungsnahen Installation von Sektorenkopplungsanlagen (Vermeidung von Leistungsstransiten im Stromnetz) bestehen **ist die datentechnische und fernwirksame Anbindung der einzelnen Anlagen unter Umständen nicht trivial.** Hierbei ist die Nutzung der Infrastruktur öffentlicher Kommunikationsdienstleister möglich, was jedoch zu weiteren Sicherheitsaspekten sowie Fragen der Zuverlässigkeit führt.



Die Akteure im Land Brandenburg bewerten die **Energiewende und die Sektorenkopplung überwiegend positiv und sehen eine Reihe von Chancen und Potenzialen** (90 % Zustimmung). Power-to-X wird dabei ein wichtiges Instrument zur Dekarbonisierung im Energieversorgungssystem sein, zu der alle Sektoren gleichermaßen beitragen sollen. Viele Akteure sind dabei bereits durch eigene kommerzielle Projekte oder Forschungsaktivitäten im Bereich Sektorenkopplung angekommen (vgl. Kapitel 7).

Als **derzeitiges Haupthindernis werden klar die derzeit hinderlichen Rahmenbedingungen** und somit die fehlende Basis für wirtschaftliche Anwendungsfälle gesehen. Hier sollten Weichenstellungen durch die politischen Entscheidungsträger erfolgen. Insgesamt erhoffen sich die Akteure eine bessere Gesamtkoordination der einzelnen Maßnahmen im Rahmen der Energiewende. Dies betrifft vor allem die **flächendeckende CO₂-Bepreisung für alle Energieträger und Anwendungen**, um einen fairen Wettbewerb zwischen den Technologien zu ermöglichen.

Handlungsempfehlungen und weiterer Forschungsbedarf

Im letzten Teil der Studie sollen nun basierend auf den gezeigten Ergebnissen Handlungsempfehlungen aufgezeigt und mögliche Ansatzpunkte für weitere Forschungsaktivitäten dargestellt werden. Die im Rahmen dieser Studie aufgezeigten Ergebnisse können somit als grundsätzliche Eckpunkte weiterer Untersuchungen und Maßnahmen dienen.

Das von vielen Akteuren genannte Haupthindernis in der Sektorenkopplung sind die **fehlenden regulatorischen Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb**. Der Energieträger Strom als Ausgangspunkt der Umwandlungen ist mit vielen Umlagen und Steuern belastet und somit nicht konkurrenzfähig gegenüber fossilen Energieträgern. Daher scheint eine (stärkere) Befreiung von Umlagen, wenn Strom nachweislich und ausschließlich in PtX-Anlagen genutzt wird, als ein vielversprechender Ansatzpunkt.

Ein weiterer Ansatz betrifft die **Schaffung von Versuchsklauseln** und deren Einsatz in sog. Reallaboren im Zuge der Erprobung von Sektorenkopplungstechnologien. So könnten deutlich mehr Anlagen gebaut und im Rahmen von Forschungsprojekten betrieben werden. Dies dient vor allem der **Untersuchung möglicher Skalen- und Lerneffekte** sowie der Förderung einer technologieoffenen Erprobung. In Verbindung mit adäquaten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen führen die Aspekte zu einer Mehrzahl von Möglichkeiten, in denen sich die verschiedenen Akteure des Energieversorgungssystem wiederfinden und ihre Aktivitäten ausführen können.

Das derzeit größte technologische Forschungsfeld betrifft dabei den **Energieträger Wasserstoff, welcher für eine ganzheitliche Sektorenkopplung in Zukunft unverzichtbar** scheint. Neben der reinen Elektrifizierung der Sektoren besitzt Wasserstoff ebenfalls großes Potenzial in vielschichtigen Anwendungsgebieten. Die dabei teilweise gegensätzlichen Eigenschaften ggü. der reinen Elektrifizierung (z.B. Speicherbarkeit der Energie) führen zu ebenfalls sinnvollen Anwendungsfällen und somit zu einem direkten Wettbewerb zwischen den einzelnen Technologien. Dies betrifft hauptsächlich Aspekte der Kosten, der Wirkungsgrade sowie Schaffung großskaliger Produktionskapazitäten.

Neben der rein technischen Betrachtung von Wasserstoff und deren Anwendungsgebieten spielen auch hier die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen und Probiermöglichkeiten eine der wesentlichen Hauptrollen. Die Akteure der verschiedenen Branchen sehen **Wasserstoff als ein wichtiges und breites Anwendungsfeld** und wünschen sich vor allem hier deutlich mehr Gestaltungsspielraum. Dabei ist jedoch ebenfalls zu prüfen, ob der zukünftige Wasserstoffbedarf Brandenburgs bzw. Deutschlands vor Ort produziert werden sollte. Dies betrifft sowohl eine rein mengenmäßige Betrachtung als auch die Frage nach besseren „Produktionsbedingungen“ im Ausland und einer möglichen Importabhängigkeit vom Energieträger Wasserstoff.

Aus den genannten Handlungsempfehlungen und Ansatzpunkten lassen sich abschließend vier wesentliche Schwerpunkte für zukünftige Forschungsaktivitäten entwickeln (siehe Abbildung 61).



Abbildung 61: Zukünftige Forschungsfelder im Bereich Sektorenkopplung



Literaturverzeichnis

- [Aca2017] Acatech: Sektorenkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende. Online 02.09.2020: https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/06/ESYS_Stellungnahme_Sektorkopplung.pdf. München, 2017.
- [ADAC2020] Allgemeiner Deutscher Automobil-Club: Erdgas - ein Antrieb mit Zukunft? Online 31.03.2020: <https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/alternative-antriebe/erdgas/>
- [Adler2019] Adler, B.: Moderne Energiesysteme - ein Beitrag zur Energiewende. Springer Spektrum, Berlin, 2019.
- [Agora2014] Agora Energiewende: Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten. Berlin, 2014.
- [Ausfel2017] Ausfelder, F.: Sektorkopplung - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München, 2017.
- [BDEW2017] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Strategiepapier „Zukunft Wärmenetzsysteme“. Berlin, 2017.
- [BDEW2019] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Marktregeln für eine erfolgreiche Sektorkopplung. Berlin, 2019.
- [BEE2017] Bundesverband Erneuerbare Energien: Das gekoppelte Energiesystem. Vorschläge für eine optimale Transformation zu einer erneuerbaren und effizienten Energieversorgung. Berlin, 2017.
- [Bertu2014] Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B. und Standen, E.: Study on development of water electrolysis in the EU. Final Report. E4tech Sàrl with Element Energy Ltd for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Lausanne, Cambridge, 2014.
- [BMW2006] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist.
- [BMW2020] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin, 2020.
- [BNetzA2020] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2019. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bundesnetzagentur. Bonn, 2019.
- [Böttger2017] Böttger, D.: Energiewirtschaftliche Auswirkungen der Power-to-Heat-Technologie in der Fernwärmeversorgung bei Vermarktung am Day-ahead Spotmarkt und am Regelleistungsmarkt. Leipzig, 2017.
- [Braun2020] Braun, H.: Lausitzer Energiefachtagung - Wasserstoff als Alternative bei der Stahlherstellung. Eisenhüttenstadt, 2020.



- [BUND2016] Bundestag: Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist. Berlin, 2016.
- [BUND2019a] Bundestag: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719) geändert worden ist. Berlin, 2019.
- [BUND2019b] Bundestag: Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Juni 2019 (BGBl. I S. 856, 908) geändert worden ist. Berlin, 2019.
- [BUND2019c] Bundestag: Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2002) geändert worden ist. Berlin, 2019.
- [BUND2019d] Bundestag: Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist. Berlin, 2019.
- [BUND2019e] Bundestag: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719) geändert worden ist. Berlin, 2019.
- [BUND2019f] Bundestag: Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Juni 2019 (BGBl. I S. 856, 908) geändert worden ist. Berlin, 2019.
- [Burkert2015] Burkert, A: Die Brennstoffzelle kommt kräftig in Fahrt In: MTZ 09 | 2015 76. Jahrgang. 2015.
- [Burkert2019] Burkert, A.: Die Brennstoffzelle - Zwischen Euphorie und Ernüchterung. In: MTZ 07-08 | 2019 80. Jahrgang. 2019.
- [Dena2015] Deutsche Energie-Agentur: Systemlösung Power to Gas. Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife. Berlin, 2015.
- [Dena2017a] Deutsche Energie-Agentur: Baustein einer Integrierten Energiewende. Roadmap Power to Gas. Berlin, 2017.
- [Dena2017b] Deutsche Energie-Agentur: The potential of electricity-based fuels for low emission transport in the EU. Berlin, 2017.
- [DESTAT2020] Statistisches Bundesamt: Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihen von Januar 2005 bis März 2020. Wiesbaden, 2020.
- [DWBV2019] Nozharova, D., Diwald, W.: H2-Industrie Potenzialstudie Brandenburg: Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. Berlin, 2019.
- [Eller2015] Eller, D.: Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in Deutschland Potentiale zur Nutzung von Stromüberschüssen in Fernwärmenetzen. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2015.



