



DIGITALER ENERGIENUTZUNGSPLAN+

für den

Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim

Institut für Energietechnik IfE GmbH

Kaiser-Wilhelm-Ring 23a

92224 Amberg



DIGITALER ENERGIENUTZUNGSPLAN+

für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch - Bad Windsheim

Auftraggeber:

Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim

Konrad-Adenauer-Str. 1

91413 Neustadt a.d. Aisch

Auftragnehmer

Institut für Energietechnik IfE GmbH

an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden

Kaiser-Wilhelm-Ring 23a

92224 Amberg

Gefördert durch das

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Bearbeitungszeitraum:

November 2023 bis Dezember 2025

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	10
1 Einleitung	13
2 Projektablauf und Akteursbeteiligung / Partizipation / Akzeptanzförderung	15
2.1 Projektphasen.....	15
2.2 Abstimmung mit allen relevanten Akteuren	16
2.3 Visualisierung wesentlicher Ergebnisse in einem Geoinformationssystem (GIS) ..	17
3 Regulatorische Hürden im Energiesektor	18
3.1 Photovoltaik.....	19
3.2 Netze und Strommarkt	28
3.3 Batteriespeicher.....	34
3.4 Biogasanlagen.....	38
4 Analyse der energetischen Ausgangssituation	40
4.1 Methodik und Datengrundlage.....	40
4.2 Energieinfrastruktur.....	43
4.3 Sektor Wärme	47
4.4 Sektor Strom	51
4.5 Sektor Verkehr	55
4.6 Gesamtenergie- und Treibhausgas-Bilanz im Ist-Zustand	57
5 Potenzialanalyse	61
5.1 Grundannahmen.....	61
5.2 Szenarien.....	63
5.3 Einsparpotenziale.....	65

5.4	Transformationsprozesse	71
5.5	Potenziale zum Ausbau erneuerbarer Energien	83
6	Energieszenarien 2040 – Zusammenfassung der Potenzialanalyse	104
6.1	Szenario „Mittelweg“	105
6.2	Szenario „Konservativ“	109
6.3	Szenario „Ambitioniert“	112
7	Analyse des Stromnetzes und des Energiesystems.....	115
7.1	Methodik der Zeitreihenerstellung	115
7.2	Aufbau eines digitalen Zwillings des Mittelspannungsnetzes.....	123
7.3	Aufbau eines digitalen Zwillings des Landkreises	125
7.4	Ergebnisse	130
8	Wasserstoffpotenzialanalyse und Sektorkopplung	153
8.1	Örtliche Rahmenbedingungen	155
8.2	Kriterien für die Produktion von erneuerbarem RFNBO-Wasserstoff mittels Elektrolyse	156
8.3	Technische Rahmenbedingungen.....	160
8.4	Förderprogramme	167
8.5	Vorgehen innerhalb des Wasserstoffkonzepts.....	170
8.6	Potenziale und Ergebnisse	174
9	Maßnahmenkatalog	189
10	Zusammenfassung.....	231
11	Literaturverzeichnis	234

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Häufigkeit der Negativstunden im Jahr 2024.....	20
Abbildung 2: Beispielhafte Jahresdauerlinie PV-Anlage mit 1 kWp Leistung	21
Abbildung 3: Summenleistung innerhalb der Leistungsgruppen; Grafik: Fraunhofer- Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE [5]	22
Abbildung 4: Anzahl der installierten Photovoltaik-Anlagen in den einzelnen Leistungsgruppen; Grafik: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE [5]	23
Abbildung 5: Ausbau des Bestands von Photovoltaik in GW[12].....	26
Abbildung 6: Marktwert-Kannibalisierung und „Duck Curve“ [12].....	30
Abbildung 7: Großhandelspreise im Tagesverlauf [12]	31
Abbildung 8: Anzahl der jährlich zugelassenen Großspeicher. [26]	35
Abbildung 9: Jährlich zugelassene Kapazität von Großspeichern. [26].....	36
Abbildung 10: Übersicht der Hoch- und Mittelspannungsebenen des Stromnetzes	44
Abbildung 11: Übersicht Hauptstromnetzbetreiber je Kommune.....	44
Abbildung 12: Übersicht Gasnetzbetreiber je Kommune.....	45
Abbildung 13: Anzahl Wärmenetze pro Kommune.....	46
Abbildung 14: Anonymisierter Ausschnitt eines gebäudescharfen Wärmekatasters.....	48
Abbildung 15: Auszug der Heatmap (Bad Windsheim)	48
Abbildung 16: Wärmeverbrauch im Jahr 2023 – Verbrauchergruppen.....	49
Abbildung 17: Wärmeverbrauch im Jahr 2023 – Kommunenscharf	49
Abbildung 18: Wärmeverbrauch im Jahr 2023 – Energieträger	50
Abbildung 19: Strombezug im Jahr 2023 – Verbrauchergruppen	51
Abbildung 20: Strombezug im Jahr 2023– Kommunenscharf.....	51
Abbildung 21: Stromeinspeisung im Jahr 2023 – Einspeisemix	52

Abbildung 22: Kommunenscharfe Gegenüberstellung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs	53
Abbildung 23: Übersichtskarte der Erneuerbare-Energien-Anlagen im Betrachtungsgebiet (Energie-Atlas [29], eigene Bearbeitung).....	54
Abbildung 24: Bilanzierung des Energieverbrauchs des Mobilitätssektors angelehnt an den BSKO-Standard [30]	55
Abbildung 25: Anzahl und Anteil der Fahrzeuge in den jeweiligen Fahrzeugklassen und Aufschlüsselung nach Kraftstoffart (auf Grundlage von [31])	56
Abbildung 26: Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr nach Verbrauchergruppen.....	57
Abbildung 27: Endenergie nach Verbrauchergruppen/Sektoren quantitativ.....	58
Abbildung 28: Simulation der Szenarien.....	64
Abbildung 29: Anonymisierter Ausschnitt eines Sanierungskatasters vor und nach der Sanierung (Szenario: jährliche Sanierungsrate von 2% bis zum Jahr 2040).....	65
Abbildung 30: Prämissen für die Szenarien im Sektor Verkehr	73
Abbildung 31: Prozentuale Verteilung des Strombedarfs im Jahr 2040 im Szenario „Mittelweg“ nach Verbrauchergruppen ⁵	75
Abbildung 32: Endenergiebedarf im Sektor Verkehr im Zieljahr 2040 nach Szenario und Energieträger	76
Abbildung 33: Wasserstoffbedarfe im Szenario „Mittelweg“ im Jahr 2040 aufgeteilt in die Verbrauchergruppen Nutzfahrzeuge, Öffentlicher Personenverkehr und Motorisierter Individualverkehr	78
Abbildung 34: Landkreisweite, technische Wasserstoffabsatzpotenziale im Ist-Zustand zur vollständigen Substitution fossiler Energieträger bei den Unternehmen im Landkreis (berechnet anhand des energetischen Ist-Zustands).....	79

Abbildung 35: Wasserstoffhochlaufscenario für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim bis zum Jahr 2040.....	81
Abbildung 36: Auszug aus dem Solarpotenzialkataster (https://solaratlas.kreis-nea.de/)	84
Abbildung 37: Auszug des Kriterienkatalogs für PV-Freiflächen	87
Abbildung 38: Potenzialgebiete gemäß Kriterienkatalog	88
Abbildung 39: Technisches Potenzial der GIS-Analyse	91
Abbildung 40: Tiefe Geothermie - Gebiete für Wärmegewinnung in Bayern (www.lfu.bayern.de)	100
Abbildung 41: Standorteignung für oberflächennahe Geothermie mit Heatmap des Wärmekatasters	102
Abbildung 42: Übersicht Energieerzeugung erneuerbarer Energien 2023 und 2040 (Szenario Mittelweg)	103
Abbildung 43: Endenergie Mittelweg 2023 - 2040 Auswirkungen der Energieeinsparung und Transformation durch Elektrifizierung.....	105
Abbildung 44: Energieerzeugung Mittelweg 2023 - 2040 Entwicklung der Energieerzeuger im Szenarienvergleich.....	106
Abbildung 45: Mittelweg - Vergleich des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung 2023 - 2040	108
Abbildung 46: Endenergie Konservativ 2023 - 2040 Auswirkungen der Energieeinsparung und Transformation durch Elektrifizierung.....	109
Abbildung 47: Energieerzeugung Konservativ 2023 - 2040 Entwicklung der Energieerzeuger im Szenarienvergleich.....	110
Abbildung 48: Konservativ - Vergleich des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung 2023 - 2040	111
Abbildung 49: Endenergie Ambitioniert 2023 - 2040 Auswirkungen der Energieeinsparung und Transformation durch Elektrifizierung.....	112

Abbildung 50: Energieerzeugung Ambitioniert 2022 - 2040 Entwicklung der Energieerzeuger im Szenarienvergleich.....	113
Abbildung 51: Ambitioniert - Vergleich des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung 2022 - 2040.....	114
Abbildung 52: Tageszeitlicher Verlauf des Strombedarfs der Elektromobilität des Mittelwegs inkl. Darstellung saisonaler Effekte	117
Abbildung 53: Tageszeitlicher Verlauf der PV-Erzeugung inkl. Darstellung saisonaler Effekte.....	118
Abbildung 54: Tageszeitlicher Verlauf der Windkraftherzeugung inkl. Darstellung saisonaler Effekte.....	119
Abbildung 55: Tageszeitlicher Verlauf der Stromerzeugung durch KWK-Anlagen im Zieljahr inkl. Darstellung saisonaler Effekte.....	120
Abbildung 56: Schematische Darstellung der Verschneidung der Mittelspannungsnetze mit den Kommunen.....	121
Abbildung 57: Schematische Darstellung des Simulationsmodells des Landkreises.....	126
Abbildung 58: Darstellung der betrachteten Simulationsstufen	127
Abbildung 59: Lokalisierung der Änderungen je Simulationsstufe in der schematischen Darstellung des landkreisweiten Simulationsmodells	129
Abbildung 60: Exemplarische Darstellung einer Jahresdauerlinie inkl. Erklärungen	130
Abbildung 61: Schematische Darstellung des Simulationsmodells des Landkreises des Ist-Stands	131
Abbildung 62: Mittlerer Tag der HS-Ebene im Ist-Stand	132
Abbildung 63: Jahresdauerlinien im Ist-Stand.....	132
Abbildung 64: Änderung des mittleren Tages der HS-Ebene infolge der Erhöhung des Strombedarfs in Relation zum Ist-Zustand (Mittelweg)	134
Abbildung 65: Jahresdauerlinien der Stufe Verbrauch Zieljahr im Mittelweg.....	135