- [Elsner2015] Elsner, P. und Sauer, D.U.: Energiesysteme der Zukunft. Energiespeicher. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Pfinztal, Aachen, 2015.
- [ESTBB2012] Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg: Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg. Potsdam, 2012.
- [EWI2018] EWI: Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung. Köln, 2018.
- [FfE2017a] Forschungsstelle für Energiewirtschaft: Kurzgutachten zum Kostenvergleich Stromtransport. München, 2017.
- [FfE2017b] Forschungsstelle für Energiewirtschaft: Kurzstudie Power-to-X. Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB. München, 2017.
- [FRAUN2012] Fraunhofer IWES: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Kassel, 2012.
- [Füßel2017] Füßel, A.: Technische Potenzialanalyse der Elektromobilität. Stand der Technik, Forschungsausblick und Projektion auf das Jahr 2025. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2017.
- [Ghaib2017] Ghaib, K.: Das Power-to-Methane-Konzept. Von den Grundlagen zum gesamten System. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2017.
- [Görner2016] Görner, K. und Sauer, U.S.: Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. In: Energiesysteme der Zukunft. Universität Duisburg-Essen, RWTH Aachen, Essen, Aachen, 2016.
- [Götz2016] Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel-Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R., Kolb, T.: Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. In: Renewable Energy, Vol. 85 (2016), pp. 1371–1390.
- [Grad2012] Gradmann, H. und Müller, A.: Intelligente Verknüpfung von Strom- und Wärmemarkt. Die Wärmepumpe als Schlüsseltechnologie für Lastmanagement im Haushalt. Berlin, 2012.
- [Graf2014a] Graf, F., Götz, M., Henel, M., Schaaf, T., Tichler, R.: Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten. Teilprojekte B-D. Abschlussbericht. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches, Bonn, 2014.
- [Graf2014b] Graf, F., Krajete, A., Schmack, U.: Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten. Abschlussbericht. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches, Bonn, 2014.
- [Grosc2013] Groscurth, H.M. und Bode, S.: Discussion Paper Nr. 9 “Power-to-heat” oder “Power-to-gas”? Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg, 2013.
- [GWI2015] Gas- und Wärme-Institut Essen, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Forschungszentrum Jülich, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Zentrum für Brennstoffzellen-Technik: Technologiecharakterisierungen in Form von Steckbriefen. Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme – Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System. 2015.



- [GZB2010] GeothermieZentrum Bochum.: Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes. Bestandsaufnahme und Trends. Bochum, 2010.
- [Huneke2018] Huneke, F.: Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase Erneuerbaren Ursprungs. Energy Brainpool, Berlin, 2018.
- [IEC2014] IEC 60870-6-503:2014, Telecontrol equipment and systems - Part 6-503: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations - TASE.2 Services and protocol
- [IEC2020a] IEC 60870-5:2020 SER, Telecontrol equipment and systems - Part 5: Transmission protocols
- [IEC2020b] IEC 61850:2020 SER, Communication networks and systems for power utility automation
- [IEC2020c] IEC 62351:2020 SER, Power systems management and associated information exchange - Data and communications security
- [IHK2014] IHK Arbeitsgemeinschaft Hessen: Nutzung von Wärmetechnologien. Ratgeber Wärme in Hessen. Frankfurt am Main, 2014.
- [IKEM2018a] Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität: Regulatorischer Rahmen für die Sektorenkopplung in den vom Strukturwandel betroffenen Tagebauregionen. Rechtswissenschaftliches Kurzgutachten. Berlin, Greifswald 2018.
- [IKEM2018b] Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität: Experimentierklauseln für verbesserte Rahmenbedingungen bei der Sektorenkopplung. Berlin, Greifswald 2018.
- [Kampk2018] Kampker, A., Vallee, D., Schnettler, A.: Elektromobilität. Grundlagen einer Zukunftstechnologie. Springer Vieweg, Berlin, 2018.
- [KBA2019] Kraftfahrtbundesamt: Statistische Jahresbilanzen Fahrzeuge. Flensburg, 2019.
- [Klell2018] Klell, M., Eichseder, H., Trattner, A.: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik. Erzeugung, Speicherung, Anwendung. 4., aktualisierte und erweiterte Auflage. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2018.
- [Kraut2016] Krautwald, J. und Baier, U.: Biologische Methanisierung. Methanogenese als mikrobiologische Alternative zur katalytischen Methanisierung. ZAHW Zürich, 2016.
- [Kup2017a] Kuprat, M., Bendig, M., Pfeiffer, K.: Possible role of power-to-heat and power-to-gas as flexible loads in German medium voltage networks. In: Front. Energy 11, 135–145 (2017).
- [Kup2017b] Kuprat, M.: Sektorenkopplung - Vier Infrastrukturen, eine optimale Lösung? Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, 2017.
- [Kurz2015a] Kurzweil, P.: Chemie. Grundlagen, Aufbauwissen, Anwendungen und Experimente. 10., überarbeitete Auflage. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2015.
- [Kurz2015b] Kurzweil, P. und Dietlmeier, O.K.: Elektrochemische Speicher. Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Grundlagen. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2015.



- [LBV2018] Landesamt für Bauen und Verkehr des Landes Brandenburg: Bevölkerungsvorausschätzung 2017 bis 2030. Hoppegarten, 2018.
- [Milanzi2018] Milanzi, S., Spiller, C., Grosse, B., Hermann, L., Kochems, J., Müller-Kirchenbauer, J.: Working Paper Energie und Ressourcen. Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens. Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement, Technische Universität Berlin, 2018.
- [NEB2020] Niederbarnimer Eisenbahn: Wasserstoff im Brandenburger Zugverkehr. Online (23.08.2020). <https://www.neb.de/wasserstoffzug/>
- [Pieper2018] Pieper, C., Unz, S. und Beckmann, M.: Betrieb von Power-to-Heat-Anlagen und Möglichkeiten zur Vermarktung. In: Thiel, S. et al. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 15, S. 299-312, Thomé-Kozmiensky Verlag, Neuruppin, 2018.
- [Proff2015] Proff, H. (Hrsg.): Entscheidungen beim Übergang in die Elektromobilität. Technische und betriebswirtschaftliche Aspekte. Springer Gabler, Wiesbaden, 2015.
- [Prognos2014] Prognos, EWI, GWS: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Basel, Köln, Osnabrück, 2014.
- [Prognos2019] Prognos, Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM), Öko-Institut, BHKW-Consult, Stiftung Umweltenergierecht. Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, 2019.
- [Regett2014] Regett, A., Pellinger, C. und Eller, S.: Power2Gas - Hype oder Schlüssel zur Energiewende? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64. Jg. (20 14) Heft 10.
- [Reif2014] Reif, K. (Hrsg.): Ottomotor-Management Steuerung, Regelung und Überwachung 4., vollständig neubearbeitete Auflage. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2014.
- [Schieb2015] Schiebahn, S., Grube, T., Robinius, M., Tietze, V., Kumar, B., Stolten, D.: Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. In: International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 40, (2015), pp. 4285–4294.
- [Schneid2017] Schneider, B.: Kraft-Wärme-Kopplung. Effiziente Energienutzung: Blockheizkraftwerke erzeugen in einem Prozess Strom und Wärme. In: BINE-basisEnergie 21. FIZ Karlsruhe, Leibniz-Institut für Informationsstruktur. Eggenstein-Leopoldshafen, 2017.
- [Schnell2012] Schnell, R.: Survey-Interviews - Methoden standardisierter Befragungen. 1. Auflage. VS Verlag, Wiesbaden, 2012.
- [Simon2017] Simon, R.: Nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen: Demand-Side-Management, Energiespeicher und Regelenergie. In: Matzen, F.J. und Tesch, R. Industrielle Energiestrategie. Praxishandbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes. Springer Gabler, Wiesbaden, 2017.
- [Stan2015] Stan, C.: Alternative Antriebe für Automobile Hybridsysteme, Brennstoffzellen, alternative Energieträger. 4., aktualisierte und erweiterte Auflage. Springer Vieweg, Berlin, 2015.



- [STBB2019] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg: Energie- und CO₂-Bilanz im Land Brandenburg 2016. Potsdam, 2019.
- [Sternb2015] Sternberg, A. und Bardow, A.: Power-to-What? - Environmental assessment of energy storage systems. In: Energy Environ. Sci., 2015, 8, 389–400.
- [Stern2017] Sterner, M. und Stadler, I.: Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. 2. korrigierte und ergänzte Auflage. Springer Vieweg, Berlin, 2017.
- [Thalm2019] Thalmann, R.: Wasserstoff in Cottbus - Zukunft des ÖPNV. Cottbus, 2019.
- [Töpler2017] Töpler, J. und Lehmann, J.: Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven. 2., aktualisierte und erweiterte Auflage. Springer Vieweg, Berlin, 2017.
- [Tschöke2015] Tschöke, H.: Die Elektrifizierung des Antriebsstrangs. Basiswissen. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2015.
- [vanBass2015] van Basshuysen, R. (Hrsg.): Erdgas und erneuerbares Methan für den Fahrzeugantrieb. Wege zur klimaneutralen Mobilität. Michael Bargende und 55 Mitautoren. Mit 283 Abbildungen und 572 Literaturstellen. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2015.
- [VCI2019] Verband der Chemischen Industrie: Regulierungsgrundlagen für die Sektorenkopplung aus Sicht der chemischen Industrie (v 1.0). Online (18.05.2020): <https://www.vci.de/langfassungen/langfassungen-pdf/2019-03-12-vci-position-regulierungsgrundlagen-sektorenkopplung-aus-sicht-chemie.pdf>
- [VDE2015] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik: Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050. Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Frankfurt am Main, 2015.
- [Watter2019] Watter, H.: Kraft-Wärme-Kopplung. In: Regenerative Energiesysteme. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2019.
- [Wosnit2012] Wosnitza, F. und Hilgers, H.G.: Energieeffizienz und Energiemanagement Ein Überblick heutiger Möglichkeiten und Notwendigkeiten. Springer Spektrum, Heidelberg, 2012.
- [Zapf2017] Zapf, M.: Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2017.



Anlagen

Anlage 1: Potenzialkarte: EE-Erzeugung Pilotregion „Potsdam“ (2030)	XVI
Anlage 2: Potenzialkarte: EE-Erzeugung Pilotregion „Neuruppin“ (2030)	XVII
Anlage 3: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage Pilotregion „Potsdam“ (2030)	XVIII
Anlage 4: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage Pilotregion „Neuruppin“ (2030)	XIX
Anlage 5: Potenzialkarte: klassisches SKP Pilotregion „Potsdam“ (2030).....	XX
Anlage 6: Potenzialkarte: klassisches SKP Pilotregion „Neuruppin“ (2030).....	XXI
Anlage 7: Potenzialkarte: innovatives SKP Pilotregion „Potsdam“ (2030).....	XXII
Anlage 8: Potenzialkarte: innovatives SKP Pilotregion „Neuruppin“ (2030).....	XXIII
Anlage 9: Potenzialkarte: NNP Pilotregion „Potsdam“ (2030).....	XXIV
Anlage 10: Potenzialkarte: NNP Pilotregion „Neuruppin“ (2030).....	XXV
Anlage 11: Potenzialkarte: EE-Erzeugung auf Teilnetzebene (2050)	XXVI
Anlage 12: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage auf Teilnetzebene (2050)	XXVII
Anlage 13: Potenzialkarte: klassisches SKP auf Teilnetzebene (2050).....	XXVIII
Anlage 14: Potenzialkarte: innovatives SKP auf Teilnetzebene (2050).....	XXIX



Anlage 1: Potenzialkarte: EE-Erzeugung Pilotregion „Potsdam“ (2030)

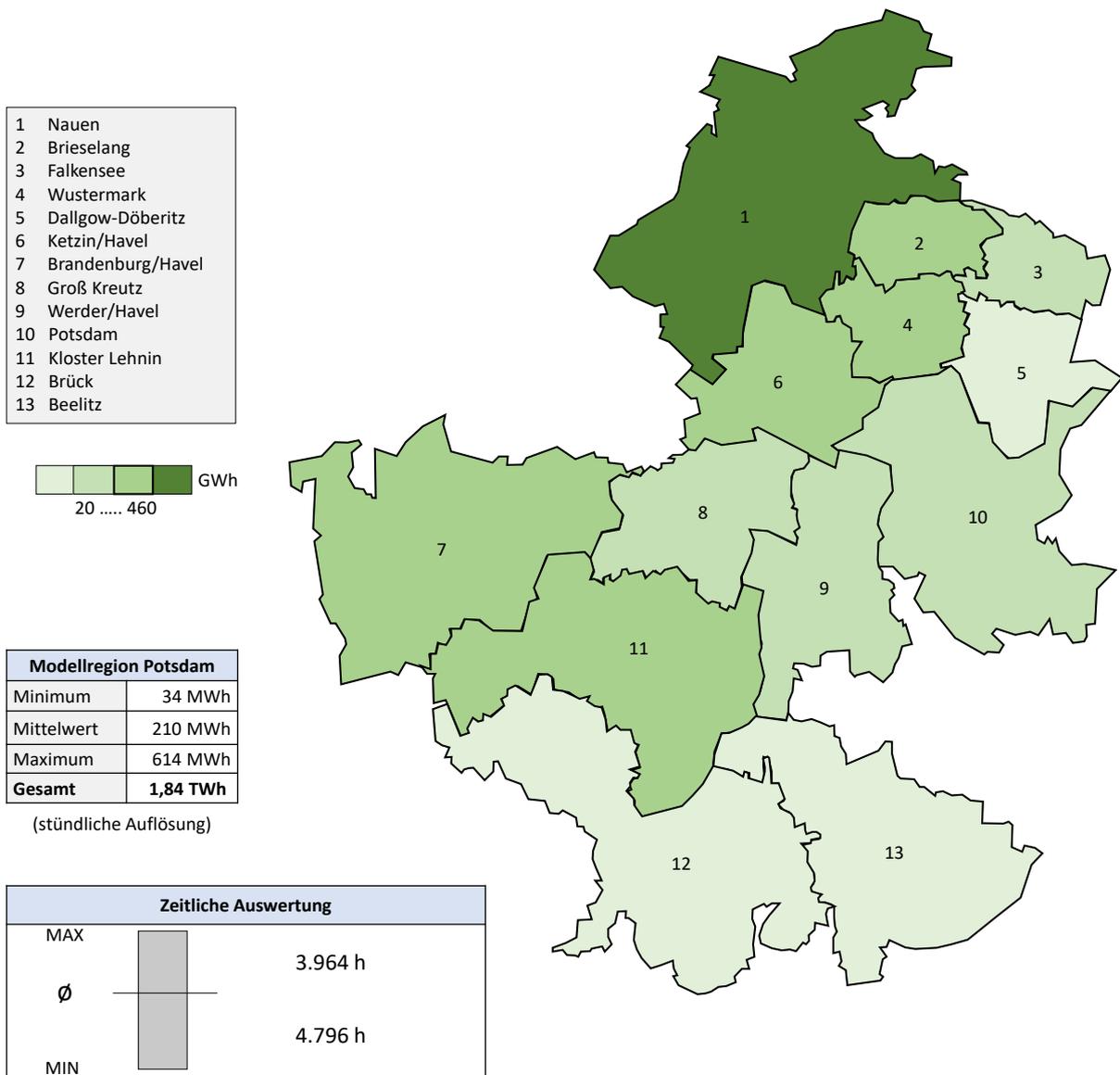


Abbildung 62: Potenzialkarte: EE-Erzeugung Pilotregion „Potsdam“ (2030)



Anlage 2: Potenzialkarte: EE-Erzeugung Pilotregion „Neuruppin“ (2030)

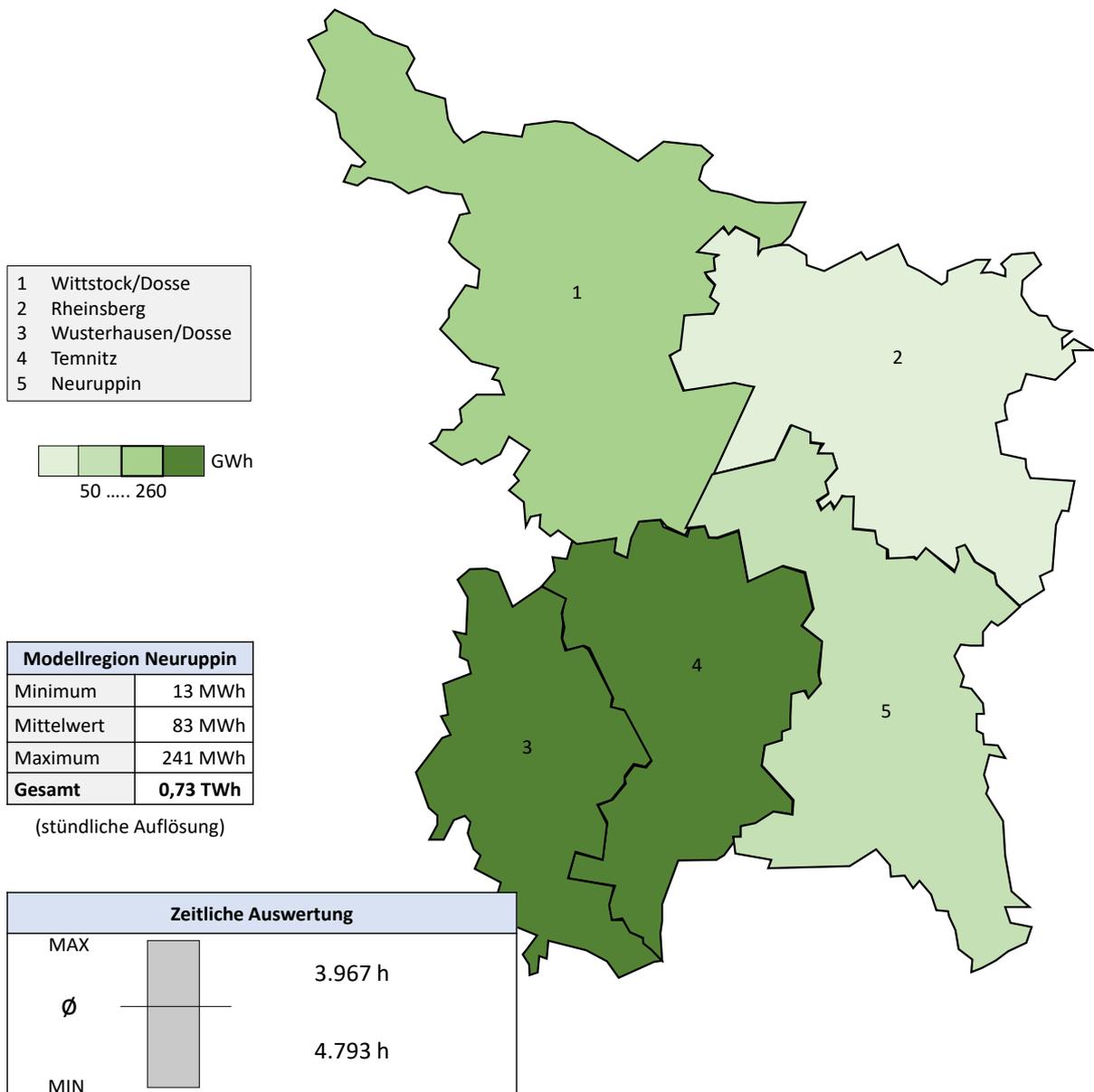


Abbildung 63: Potenzialkarte: EE-Erzeugung Pilotregion „Neuruppin“ (2030)



Anlage 3: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage Pilotregion „Potsdam“ (2030)