Abbildung 66: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV und WKA (Mittelweg)	136
Abbildung 67: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + WKA im Mittelweg.....	137
Abbildung 68: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV, WKA und BS (Mittelweg).....	138
Abbildung 69: Mittlerer Tag des UWs Bad Windsheim bei Zubau von PV, WKA und BS (Mittelweg)	139
Abbildung 70: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + WKA + BS im Mittelweg	140
Abbildung 71: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV, WKA und BS sowie netzdienlicher Flexibilisierung bestimmter Verbraucher (Mittelweg).....	142
Abbildung 72: Mittlerer Tag des UWs Bad Windsheim bei Zubau von PV, WKA und BS sowie netzdienlicher Flexibilisierung bestimmter Verbraucher (Mittelweg).....	142
Abbildung 73: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + WK + BS + netzdienliche Flexibilisierung im Mittelweg	143
Abbildung 74: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV und BS, aber ohne Zubau von WKA (Mittelweg)	144
Abbildung 75: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + BS ohne WKA im Mittelweg	146
Abbildung 76: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von WKA und BS, aber ohne Zubau von PV (Mittelweg)	148
Abbildung 77: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau WKA + BS ohne PV im Mittelweg	148
Abbildung 78: Verluste bei der Erzeugung von Wasserstoff aus Überschussstrom und anschließender Rückverstromung	151
Abbildung 79: Exemplarische Darstellung der Auslegung der elektrischen Leistung eines Elektrolyseurs an einer Jahresdauerlinie.....	151
Abbildung 80: Auszug des genehmigten Wasserstoffkernnetz für Bayern [72]......	156

Abbildung 81: Kriterien für die Erzeugung von grünem Wasserstoff gemäß des delegierten Rechtsakts der RED II und der 37. BImSchV.	160
Abbildung 82: 1,25 MW _{el} PEM-Elektrolyseur (links) mit Wasseraufbereitung (rechts) beim realen Betrieb in der Stadt Haßfurt [79].	162
Abbildung 83: Abfüllstation mit Logistikkomponenten für die Wasserstoffproduktion und Auslieferung [85].	166
Abbildung 84: Wasserstoffverbrennungsmotor (Wasserstoff-BHKW).	167
Abbildung 85: Betrachtungsraum der GIS-basierten Potenzialflächenanalyse für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim.	173
Abbildung 86: Vereinfachte Darstellung des betrachteten Systems.	174
Abbildung 87: POI für die GIS-basierte Standortanalyse (z.B. PV- und Windkraftpotenzialflächen, potenzielle Wasserstoffabnehmer uvm.).	175
Abbildung 88: Finales Bewertungsgitter für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim.	176
Abbildung 89: Vorläufige Potenzialräume im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim.	177
Abbildung 90: Potenzialräume für eine Wasserstoffinfrastruktur im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim.	178
Abbildung 91: Ergebnis der Kriterienprüfung für die Erzeugung von Wasserstoff.	179
Abbildung 92: Betrachtete Standorte (schwarz eingekreist) für die Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur im Landkreis Neustadt a.d. Aisch – Bad Windsheim.	182
Abbildung 93: Flächenpool (Gelbe Flächen) der Gewerbe- und Industriegebietsanalyse inkl. Verlauf des Wasserstoffkernetzes durch den Landkreis (Blaue Linie).	185

Abbildung 94: Flächen erster (grau) und zweiter Ordnung (blau) für potenzielle Wasserstoff-Gewerbe- und Industriegebiete inkl. Verlauf des Wasserstoffkernnetzes durch den Landkreis (Blaue Linie)..... 187

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Endenergieverbräuche Verbrauchergruppen und Sektoren qualitativ	58
Tabelle 2: Treibhausgas-Emissionen je Sektor	60
Tabelle 3: Die CO ₂ -Äquivalente der jeweiligen Energieträger.....	60
Tabelle 4: Einsparpotenziale Private Haushalte - Wärme	66
Tabelle 5: Einsparpotenziale Private Haushalte - Strom.....	67
Tabelle 6: Einsparpotenziale Wirtschaft – Wärme	68
Tabelle 7: Einsparpotenziale Wirtschaft – Strom.....	68
Tabelle 8: Einsparpotenziale Kommunale Gebäude - Wärme.....	69
Tabelle 9: Einsparpotenziale Kommunale Gebäude - Strom.....	70
Tabelle 10: Transformationsprozesse Wärmepumpen – Private Haushalte/kommunale Liegenschaften	72
Tabelle 11: Transformationsprozesse Wärmepumpen – Wirtschaft.....	72
Tabelle 12: Potenziale Ausbau EE PV-Aufdach	85
Tabelle 13: Potenziale Ausbau EE Solarthermie	86
Tabelle 14: Potenziale Ausbau EE PV-Freifläche	89
Tabelle 15: Potenziale Ausbau EE Windkraft	92
Tabelle 16: Potenziale Ausbau EE Biogas.....	93
Tabelle 17: Potenziale Ausbau EE Holzartige Biomasse.....	97
Tabelle 18: Potenziale Ausbau EE Wasserkraft.....	97
Tabelle 19: Übersicht der betrachteten Umspannwerke	116
Tabelle 20: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken im Ist-Stand	133

Tabelle 21: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Verbrauch Zieljahr im Mittelweg.....	135
Tabelle 22: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau PV + WKA im Mittelweg.....	137
Tabelle 23: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau PV + WKA + BS im Mittelweg.....	141
Tabelle 24: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau PV + WKA + BS + netzdienliche Flexibilisierung im Mittelweg	144
Tabelle 25: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau PV + BS ohne WKA im Mittelweg.....	147
Tabelle 26: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau WKA + BS ohne PV im Mittelweg.....	149
Tabelle 27: Übersicht der abgeregelten Energiemengen je Simulationsstufe und Szenario.....	150
Tabelle 28: Gegenüberstellung der potenziell mit Überschussstrom erzeugbaren Wasserstoffmengen mit den theoretisch benötigten Wasserstoffmengen zur Deckung des Stromdefizits über ein Wasserstoff-Reservekraftwerk zur Erreichung elektrischer Autarkie im Landkreis.....	152
Tabelle 29: Übersicht der alternativen Erzeugungstechnologien.	164
Tabelle 30: Schematischer Ablauf der GIS-Analyse für die Ausweisung dezentraler Wasserstoffgebiete.....	170

Tabelle 31: Dimensionierung der möglichen Wasserstofferzeugungsanlagen im
Landkreis..... 183

1 Einleitung

Mit dem digitalen Energienutzungsplan Plus für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim wurde ein Instrument zur Umsetzung einer nachhaltigen Energieerzeugungs- und Energieversorgungsstruktur erarbeitet. Der Fokus liegt dabei auf der Identifizierung von konkreten Handlungsmöglichkeiten vor Ort, um die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien zu forcieren. Der digitale Energienutzungsplan Plus umfasst:

- eine umfassende Bestandsaufnahme der derzeitigen Energieinfrastruktur mit einer detaillierten Energie- und CO₂-Bilanz in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr,
- ein digitales Energiemodell mit gebäudescharfem Wärmekataster in den Verbrauchergruppen Private Haushalte, Kommunale Liegenschaften und Wirtschaft,
- eine gebäudespezifische Analyse des Sanierungspotenzials,
- eine standortspezifische Potenzialanalyse von Einsparungen von Energie, Transformationsprozessen und zum Ausbau erneuerbarer Energieträger aufgeteilt in die Szenarien „Mittelweg“, „Konservativ“ und „Ambitioniert“,
- eine Darstellung des resultierenden bilanziellen Energieszenarios bis zum Jahr 2040 für die drei Szenarien,
- den Aufbau eines digitalen Zwillings des Energiesystems im Landkreis unter Berücksichtigung der Netzinfrastruktur,
- die technische Wasserstoff-Potenzialanalyse im Landkreis,
- die Ausarbeitung eines umfassenden Maßnahmenkatalogs mit einer detaillierten Betrachtung einzelner Schwerpunktprojekte.

Das Projekt wurde durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie mit einem Fördersatz von 70 % gefördert.

Hinweis zum Datenschutz:

Die Erstellung eines Energienutzungsplans setzt zum Teil die Erhebung und Verwendung von Daten voraus, die zumindest mittelbar einen Personenbezug aufweisen können (z. B. Datenerhebungsbögen, Verbrauchsangaben). Auch wenn es sich dabei ausschließlich um energierelevante Informationen handelt und nicht um Informationen zu Personen selbst, werden im folgenden Hauptteil des Abschlussberichts ausschließlich zusammengefasste und anonymisierte Daten dargestellt, welche keinen unmittelbaren Rückschluss auf die personenbezogenen Daten zulassen.

2 Projekttablauf und Akteursbeteiligung / Partizipation / Akzeptanzförderung

2.1 Projektphasen

Die Entwicklung des digitalen Energienutzungsplan Plus erfolgte in mehreren Projektphasen. Zunächst wurde auf Basis einer umfassenden Bestandsaufnahme eine fortschreibbare Energiebilanz für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr im Ist-Zustand (Bilanzjahr 2023) erstellt. Dabei wurde zwischen den Verbrauchergruppen "Private Haushalte", "Kommunale Liegenschaften", und "Wirtschaft" unterschieden. Die Energieströme wurden, aufgeschlüsselt nach den einzelnen Energieträgern (Strom, Erdgas, Heizöl, Biomasse, ...) erfasst und der Anteil der erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung ermittelt. Ausgehend von der energetischen Ausgangssituation wurde der CO₂-Ausstoß berechnet. Als zentrales Ergebnis dieser Projektphase wurde ein gebäudescharfes Wärmekataster ausgearbeitet.

Anschließend wurde eine Potenzialanalyse für die drei Szenarien „Mittelweg“, „Konservativ“ und „Ambitioniert“ durchgeführt. Innerhalb dieser Szenarien wurde verbrauchergruppenspezifisch untersucht, welche Energieeinsparpotenziale und Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz realistisch ausgeschöpft werden können. Des Weiteren wurden Transformationsprozesse untersucht. Diese beinhalten vor allem Power-to-X, also die Nutzung von Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr. Abschließend wurden die erschließbaren Ausbaupotenziale regionaler erneuerbarer Energieträger analysiert. Für jedes Szenario wurden dabei unterschiedliche Annahmen getroffen, welche zusammen drei mögliche bilanzielle Energieszenarios ergeben. Alle Szenarien wurden mit einer Steuerungsrunde abgestimmt.