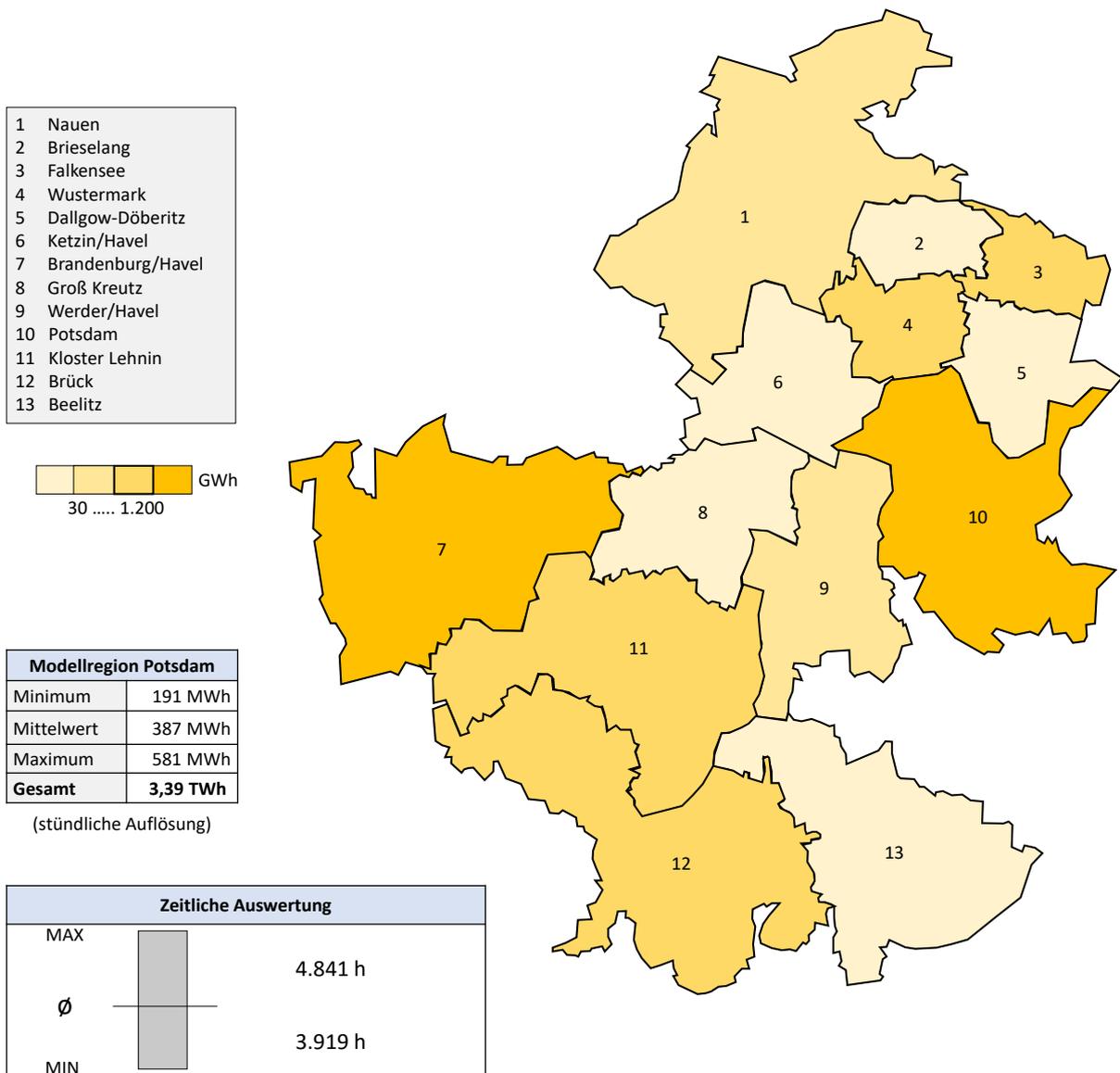


Abbildung 64: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage Pilotregion „Potsdam“ (2030)



Anlage 4: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage Pilotregion „Neuruppin“ (2030)

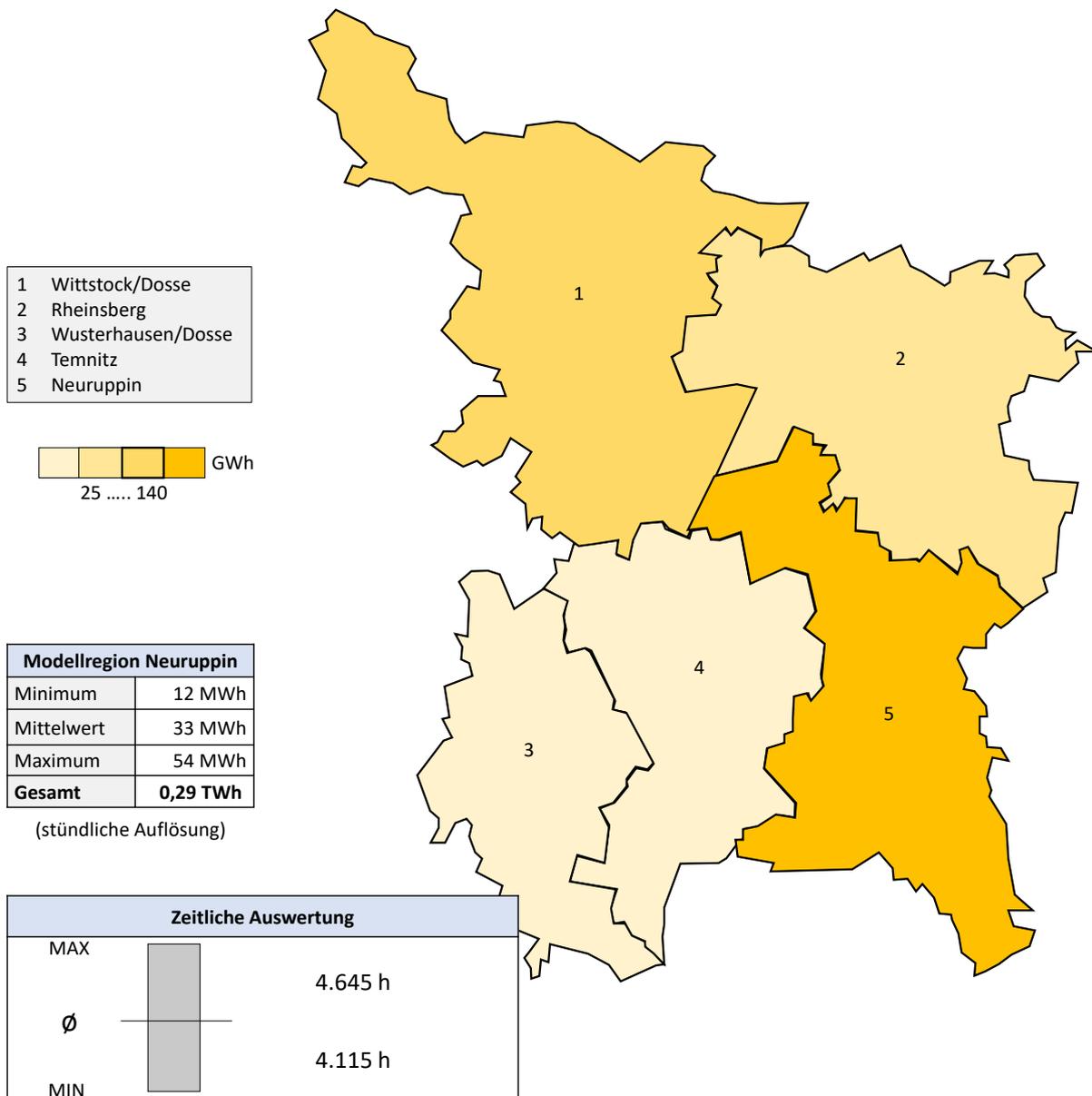


Abbildung 65: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage Pilotregion „Neuruppin“ (2030)



Anlage 5: Potenzialkarte: klassisches SKP Pilotregion „Potsdam“ (2030)

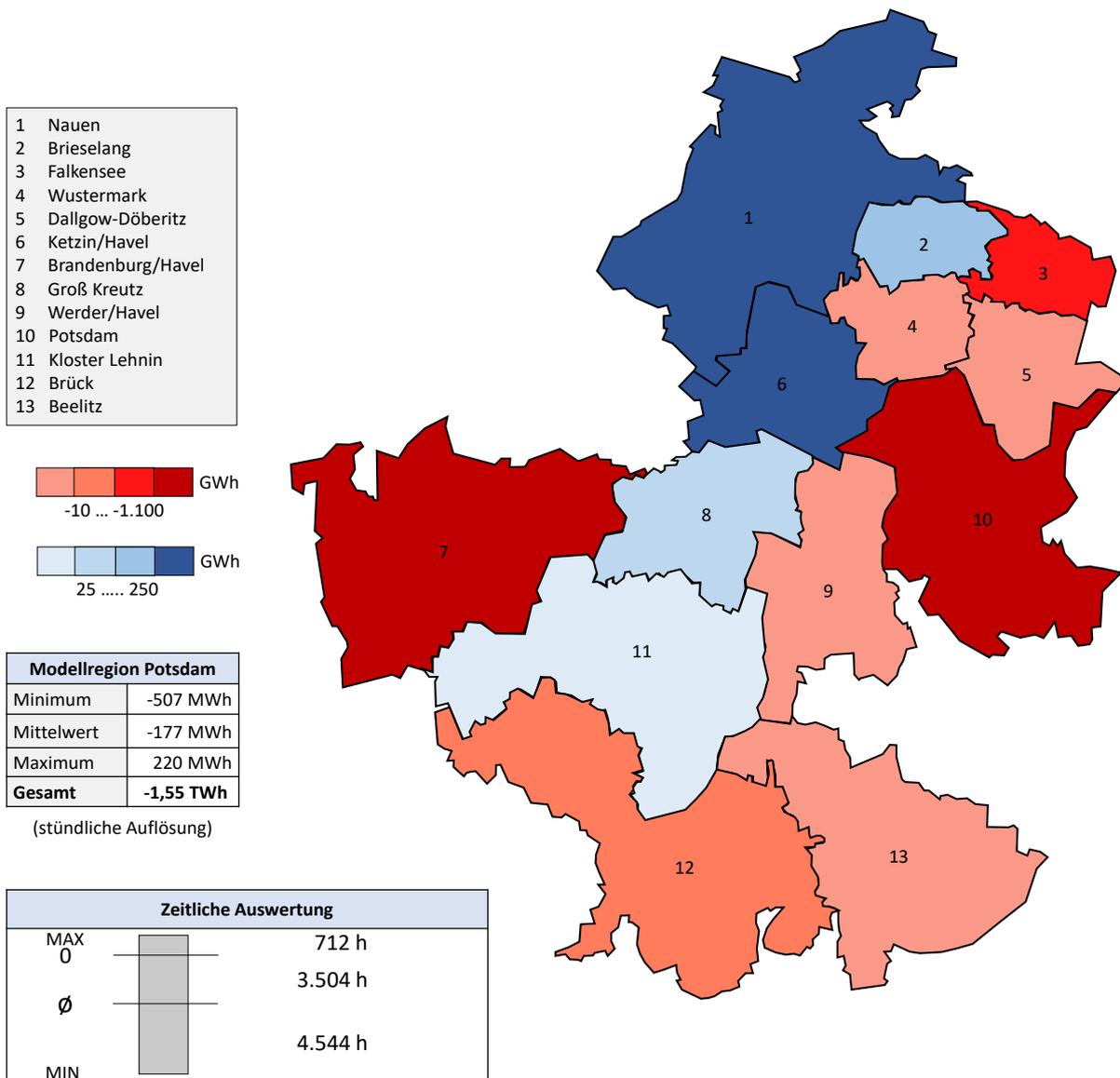


Abbildung 66: Potenzialkarte: klassisches SKP Pilotregion „Potsdam“ (2030)



Anlage 6: Potenzialkarte: klassisches SKP Pilotregion „Neuruppin“ (2030)

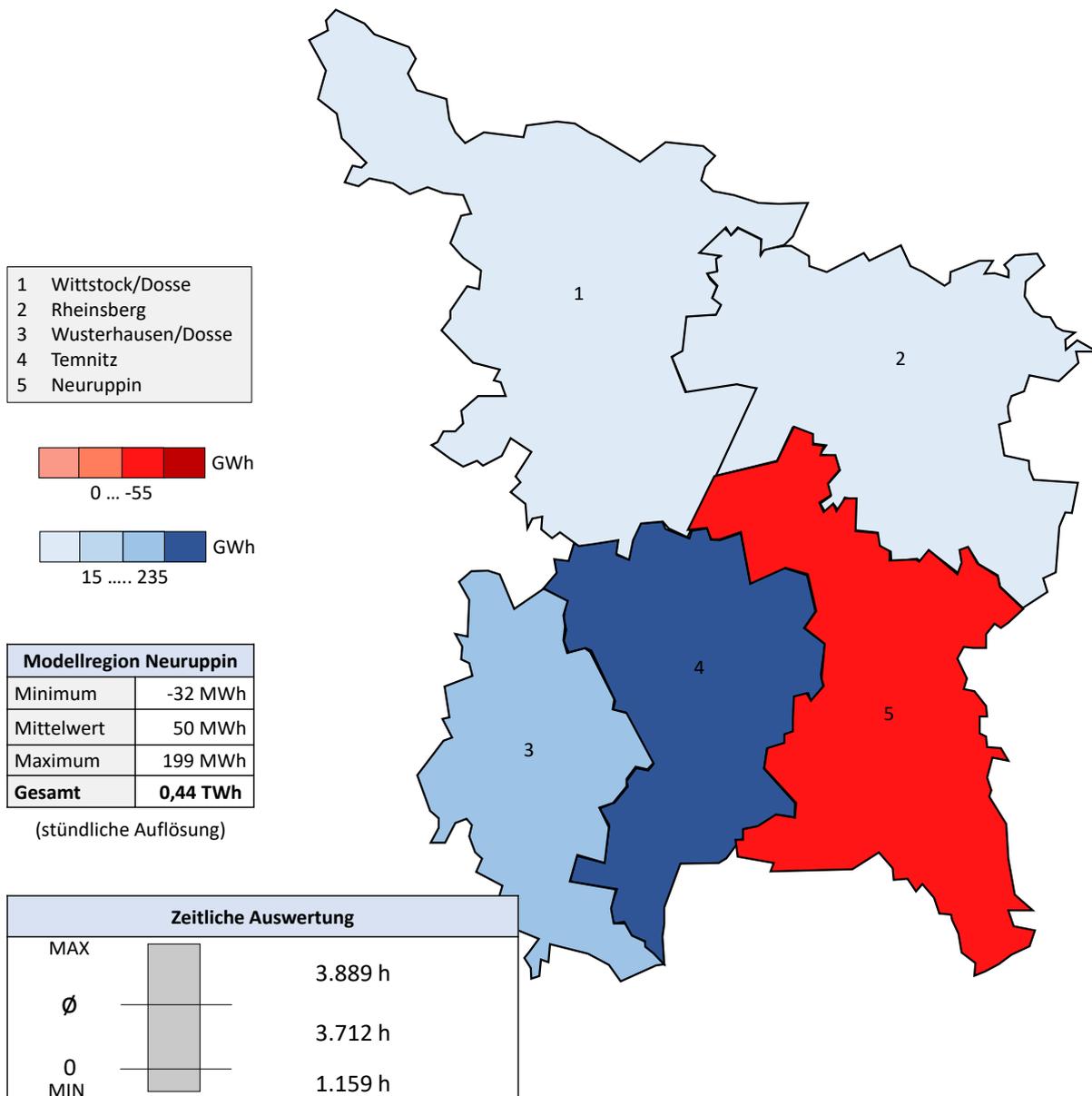


Abbildung 67: Potenzialkarte: klassisches SKP Pilotregion „Neuruppin“ (2030)



Anlage 7: Potenzialkarte: innovatives SKP Pilotregion „Potsdam“ (2030)

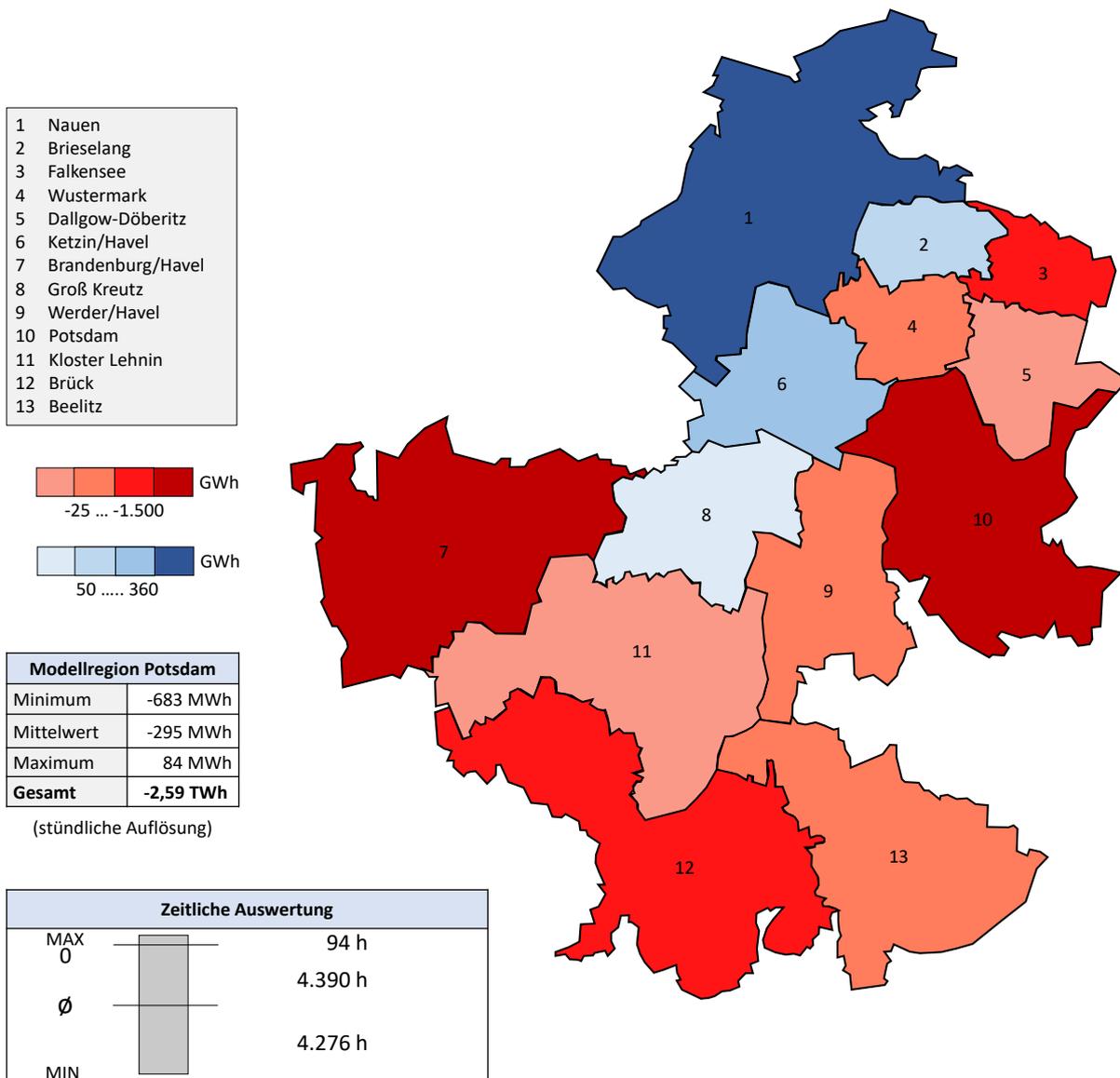


Abbildung 68: Potenzialkarte: innovatives SKP Pilotregion „Potsdam“ (2030)