Basierend auf den Daten zum Stromnetz im Landkreis wurden Simulationsmodelle für die Mittelspannungsnetze erstellt. Mithilfe dieser wurde der Ist-Stand sowie das verbleibende Ausbaupotenzial erneuerbarer Energieeinspeisungsanlagen der bestehenden Infrastruktur analysiert. Zusätzlich wurde ein digitaler Zwilling des elektrischen Energiesystems des gesamten Landkreises erstellt, um die Auswirkungen der in der Potenzialanalyse definierten Szenarien zu untersuchen, zu diskutieren und Maßnahmen und Handlungsempfehlungen daraus abzuleiten.

Parallel zur Simulation wurde eine technische Wasserstoffpotenzialanalyse zur Identifizierung geeigneter Standorte im Landkreis durchgeführt. Dabei wurde eine Standortanalyse mittels Geoinformationssystem (GIS) durchgeführt. Diese Analyse basiert unter anderem auf den im Rahmen des ENPs erhobenen Daten. Ziel dieser Analyse war es, für die Wasserstoffwirtschaft, vor allem erzeugungsseitig, ideale Standorte im Landkreis zu identifizieren, welche in nachfolgenden technisch-wirtschaftlichen Detailstunden explizit betrachtet werden sollen.

Zentrales Element des digitalen Energienutzungsplans ist die Ausarbeitung eines Maßnahmenkatalogs für den Landkreis, der konkrete Projekte als Basis der weiteren Umsetzung beschreibt. Dieser Maßnahmenkatalog wurde in enger Absprache mit kommunalen Akteuren ausgearbeitet und basiert auf den Ergebnissen der vorangegangenen Analysen.

2.2 Abstimmung mit allen relevanten Akteuren

- **Auftaktveranstaltung:**

Die grundlegende und strategische Organisation, die Zeitplanung und die fachliche Ausrichtung des digitalen Energienutzungsplans wurde bei einer Auftaktveranstaltung besprochen.

- **Abstimmungstermine in Steuerungsrunde:**

Zu Projektbeginn wurde eine Steuerungsrunde mit Vertretern aus Kommunen, Landratsamt und zuständigen Netzbetreibern gegründet. Im Rahmen von insgesamt fünf Steuerungsrunden wurden regelmäßig die Zwischenergebnisse abgestimmt und fortgeschrieben, sowie wesentliche Meilensteine gemeinsam beschlossen. Zudem erfolgte eine Abstimmung des Maßnahmenkatalogs mit Priorisierung und Darstellung der nächsten Schritte und Festlegung

der verantwortlichen Akteure. Zu einzelnen Fachthemen wurden außerdem weitere zuständige Behörden, Fachexperten und Verbände eingebunden (siehe Kapitel 5).

- **Abschlussveranstaltung:**

Die Endergebnisse des digitalen Energienutzungsplans wurden als Abschlussbericht übergeben und dem Ausschuss für Kreisentwicklung und Umwelt des Landkreises Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim sowie den Bürgermeisterinnen und Bürgermeistern im Zuge der Jahreshauptversammlung des Kreisverbands des bayerischen Gemeindetags vorgestellt.

2.3 Visualisierung wesentlicher Ergebnisse in einem Geoinformationssystem (GIS)

Der digitale Energienutzungsplan basiert auf einer umfangreichen Datenbank mit Visualisierung der wesentlichen Ergebnisse in einem GIS. Die Datensätze wurden dem Auftraggeber übermittelt. Dieser Abschlussbericht bildet somit nur einen Bestandteil der ausgearbeiteten Leistungen im Rahmen des Energienutzungsplans ab. Im GIS sind unter anderem die nachfolgenden Informationen aufbereitet:

- Gebäudescharfes Wärmekataster – Darstellung thermischer Hotspots in Form einer Heatmap
- Georeferenzierte Darstellung der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien im Ist-Zustand
- Lage der Mittelspannungsnetze inkl. darauf aufbauender Analysen
- Gebäudescharfes Sanierungskataster
- Potenzialanalyse erneuerbarer Energien, z. B. Analyse potenzieller Flächen für Freiflächen-Photovoltaik
- Potenzial- und Standortanalyse einer möglichen Wasserstoffinfrastruktur

Die GIS-Daten können vom Auftraggeber in vielfältiger Form für die tägliche Arbeit genutzt werden. Als Beispiel sei hier die Nutzung des gebäudescharfen Wärmekatasters aufgeführt. Wärmekataster finden als Planungs- und Entscheidungsgrundlage beim Ausbau von Wärmenetzen, bei der Entwicklung von Förder- und Sanierungsmaßnahmen, in der Energie- und Sanierungsberatung sowie im Rahmen des Klimaschutzmonitorings Anwendung. Sie bieten eine solide Grundlage zur Ausarbeitung der kommunalen Wärmeplanung.

3 Regulatorische Hürden im Energiesektor

Dieses Kapitel des Berichts befasst sich mit den regulatorischen Hürden im Rahmen des Energienutzungsplan Plus. Der ENP+ bildet einen wesentlichen Bestandteil der strategischen Neuausrichtung in der Energiepolitik und zielt darauf ab, die Nutzung erneuerbarer Energien effizienter in das bestehende Energiesystem zu integrieren. Dabei rücken vor allem Herausforderungen in den Bereichen Gesetzgebung, technische Steuerbarkeit und ökonomische Anreize in den Fokus.

Insbesondere zeigt sich, dass veraltete Netzentgeltsysteme sowie unzureichende Regelungen zur Fernsteuerung kleinerer Photovoltaik (PV)-Anlagen zu negativen Börsenpreisen und zusätzlichen Kosten führen können. Diese Faktoren behindern nicht nur den Fortschritt der Energiewende, sondern erschweren auch die nachhaltige Integration erneuerbarer Technologien. In diesem Kapitel werden daher bestehende Regelungen und Marktmechanismen analysiert, um aufzuzeigen, wo Reformbedarf besteht und welche Lösungsansätze bereits diskutiert bzw. umgesetzt werden.

Technische Neuerungen, wie der vermehrte Einsatz intelligenter Messsysteme, und gesetzliche Anpassungen, etwa im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), sollen im Kontext des ENP näher beleuchtet werden. Ziel des Kapitels ist es, einen fundierten Überblick über die aktuellen regulatorischen Herausforderungen zu bieten und Ansätze zu präsentieren, die dazu beitragen, die Integration erneuerbarer Energien im Gesamtgefüge zukunftsfähig zu gestalten.

3.1 Photovoltaik

Die unregelmäßige Einspeisung von Solarstrom trägt zunehmend zur Bildung negativer Börsenpreise bei und verursacht erhebliche volkswirtschaftliche Kosten. **Im Jahr 2024 waren bereits etwa 5 % der Stunden von negativen Börsenpreisen betroffen** [1], 2025 waren etwa 6,5 % der Stunden betroffen. [1] Obwohl Photovoltaik-Anlagen technisch flexibel sind, fehlt es häufig an Fernsteuerungsmöglichkeiten sowie an finanziellen Anreizen, um die Einspeisung bei negativen Preisen zu reduzieren. Besonders kleine Dachanlagen, die **rund 70 % der installierten Solaranlagen ausmachen, erhalten eine feste Einspeisevergütung, unabhängig vom Börsenpreis.** [2] Dadurch besteht für diese Anlagen kein wirtschaftlicher Anreiz, die Einspeisung in Zeiten negativer Preise zu drosseln. [3] Dies führt insbesondere an sonnigen Tagen mit geringem Stromverbrauch zu Überschüssen, die extreme Preisverfälle verursachen und die Stabilität des Strommarktes gefährden. Um Herausforderungen zu begegnen, sollten zukünftige Solaranlagen in der Lage sein, auf Strompreissignale zu reagieren.

Nachfolgende Abbildung 1 zeigt die Häufigkeit negativer Börsenpreisstunden in den einzelnen Monaten des Jahres 2024 ermittelt aus den Day-Ahead-Strompreisen. Durch die Häufung von Negativstunden im Sommer ist die Auswirkung von unregelmäßiger PV-Einspeisung sehr gut erkennbar. Insgesamt traten 457 Negativstunden auf.

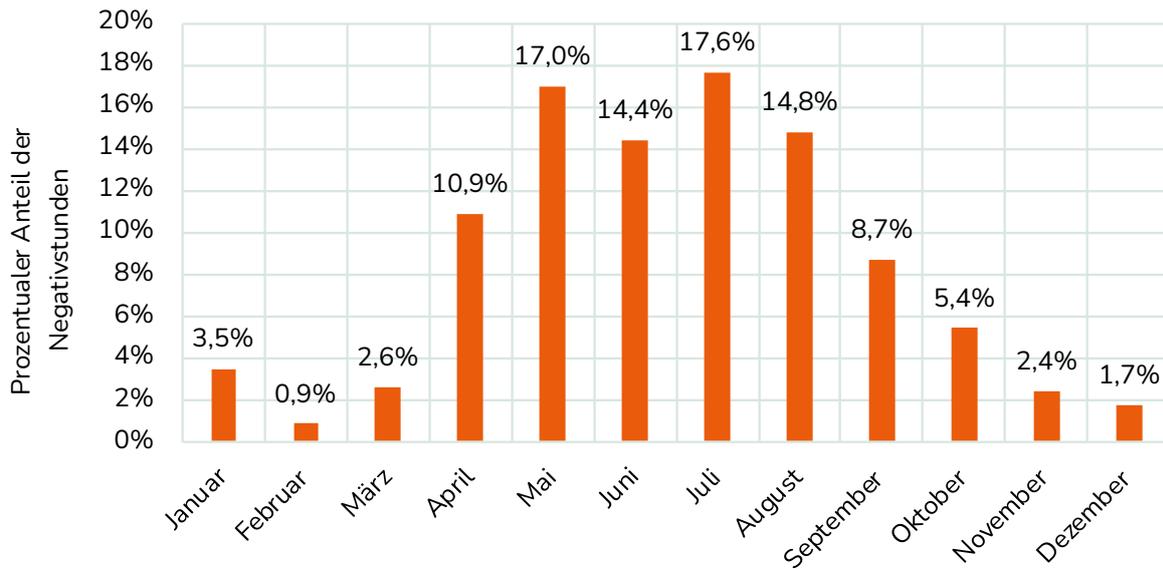


Abbildung 1: Häufigkeit der Negativstunden im Jahr 2024

3.1.1 Ehemalige Regelung: Einspeisebegrenzung für Photovoltaikanlagen

Im Zuge der Novellierung des EEG im Jahr 2023 wurde die lange geltende Einspeisebegrenzung für Photovoltaikanlagen (PV) unter 25 Kilowatt (kW) aufgehoben (siehe EEG 2021 § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3). Diese Änderung betrifft insbesondere die bisher geltende 70%-Regel, die vorsah, dass PV-Anlagen nur 70 % ihrer Nennleistung ins Netz einspeisen durften.

Neue PV-Anlagen bis 25 kWp, die nach dem 14. September 2022 in Betrieb genommen wurden (EnSiGuaÄndG Artikel 7 Satz 1 Nummer 1) sowie Bestandsanlagen bis 7 kWp dürfen 100 % ihrer Nennleistung einspeisen (EEG 2023 § 100 Abs. 3a). Für größere Bestandsanlagen kann die Begrenzung nach der Installation eines Smart Meters aufgehoben werden (EEG 2023 § 9 Abs. 2). Diese Maßnahme zielt darauf ab, den Ausbau erneuerbarer Energien zu fördern und die Investition in PV-Anlagen wirtschaftlich attraktiver zu gestalten.

Das neue **Solarspitzengesetz** [4] vom 21.02.2025, welches zum 25.02.2025 in Kraft getreten ist, begrenzt mit der Änderung des § 9 Abs. 2 EEG neue PV-Anlagen wieder in ihrer Leistung auf 60 %, um eine Netzüberlastung zu verhindern. Dies gilt nur für neue Anlagen und wenn die Anlage nicht über ein intelligentes Messsystem regelbar ist.

Nachfolgende Abbildung 2 zeigt eine nach der Größe geordnete Jahresdauerlinie eines Einspeiseprofils einer typischen PV-Anlage mit beispielhaft einem Kilowattpeak Leistung. Dabei ist zu erkennen, dass eine PV-Anlage in Deutschland in der Regel ca. 4.000 Betriebsstunden und ca. 1.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr erreicht. Eine Abregelung von 70 % der Nennleistung würde ca. 137 Betriebsstunden im Jahr betreffen (3,4 % der Betriebsstunden der PV-Anlage). Die abgeregelt Energie oberhalb der 70 % innerhalb der 137 Betriebsstunden entspricht ca. 0,6 % (< 1 %) der jährlich erzeugten Energiemenge.

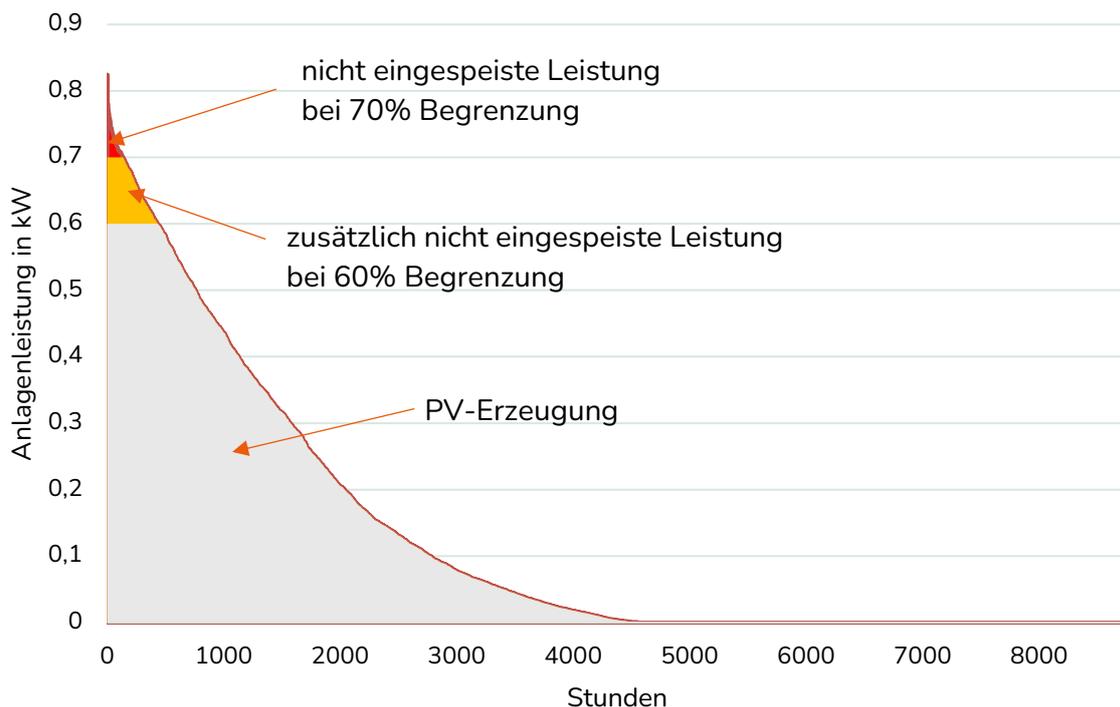


Abbildung 2: Beispielhafte Jahresdauerlinie PV-Anlage mit 1 kWp Leistung

Zwischenfazit:

Die Abregelung von Erzeugungsanlagen sollte grundsätzlich mit dem Ziel einer maximalen Integration erneuerbarer Energien in den Strommix minimiert werden. Insbesondere bei Photovoltaikanlagen ist jedoch eine wirtschaftliche Abwägung erforderlich, inwieweit eine gezielte Reduktion der Einspeiseleistung unter Berücksichtigung der dadurch vermiedenen Netzausbaukosten gerechtfertigt ist.

3.1.2 Fehlende Ansteuerbarkeit für Kleinanlagen

Eine aktuelle Studie des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE [5] schreibt der Photovoltaik eine besondere Rolle unter den Stromerzeugungsarten zu. Während kleine, nicht steuerbare Anlagen bei anderen Technologien eher selten sind, sind sie bei PV-Anlagen häufig. Die nachfolgenden Diagramme aus der genannten Studie geben Aufschluss über die Anlagenleistung bzw. die Anzahlverteilung der installierten Photovoltaikanlagen nach ihrer jeweiligen Leistungsgruppe. Es zeigt sich, dass rund 90 % der etwa 3,3 Millionen PV-Anlagen eine Leistung von unter 25 kW besitzen und damit etwa ein Drittel der Gesamtleistung stellen, die im August 2023 bei etwa 75 Gigawatt (GW) lag und inzwischen auf 93 GW gestiegen ist. [6]

Es fällt auf, dass die Aussage, wonach 70 % der neuen Anlagenleistung ungesteuert seien, ausschließlich auf neu installierte Anlagen Bezug nimmt. In diesem Zusammenhang ist insbesondere der erhebliche Zuwachs im privaten Photovoltaik-Sektor hervorzuheben, der maßgeblich zu dieser Entwicklung beiträgt. [7]

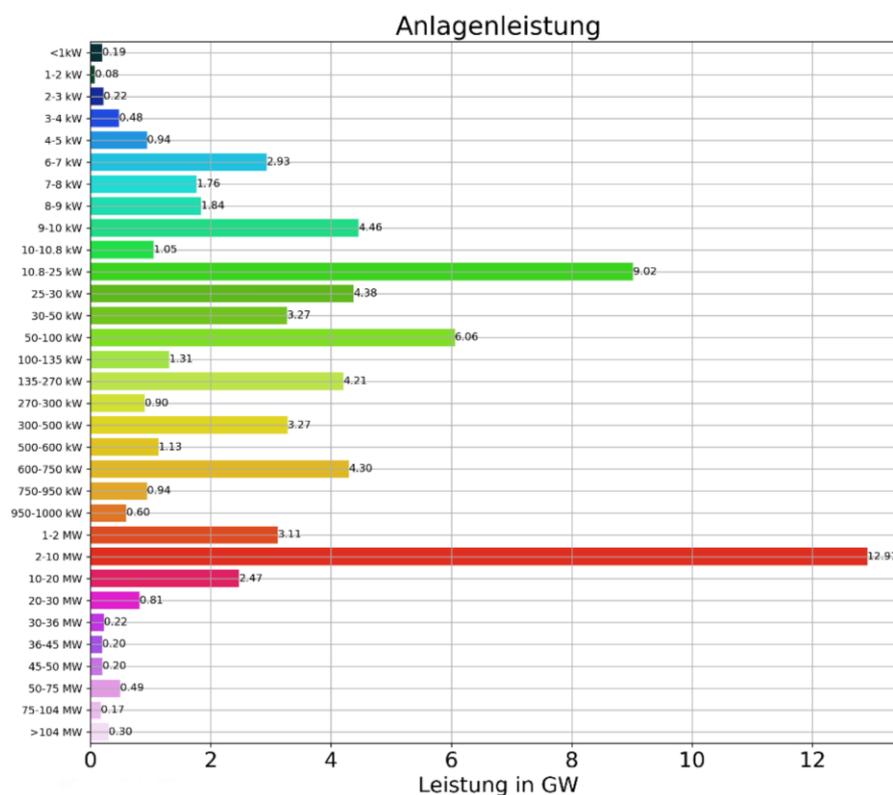


Abbildung 3: Summenleistung innerhalb der Leistungsgruppen; Grafik: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE [5]

Neben der Summenleistung innerhalb der Leistungsgruppen (Abbildung 3) ist in folgender Abbildung 4 die Anlagenanzahl der einzelnen Leistungsgruppen dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass kleine Einheiten < 25 kW rund 90 % aller Anlagen und ein Drittel der Gesamtleistung darstellen.