Anlage 8: Potenzialkarte: innovatives SKP Pilotregion „Neuruppin“ (2030)

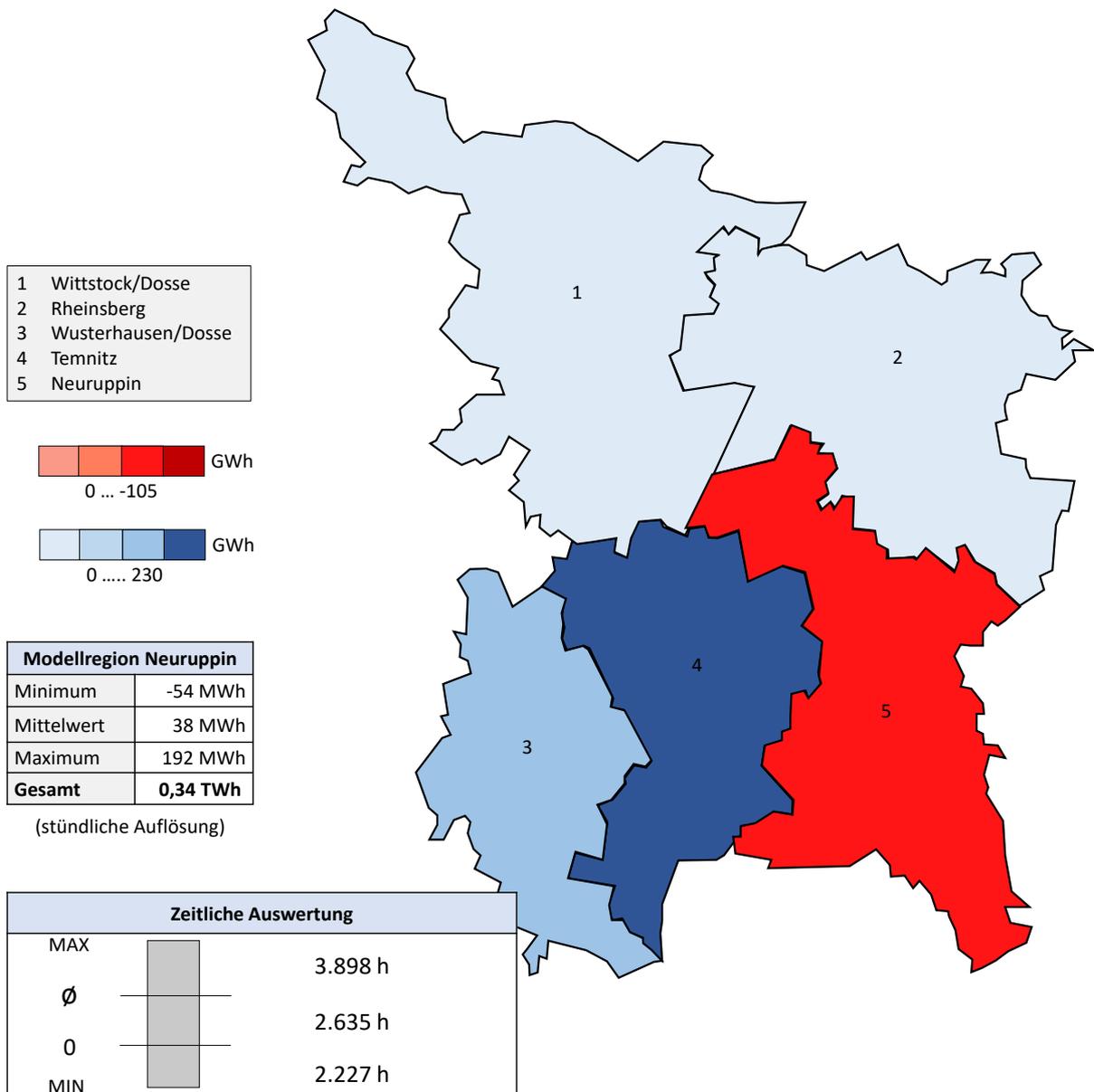


Abbildung 69: Potenzialkarte: innovatives SKP Pilotregion „Neuruppin“ (2030)



Anlage 9: Potenzialkarte: NNP Pilotregion „Potsdam“ (2030)

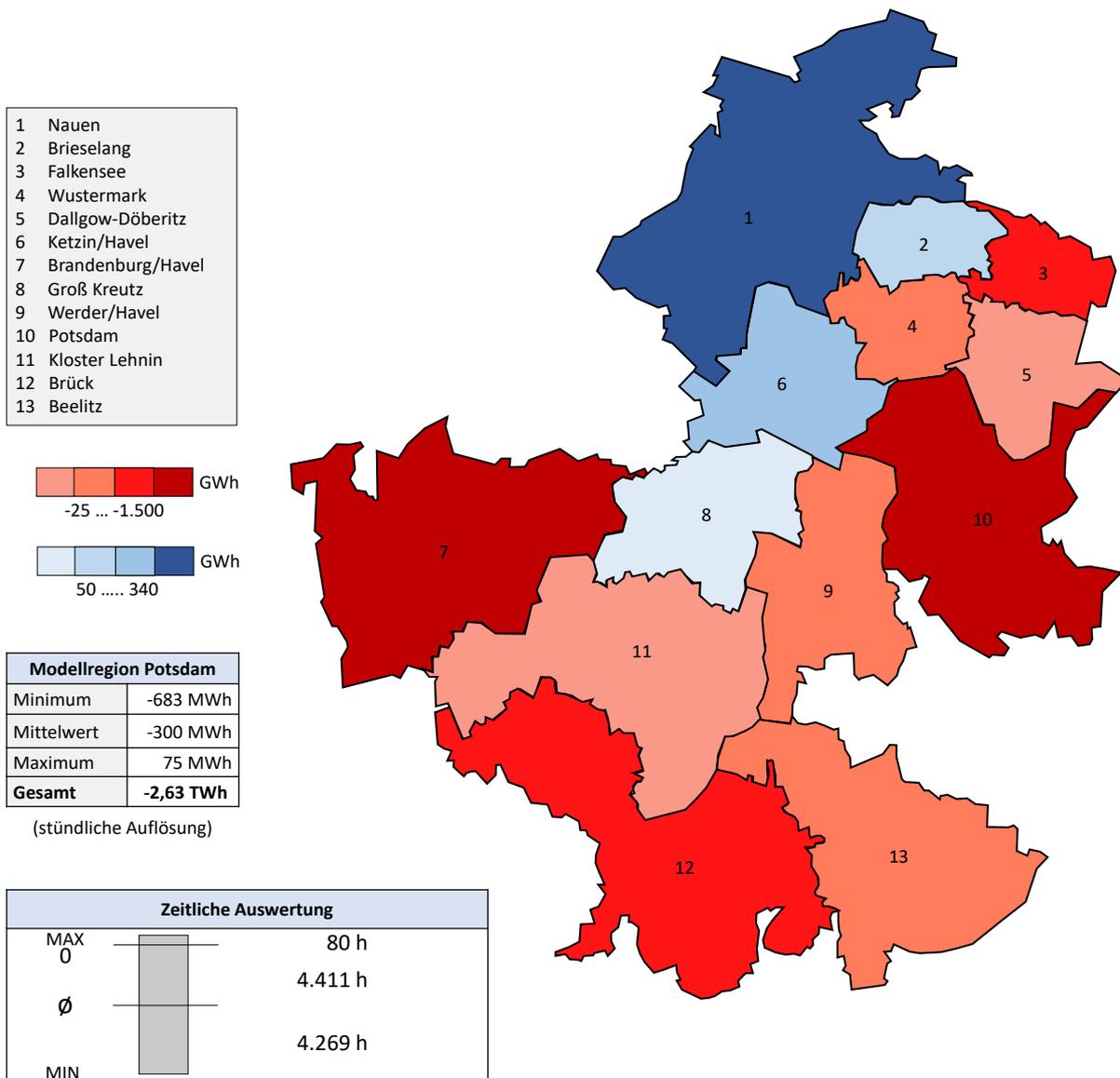


Abbildung 70: Potenzialkarte: Nicht nutzbares Potenzial Pilotregion „Potsdam“ (2030)



Anlage 10: Potenzialkarte: NNP Pilotregion „Neuruppin“ (2030)

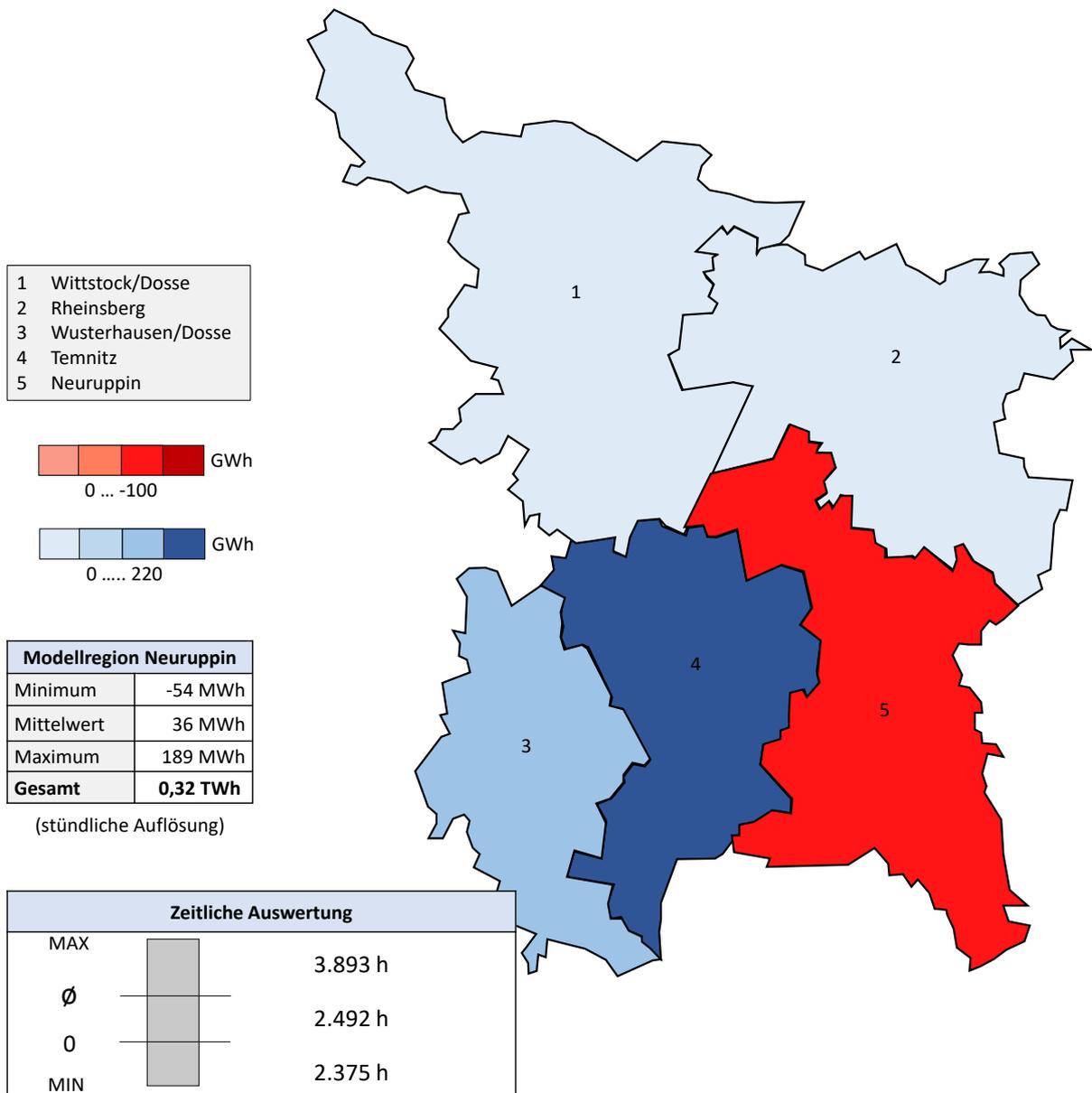


Abbildung 71: Potenzialkarte: Nicht nutzbares Potenzial Pilotregion „Neuruppin“ (2030)



Anlage 11: Potenzialkarte: EE-Erzeugung auf Teilnetzebene (2050)

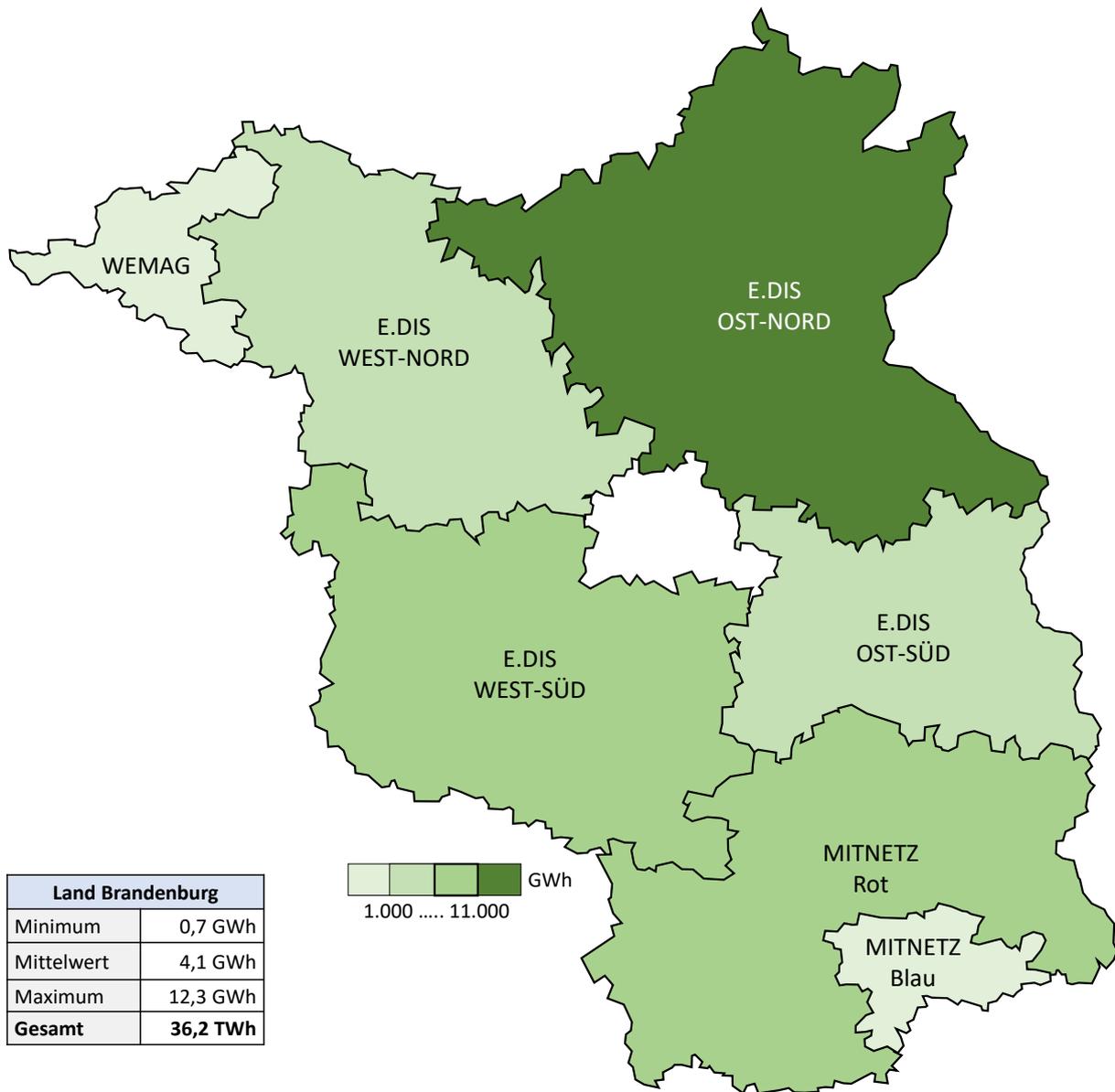


Abbildung 72: Potenzialkarte: EE-Erzeugung auf Teilnetzebene (2050)



Anlage 12: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage auf Teilnetzebene (2050)

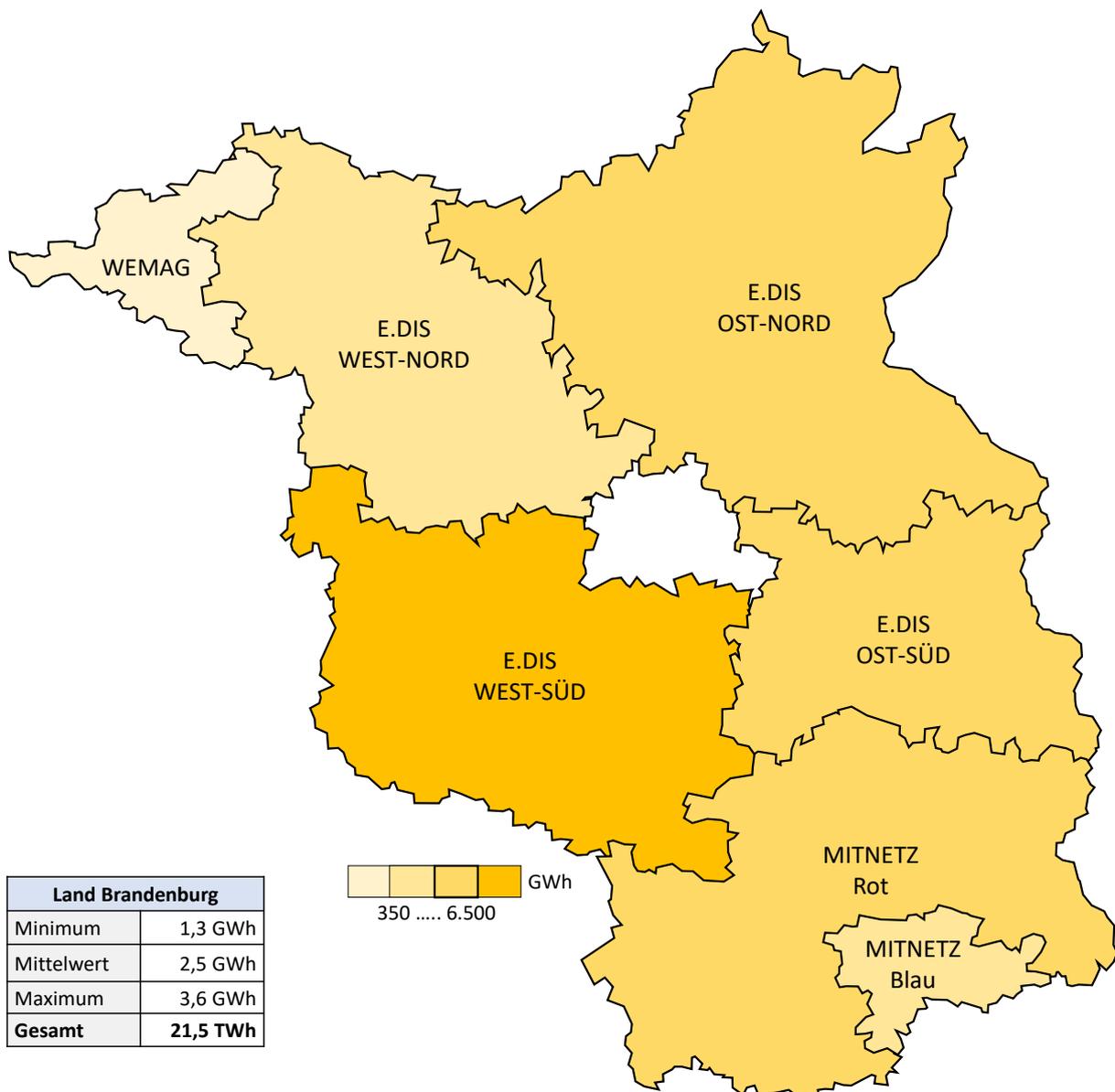


Abbildung 73: Potenzialkarte: klassische Stromnachfrage auf Teilnetzebene (2050)