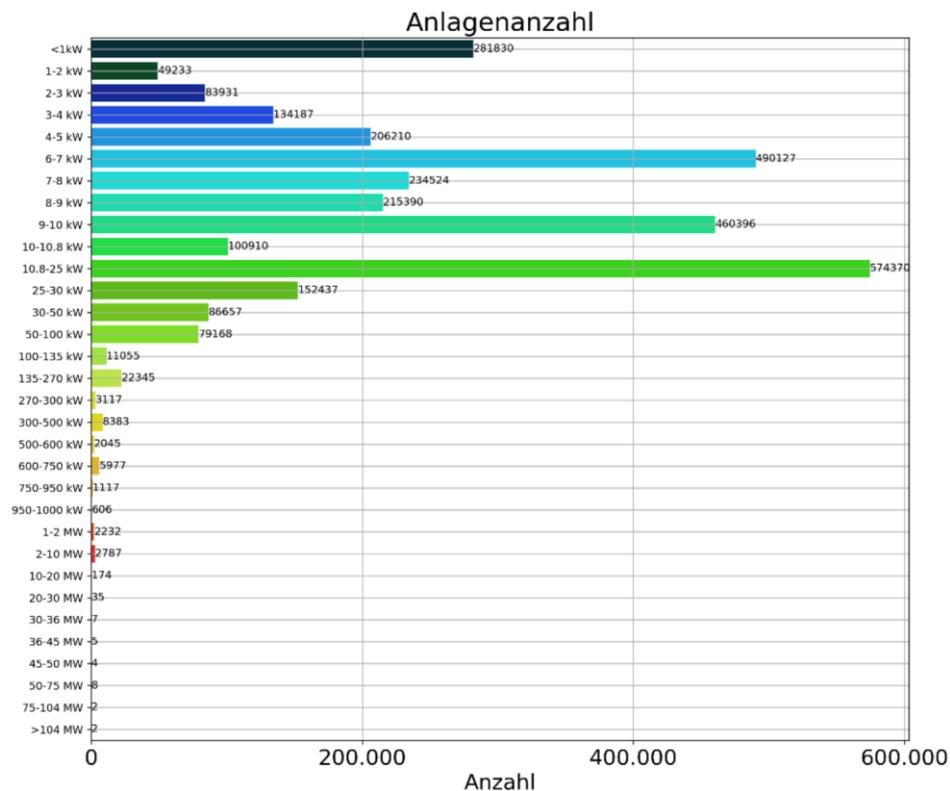


Abbildung 4: Anzahl der installierten Photovoltaik-Anlagen in den einzelnen Leistungsgruppen; Grafik: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE [5]

Dabei bleibt es schwierig vorherzusagen, ob der Anteil kleiner PV-Anlagen in Zukunft sinken wird. Noch schwierigere Prognosen sind zu steuerbaren Verbrauchern zu machen, da diese oft nicht meldepflichtig sind. **Die Studie empfiehlt, daher gleichzeitig auch private Ladepunkte und Wärmepumpen neben den Erzeugungsanlagen im Marktstammdatenregister mit bundesweit einheitlicher Struktur zu erfassen. Anhand der vorliegenden Daten argumentieren die Autoren, dass die Ausweitung des Netz- und Einspeisemanagements auf kleinere Anlagen unter 25 kW vonnöten ist. Zusätzlich zum intelligenten Messsystem (iMSys), auch Smart Meter genannt, könnte die Nutzung von Home Energy Systemen die Steuerbarkeit kostengünstig und massentauglich machen.** [6]

Auch das Bundeswirtschaftsministerium formuliert in der aktuellen „Wachstumsinitiative“ das Ziel, dass in Zukunft „die Einspeisung (fast) jeder Anlage im Bedarfsfall regelbar sein müsse“. Der nun geplante „Steuerungsrollout“ soll alle Erneuerbaren-Anlagen ab zwei Kilowatt Leistung umfassen, mit einem Fokus auf Neuanlagen. Aktuell liegt die Einbauquote laut Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung zwischen 7 und 100 kW sowie Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch zwischen 6.000 und 100.000 Kilowattstunde (kWh) bei 12,47 %. Dabei haben 340 der 811 Messstellenbetreiber zum Jahreswechsel auf 2025 noch nicht mit dem Rollout begonnen. [8]

In der Übergangsphase soll die Einspeiseleistung auf 60 Prozent begrenzt werden. Zwar erhält man dadurch eine geringere Energieausbeute. Dennoch bleiben die Verluste vernachlässigbar klein, wenn die Anlage mit einem Speicher ergänzt wird. Das Hauptziel ist, dass die Anlagen für den Netzbetrieb sichtbar und steuerbar werden. Daher sind jährliche Tests der Sichtbarkeit und Steuerbarkeit sowie der Steuerungsfähigkeit der Netz- und Messstellenbetreiber vorgesehen. Bis zur Installation von Smart-Meter-Gateways und Steuerungstechnik soll die Steuerung mit bestehender Technik erfolgen. Die Ausstattung soll über die Messstellenbetreiber organisiert werden, wobei die Anlagenbetreiber anteilig an den gesetzlich gedeckelten Kosten beteiligt werden sollen. [9]

Problematisch bleibt die Abregelung der Anlagen jedoch, da aktuell in fast allen Fällen nicht die eingespeiste Leistung am Netzanschlusspunkt abgeregelt wird, sondern die an den Wechselrichtern der Photovoltaik-Anlage erzeugte Leistung. Dadurch werden die zum jeweiligen Zeitpunkt gerade aus der Photovoltaik-Anlage versorgten Verbraucher des Betriebes ebenfalls nicht mehr versorgt, sondern müssen wegen der Abregelung oft über Stunden mit teurem Netzstrom betrieben werden, was zu zusätzlichen Kosten für den Besitzer einer PV-Anlage führt, die auch durch Redispatch-Zahlungen nicht gedeckt werden. [10]

Durch die Umstellung auf eine Abregelung der Leistung am Netzanschlusspunkt, würde der Eigenverbrauch möglich bleiben. Nach dem Bericht des Strommarkttreffen des Bundesverbands Neuer Energiewirtschaft e.V. (bne), könnten sogenannte „**Qualitäts-Prosumer**“ (also **Eigenverbraucher**) daher dem System nützen und somit eine Garantie erhalten, dass der **Eigenverbrauch möglich bleibt, wenn die PV-Einspeisung aus Systemgründen „gedimmt“ werden muss.** [11]

Die Teil-Novelle des EnWG (im Rahmen des sog. Solarspitzenengesetz) erhöht als Anreiz für eine verbesserte Steuerbarkeit der Anlagen künftig die Kostensätze für den Pflichteinbau intelligenter Messeinrichtungen. So soll der Smart-Meter-Rollout beschleunigt werden.

Das neue Solarspitzenengesetz [4], das Ende Februar in Kraft getreten ist, begrenzt darüber hinaus **neue** PV-Anlagen wieder in Ihrer Leistung auf 60 %, um eine Netzüberlastung zu verhindern. Dies gilt nur, wenn die Anlage kleiner 100 kW ist und dabei nicht mittels intelligentem Messsystem regelbar ist. Balkonkraftwerke (Stecker-Solar-Geräte) sind von der Regelung ausgenommen.

3.1.3 Stetiger Solarzubau trifft stagnierenden Stromverbrauch

Ab 2025 verpflichtet das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland (BMWK) die Netzbetreiber, dynamische Stromtarife anzubieten, wobei „Smart Meter“ eine zentrale Rolle spielen. Diese intelligenten Messsysteme messen in Echtzeit Verbrauchsdaten und helfen bei der Preisbildung. Verbraucher mit einem jährlichen Verbrauch ab 6.000 kWh und ab 7 kW installierter PV-Leistung müssen ab 2025 ein intelligentes Messsystem nutzen (§ 29 Abs 1. MsbG). Anlagenbetreiber, die Anlagen unter der 7 kW Leistungsgrenze betreiben, sollten nach dem Ergebnis des abgehaltenen Strommarkttreffen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (27.09.2024) nicht zur Umrüstung auf Fernsteuerung ihrer Anlagen verpflichtet werden, da ein unverhältnismäßig hoher Umsetzungsaufwand entstünde, der damit den EE-Zubau beeinträchtigen könnte. Um die Umsetzung der Fernsteuerbarkeit der Anlagen zu erleichtern, wurden bereits durch das Solarspitzenengesetz im EEG 2023 diverse Entbürokratisierungen vorgenommen. [4]

Trotz dieser Reformen wird nur eine begrenzte Entlastung von Stromüberschüssen erwartet. Probleme entstehen durch den jährlichen Solarzubau von 15 GW bei stagnierendem Stromverbrauch. Die aktuellen Regierungsziele für den Bestand von Photovoltaik wurden bereits übertroffen [12] und eine Verlangsamung des Zubaus oder eine Entschärfung durch Direktvermarktung ist derzeit nicht absehbar. [13]

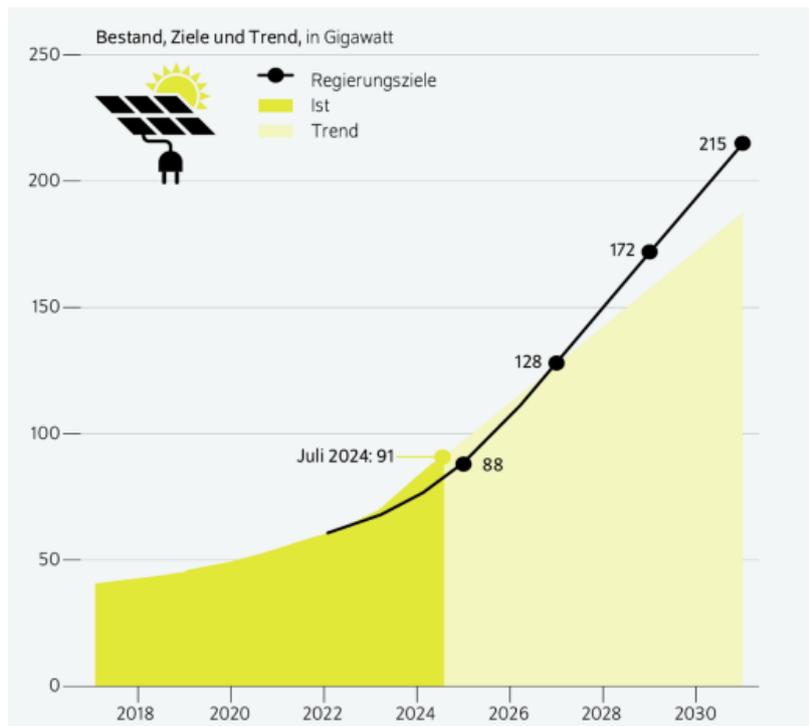


Abbildung 5: Ausbau des Bestands von Photovoltaik in GW[12]