Anlage 13: Potenzialkarte: klassisches SKP auf Teilnetzebene (2050)

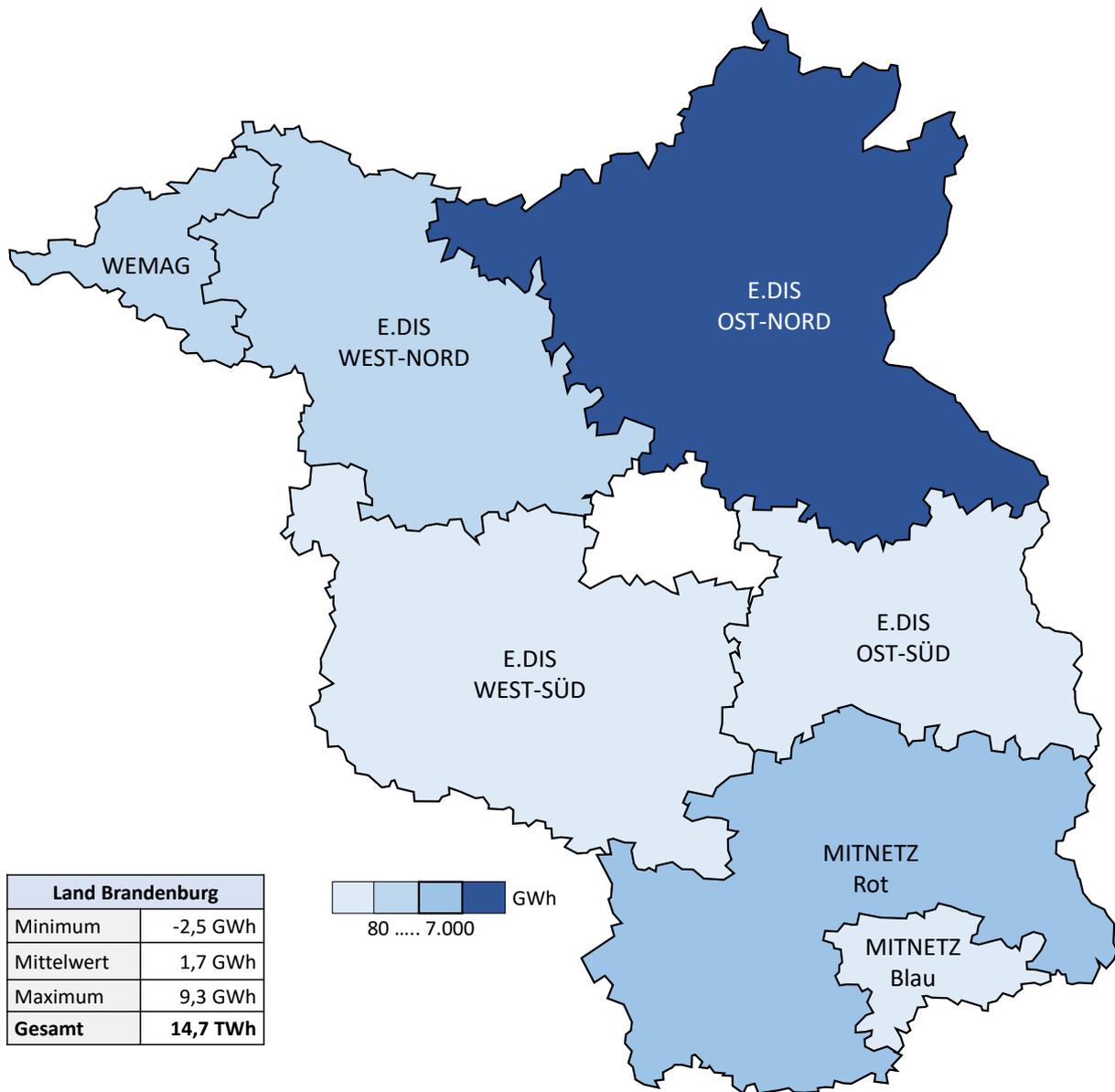


Abbildung 74: Potenzialkarte: klassisches SKP auf Teilnetzebene (2050)



Anlage 14: Potenzialkarte: innovatives SKP auf Teilnetzebene (2050)

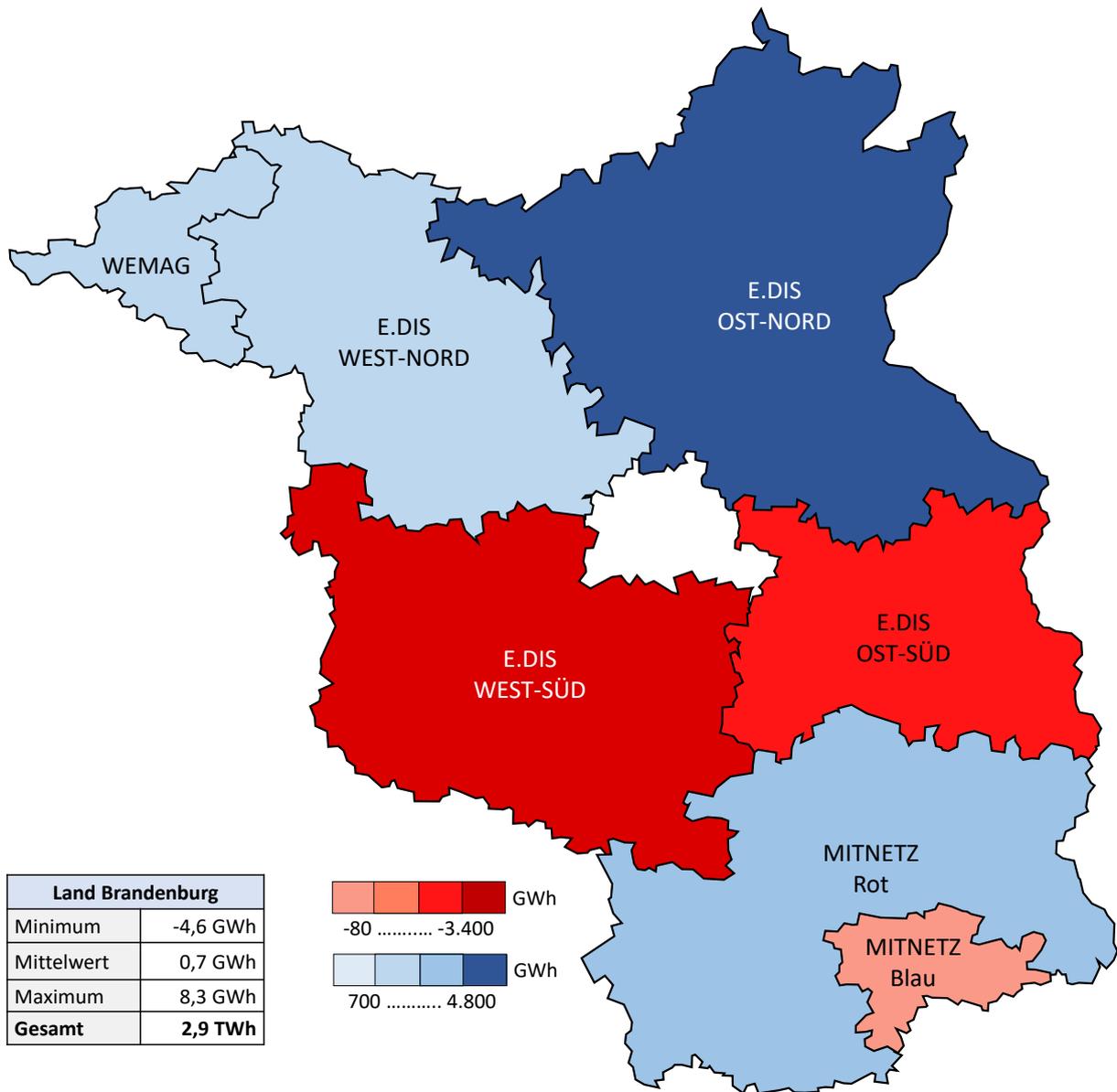


Abbildung 75: Potenzialkarte: innovatives SKP auf Teilnetzebene (2050)



Kontakt

Martin Bendig

Tel.: 0355 69-4887

martin.bendig@b-tu.de

Kristian Platta

Tel.: 0355 69-5579

kristian.platta@b-tu.de

Dr.-Ing. Klaus Pfeiffer

Tel.: 0355 69-4035

klaus.pfeiffer@b-tu.de

Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Fachgebiet Energieverteilung und Hochspannungstechnik
Fachgebiet Dezentrale Energiesysteme
Zentrum für Energietechnologie, Lehrgebäude 3E
Siemens-Halske-Ring 13
03046 Cottbus