3.1.4 Ältere Anlagen verursachen höhere Kosten

Die Eingliederung älterer PV-Anlagen in den Redispatch 2.0 (alle Anlagen > 100 Kilowatt (kW) sowie jederzeit ansteuerbare Anlagen müssen in Redispatch-Maßnahmen miteinbezogen werden) erfordert einen höheren Aufwand als bei neuen Anlagen, insbesondere bei der Herstellung der Fernsteuerbarkeit. Um sich vor einem Redispatch-Aufruf zu schützen, müssen Anlagen, die keine reinen Einspeiseanlagen sind, ihren Eigenverbrauch kontinuierlich über Prognosen an den Netzbetreiber übermitteln, was besonders für kleine und mittelständische Unternehmen schwierig ist. Angemeldete Eigenbedarfe können dennoch abgeregelt werden, was zu zusätzlichen Kosten führt, wenn Strom vom Markt bezogen werden muss. Ein standardisierter Prozess für die Erstattung dieser Differenzkosten fehlt, was zu hohem administrativem Aufwand führt. Zudem ist kein Ausgleich für den Bilanzkreis des Lieferanten vorgesehen, was bei häufigen Regelungen zu Preiserhöhungen und zusätzlichen Belastungen für die Betreiber führen kann. [14]

Um diesem netzundienlichen Verhalten entgegenzuwirken, wird es für neue Anlagen künftig unattraktiver den Strom trotz negativer Börsenpreise einzuspeisen. Diese wichtige Neuerung

durch das Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen, das sogenannte Solarspitzenengesetz [4], bewirkt, dass nach § 51 EEG keine EEG-Einspeisevergütung mehr gezahlt wird, während an der Börse negative Strompreise gehandelt werden. So wird vermieden, dass trotz fehlender Nachfrage nach Strom EEG-Zahlungen den Steuerzahler belasten. Um keine PV-Anlagenbetreiber zu benachteiligen, werden die Zeiten mit fehlender EEG-Zahlung nach § 51a EEG an die geläufige 20-jährige Förderdauer angehängt. So wird trotzdem eine Investitionssicherheit garantiert und die Rentabilität neuer Photovoltaik-Anlagen aus Sicht des Bundesverbands Solarwirtschaft „nicht nennenswert beeinträchtigt“. [15]

Bestandsanlagenbetreibern wird nach § 100 Abs. 47 EEG angeboten in die neue Regelung zu wechseln. Dafür wird im Gegenzug der Vergütungssatz um 0,6 ct/kWh erhöht.

Kernaussagen:

- Die unregelmäßige Einspeisung von Solarstrom führt zunehmend zu negativen Börsenpreisen und hohen volkswirtschaftlichen Kosten. Besonders kleine Dachanlagen ohne finanzielle Anreize zur Einspeisebegrenzung verschärfen dieses Problem.
- Die frühere 70-%-Einspeisebegrenzung für PV-Anlagen wurde im EEG 2023 aufgehoben, um den EE-Ausbau zu fördern. Das neue Solarspitzenengesetz von 2025 führt jedoch wieder eine 60-%-Begrenzung für neue Anlagen ohne intelligente Steuerung ein.
- Rund 90 % der PV-Anlagen haben eine Leistung unter 25 kW und sind meist nicht fernsteuerbar. Dies erschwert das Einspeisemanagement und führt zu Netzproblemen. Der geplante „Steuerungsrollout“ soll daher auch kleinere Anlagen erfassen.
- Während jährlich etwa 15 GW neue PV-Kapazität installiert werden, stagniert der Stromverbrauch. Dies verschärft die Problematik der Überschusseinspeisung und negativen Preise.
- Eine Einbindung älterer Anlagen in das Redispatch 2.0-System ist teuer und aufwendig, da sie oft nicht steuerbar sind.

3.2 Netze und Strommarkt

3.2.1 Direktvermarktung

Bei der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien wird der erzeugte Strom über das Marktprämienmodell an der Strombörse (z. B. Spotmarkt der European Energy Exchange [EEX]) verkauft. Der Grünstrom wird dabei gleichberechtigt neben konventionell erzeugtem Strom gehandelt und zum gleichen Marktpreis verkauft. Die Strombörsenerlöse werden vom Direktvermarkter an den Betreiber überwiesen. Die Marktprämie wird inklusive der eingepreisten Managementprämie vom Verteilnetzbetreiber ausgezahlt. Bei der Direktvermarktung unterscheidet man zwischen der verpflichtenden Direktvermarktung von Neuanlagen und der optionalen Direktvermarktung von Bestandsanlagen.

Die Direktvermarktung wurde für Biogasanlagen mit dem EEG 2012 eingeführt. Mit dem EEG 2014 wurde die verpflichtende Direktvermarktung ab 100 kW generell eingeführt. Seit dem EEG 2017 sind Wind- und PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 750 kW sowie Biogasanlagen ab einer Leistung von 150 kW verpflichtet, an der Ausschreibung nach dem Marktprämienmodell teilzunehmen. Der anzulegende Wert (die Vergütung der Anlage in ct/kWh) richtet sich nach dem Gebot, das die Anlagenbetreiber in der Gebotsrunde angeben. Die Betreiber müssen nach der Ausschreibung ihren Strom an der Börse direkt vermarkten. Nach dem EEG 2021 müssen Anlagen ab einer installierten Leistung von 100 kW ihren Strom direkt vermarkten, sowie die Fernsteuerbarkeit der Anlage durch ein zentrales Leitsystem gegeben sein. [16]

Liegt der Erlös der Direktvermarktung unter dem anzulegenden Wert, wird ein Differenzkostenbetrag (Marktprämie) aus dem EEG-Konto gezahlt. Liegt der Direktvermarktungsbetrag über dem anzulegenden Betrag, kann der Anlagebetreiber diesen Wert einbehalten.

Darüber hinaus können Bestandsanlagen unter 100 kW – wie bereits weiter oben erwähnt - in das Direktvermarktungsmodell nach dem Marktprämienmodell wechseln. [17]

Das Bundeswirtschaftsministerium plant in einem Entwurf zur „Wachstumsinitiative“ [18], dass die Direktvermarktung für Neuanlagen weiterentwickelt wird. Dabei soll die Schwelle zur Direktvermarktungspflicht für Neuanlagen von aktuell 100 kW in drei Jahresschritten auf

25 kW reduziert werden. Außerdem soll der Wechsel zwischen verschiedenen Vermarktungsformen vereinfacht, sowie Sanktionen für die verspätete Meldung der Vermarktungsform reduziert werden. Neuanlagen sollen keine Vergütung mehr erhalten, wenn die Strompreise an der Börse negativ sind. Dies betreffe sowohl Anlagen in der Direktvermarktung als auch solche mit Einspeisevergütung. Um die Investitionssicherheit zu gewährleisten, sollen die unvergüteten Stunden nach den 20 Jahren Laufzeit angehängt werden.

Des Weiteren plant das Bundeswirtschaftsministerium mit einer Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV), dass die Übertragungsnetzbetreiber die Einspeisung der Anlagen reduzieren dürfen, falls sie den Strom zu negativen Preisen verkaufen müssen. Geplant sei, dass die Abregelung der Einspeisung von Neuanlagen ohne Entschädigung erfolge. Nichtsdestotrotz soll der Eigenverbrauch nicht davon betroffen sein. [9]

Ob und wann die von der ehemaligen Bundesregierung geplanten Vorhaben umgesetzt werden, ist offen. Wenngleich der Handlungsdruck mit zunehmendem EE-Ausbau nicht abnehmen wird.

3.2.2 Dynamische Stromtarife

Ab 2025 sind Energieversorger nach § 41a EnWG verpflichtet, allen Kunden einen dynamischen Stromtarif anzubieten. Diese bieten die Möglichkeit für Verbraucher auf Preissignale der Strombörse zu reagieren. [19] Insbesondere die schwankenden Strompreise der PV-Erzeugung, zeigen die Notwendigkeit zu reagieren. Die nachfolgende Abbildung 6 des Deutschen Instituts für Wirtschaftsförderung (DIW) Berlin beschreibt eindrücklich die aktuellen Verhältnisse. Diese zeigt den Strompreisverlauf für Wind- und PV-Anlagen in Abhängigkeit ihres Erzeugungsanteils. Der Erzeugungsanteil beschreibt dabei den Anteil der jeweiligen Erzeugungsart im Vergleich zur Gesamterzeugung zum damaligen Zeitpunkt. Es zeigt sich, dass ab einem Erzeugungsanteil von ca. 17 %, der Marktwert von erzeugtem PV-Strom durchschnittlich niedriger ist als der von Windstrom (egal ob Offshore- oder Landanlagen). Daher kann man in Zeiten von hoher PV-Leistung von einem stärkeren „Kannibalisierungseffekt“ der PV-Strompreise sprechen.

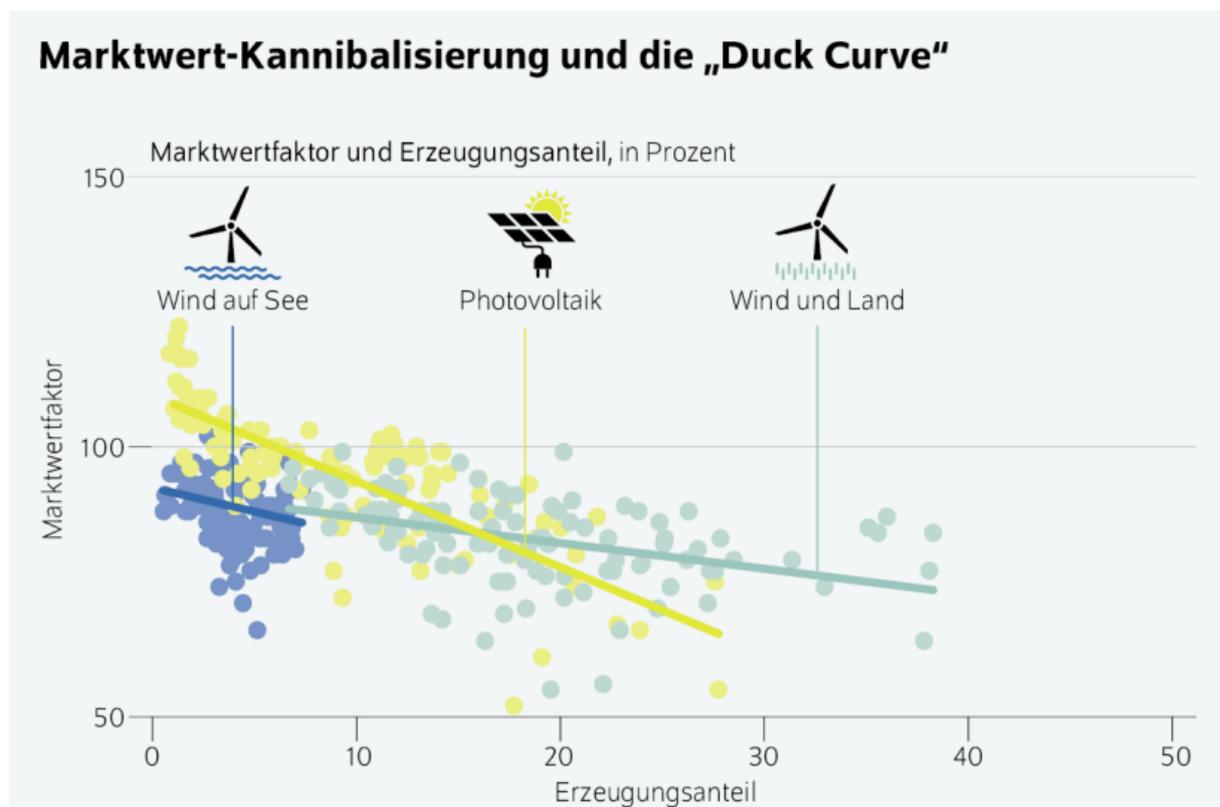


Abbildung 6: Marktwert-Kannibalisierung und „Duck Curve“ [12]

Dies bedeutet ebenso einen Abfall des durchschnittlichen Stromgroßhandelspreises zu den Zeiten von hoher PV-Einspeiseleistung. In den Sommermonaten sind im Laufe der letzten Jahre massive Preisabfälle zu beobachten (Abbildung 7). Daher wird eine höhere Flexibilität im Stromsektor benötigt, insbesondere im Bereich des Eigenverbrauchs. [12]

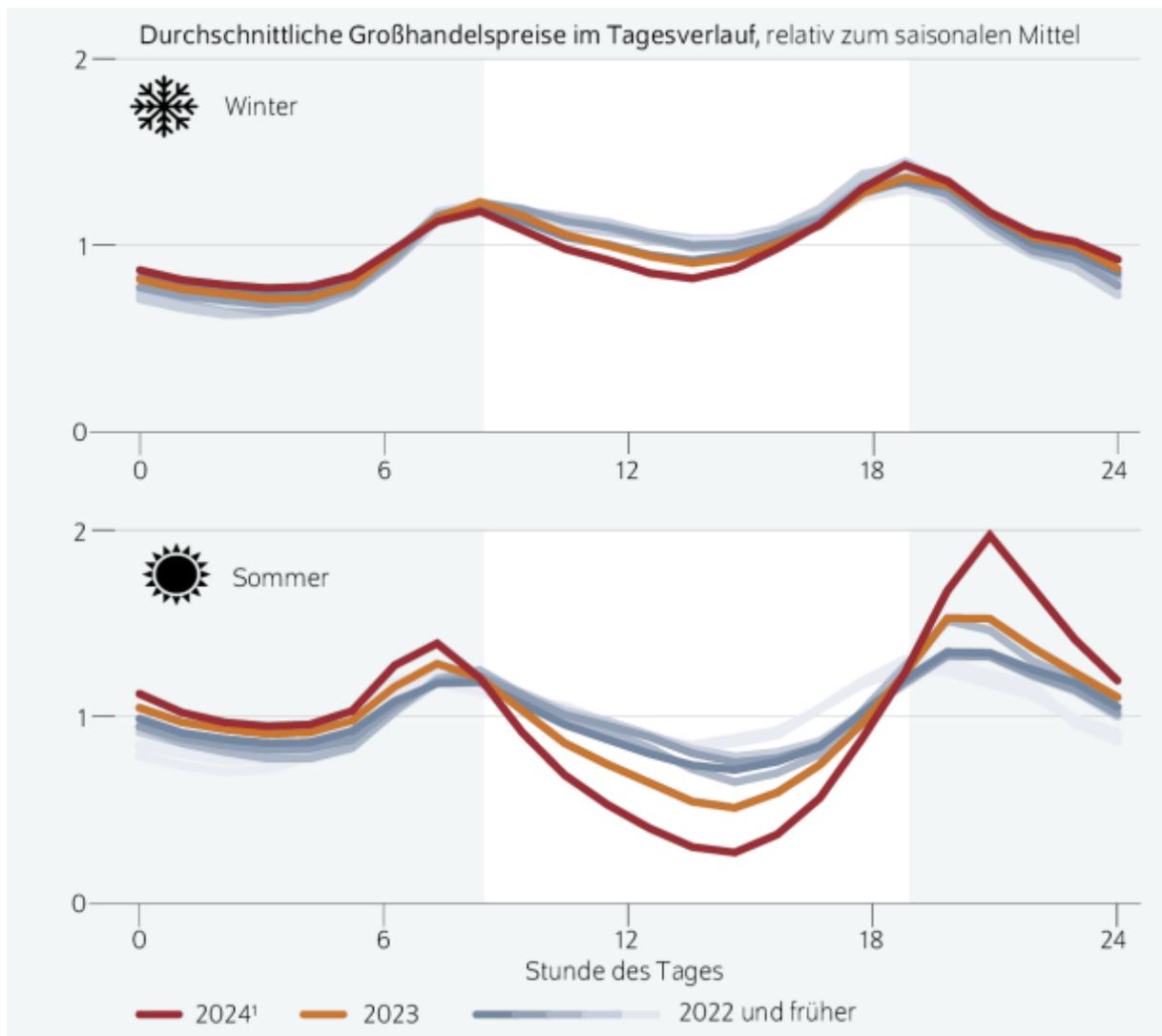


Abbildung 7: Großhandelspreise im Tagesverlauf [12]

In Zeiten von hoher PV-Leistung entstehen häufig günstige Börsenpreise. Allerdings können dynamische Stromtarife auch zu hoher lokaler Netzauslastung führen. Wie in der EU bereits länger üblich, wurden in Deutschland durch die Bundesnetzagentur die Regelungen zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen festgelegt. Damit wird den Netzbetreibern die Möglichkeit gegeben, dynamische Netzentgelte zu erheben bzw. anzubieten. [20] Hierbei können die Netzbetreiber Phasen definieren, in denen die Netzentgelte höher oder geringer

ausfallen. Profitieren können von dieser Regelung Netzanschlusskunden die eine steuerbare Verbrauchseinrichtung wie beispielsweise eine Wärmepumpe oder eine Wallbox für ein Elektroauto sowie einen Stromspeicher besitzen. Im Gegenzug dazu erhält der Stromnetzbetreiber die Möglichkeit die Leistung der Einrichtungen zu dimmen.

Die Nutzung eines intelligenten Messsystems ist eine Voraussetzung, um einen dynamischen Stromtarif nutzen zu können. Zur optimalen Ausnutzung des dynamischen Tarifs benötigt man ein Energiemanagementsystem, welches Lasten steuert. Des Weiteren ist die Nutzung besonders sinnvoll, wenn flexible Lasten wie ein Elektroauto, eine Wärmepumpe oder ein Speicher vorhanden sind.

Zusätzlich sieht eine Änderung der EEV vor, dass nach § 5 Abs. 3 EEV Übertragungsnetzbetreiber die Einspeisung der Anlagen reduzieren dürfen, bevor sie Strom zu negativen Preisen verkaufen müssen. Bei Neuanlagen soll diese Abregelung ohne Entschädigung erfolgen. Der Eigenverbrauch bleibt davon unberührt. [10]

Es ist fraglich ob und wie schnell hier ein Effekt am Strommarkt zu spüren ist, da die genannten Punkte erst eine große Investition voraussetzen. [19]

3.2.3 Überbauung der Netzanschlusspunkte (Flexible Netzanschlussvereinbarungen)

Im sogenannten Solarspitzenengesetz [4] wurde der Weg für flexiblere Netzanschlussvereinbarungen geebnet. Anlagenbetreiber können nun nach § 8 Abs. 2 EEG einen Netzverknüpfungspunkt wählen, der bereits von einer anderen Anlage genutzt wird. Dieser Schritt sichert das in der Praxis teilweise praktizierte „cable pooling“ offiziell ab, auch wenn dadurch meist eine Überbauung entsteht. Es wird klargestellt, dass die tatsächlich verfügbare Netzanschlussleistung bewusst unter der installierten Leistung liegt. Je nach Ausgestaltung, ob statisch, dynamisch oder volldynamisch, variiert die Anschlussleistung entweder konstant in definierten Zeitfenstern oder ereignisabhängig. Dies optimiert die Nutzung vorhandener Netzkapazitäten und ermöglicht eine gemeinsame Nutzung durch unterschiedliche Anlagen und Betreiber. Gleichzeitig erhält der Netzbetreiber die Möglichkeit, bei Kapazitätsengpässen oder vor einer geplanten Netzertüchtigung vorübergehende Vereinbarungen zu treffen.

3.2.4 Veraltetes Netzentgeltsystem (Verbraucherseitiges Lastmanagement DSM)

Das aktuell noch veraltete Netzentgeltsystem regt heutzutage noch stromintensive Letztverbraucher (insbesondere Industriekunden) zu einem konstanten Abnahmeverhalten an. Infolge der Energiewende, besonders durch den Betrieb von PV-Anlagen, kommt es zu unbeständigerer Einspeisung. Dies erfordert eine Neubewertung der Anreize für stromintensive Letztverbraucher, da nach wie vor stromintensive Unternehmen hohe Rabatte für konstante, stetige Stromabnahme über das ganze Jahr hinweg erhalten (**Bandlastprivileg**). Daher müsse die Nachfrage laut Bundesnetzagentur flexibler werden. Diese schlägt ein System mit Sondernetzentgelten vor, bei der Akteure belohnt werden, die in Zeiträumen besonders niedriger Preise ihre Stromabnahme erhöhen und gleichzeitig bei hohen Preisen senken. **Die Konsolidierung zu einem neuen Netzentgeltsystem für die Industrie ist nahezu abgeschlossen und tritt voraussichtlich 2029 mit dem Auslaufen der aktuellen Netzentgeltsystematik in Kraft.** [21]

Mit Maßnahmen der Aussetzung von Vergütungen wie durch das Solarspitzenengesetz und in § 51 des EEG definiert sowie den dynamischen Netzentgelten nach der Bundesnetzagentur wurden hier schon einige Schritte in die richtige Richtung gemacht.

Mit Inkrafttreten des Solarspitzenengesetzes wird außerdem von einer stündlichen Betrachtung der Börsenstrompreise auf eine viertelstündliche Betrachtung der Börsenstrompreise gewechselt. Somit spiegelt die Betrachtung die reale Situation an der Strombörse wider.

Kernaussagen:

- Die Schwelle zur verpflichtenden Direktvermarktung soll schrittweise von 100 kW auf 25 kW sinken. Zudem soll der Wechsel zwischen Vermarktungsformen vereinfacht und Sanktionen bei verspäteter Meldung reduziert werden.
- Neue Anlagen sollen keine Vergütung erhalten, wenn die Börsenstrompreise negativ sind. Zudem dürfen Netzbetreiber die Einspeisung reduzieren, wenn sie Strom zu negativen Preisen verkaufen müssten – ohne Entschädigung für die Anlagenbetreiber.
- Energieversorger müssen dynamische Stromtarife anbieten, wodurch Verbraucher flexibel auf Preissignale reagieren können. Dies erfordert jedoch intelligente Messsysteme und ein Lastmanagement.

- Das Solarspitzenengesetz ermöglicht die gemeinsame Nutzung von Netzanschlusspunkten, auch wenn die Netzkapazität bewusst unter der installierten Leistung bleibt.
- Das bisherige Netzentgeltsystem bevorzugt eine konstante Stromabnahme, was nicht mehr zeitgemäß ist. Ab 2029 soll ein flexibleres Modell kommen, das Verbraucher für höhere Abnahme bei niedrigen Preisen belohnt.

3.3 Batteriespeicher

3.3.1 Baukostenzuschüsse bremsen Batteriespeicher

Der Zubau solarer Stromspeicher hat in Deutschland 2023 rasant zugenommen, mit über einer halben Million neu installierter Solarbatterien und einer Verdopplung der Speicherkapazität innerhalb eines Jahres. Stromspeicher sind nun Standard bei privaten Solarstromanlagen und auch Unternehmen nutzen zunehmend gespeicherten Solarstrom, was zu einem Wachstum des Marktes um über 150 Prozent geführt hat. Dennoch werden die Potenziale von Batteriespeichern politisch oft unterschätzt und bestehende Marktbarrieren bremsen ihre Verbreitung. Der Bundesverband Solarwirtschaft fordert eine umfassende Speicherstrategie, um die Systemintegration zu fördern und die dringend benötigte Speicherkapazität von 100 bis 300 Gigawattstunden zu erreichen. Insbesondere für die Solarbranche sind Batteriespeicher wichtig, da sie den Tag-Nacht-Ausgleich unterstützen und das Netz stabilisieren können. [22]

In der vor einiger Zeit formulierten Wachstumsinitiative des BMWK (Stand 21.10.24) wurde das Ziel gesetzt mehr Speicher auf den Markt zu bringen. Außerdem soll in Zukunft die Abgrenzung zwischen Grün- und Graustrom entfallen, wodurch Speicher „frei am Markt“ agieren können. Durch Entbürokratisierung soll dies auch für bestehende Speicher greifen. Des Weiteren sind erleichterte Netzanschlüsse geplant, um die Co-Location von Speichern und Erneuerbaren-Anlagen zu stärken. Ebenso soll für die gemeinsame Nutzung des Netzanschlusses eine gesetzliche Grundlage entstehen. [9]

Großbatterien könnten das Netz entlasten (Bedarf ca. 104 GW, Aktuell ca. 2,2 GW), doch Netzbetreiber bremsen Projekte durch zögerliche Netzanschlüsse und aufgrund des Baukostenzuschusses (BKZ).[23] Dieser wird zusätzlich zum Netzanschluss erhoben, obwohl Batteriegroßspeicher an leistungsfähigen Netzknotenpunkten gebaut werden und das Netz entlasten. Hinzu kommt, dass es den Anforderungen an Baukostenzuschüsse an Transparenz

und Einheitlichkeit mangelt. So variiert die Höhe des Baukostenzuschusses über Deutschland hinweg sehr stark und ist im Süden des Landes typischerweise deutlich höher als im Norden. Beispielsweise werden für einen Speicher mit 100 MW Anschlussleistung ein Baukostenzuschuss von ca. 5 Mio. Euro in Norddeutschland und ca. 14 Mio. Euro in Süddeutschland fällig. [24]

Der BKZ macht einen großen Anteil der Investitionskosten aus und gefährdet viele Projekte. **Trotz gesetzlicher Befreiung erheben Netzbetreiber häufig den BKZ, da rechtlich unklar ist, ob er ein Entgelt für den Netzzugang darstellt.** Auf lange Sicht müsste das Energierecht dahingehend reformiert werden, dass Speicher als eigene Anlagenklasse neben Erzeugern und Verbrauchern konsequent berücksichtigt werden. Auf Europäischer Rechtsebene wird dies bereits gefordert. [25] Im Hinblick auf die neu installierten Batteriespeicher zeigt sich, dass der Zubau der Anlagenzahl (Abbildung 8) und Kapazität (Abbildung 9) in den letzten Jahren auf einem vergleichsweise geringen Niveau war und seit 2022 steigt.

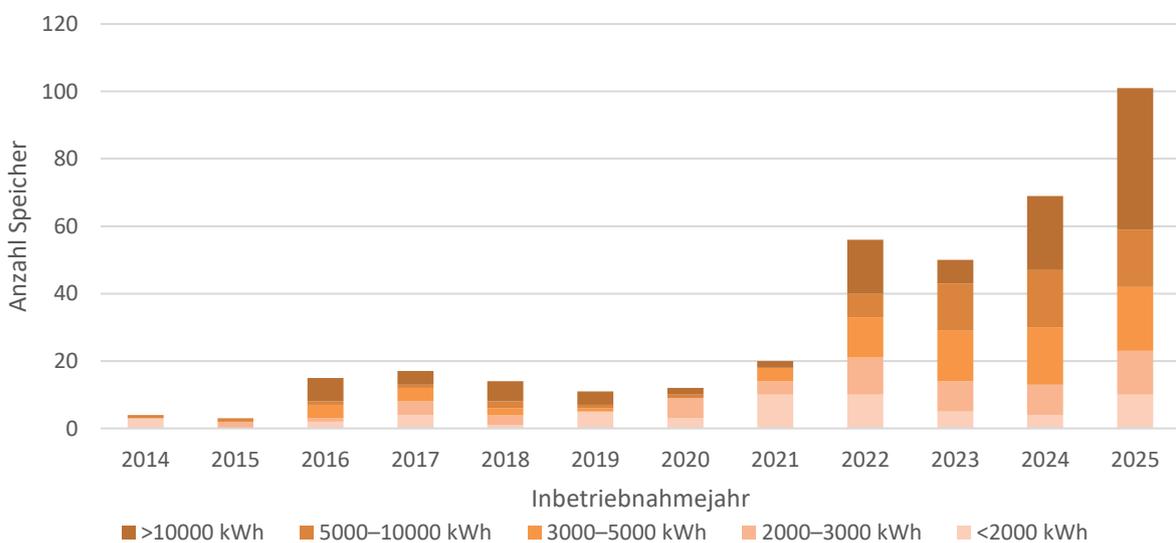


Abbildung 8: Anzahl der jährlich zugelassenen Großspeicher. [26]

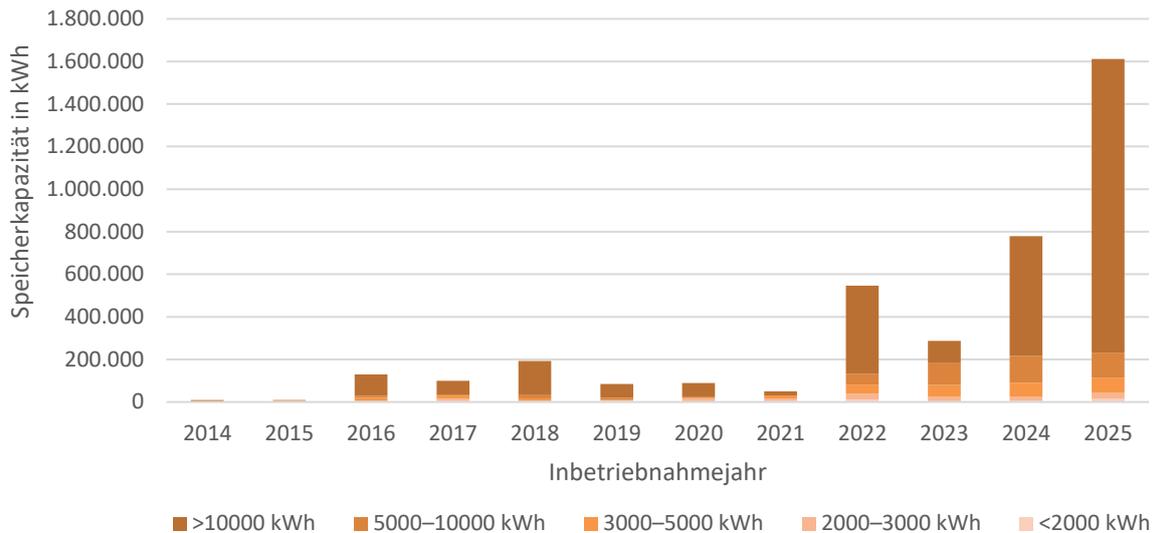


Abbildung 9: Jährlich zugelassene Kapazität von Großspeichern. [26]

Die Bundesnetzagentur hat in einem aktuellen Positionspapier ihre zukünftigen Vorstellungen zur Regulierung der Baukostenzuschüsse vorgestellt. Demnach soll die Höhe der Zuschüsse künftig davon abhängen, wie netzdienlich der Standort des Stromspeichers ist. Geplant ist eine Einstufung in fünf Kategorien, die jährlich aktualisiert werden. Jeder Netzknotenpunkt soll eine entsprechende Bewertung erhalten, die auch auf dort errichtete Stromspeicher angewendet wird. Die grundlegende Berechnung des Baukostenzuschusses soll durch ein Leistungsmodell erfolgen. Die Berechnung erfolgt über folgende Formel:

$$\text{Baukostenzuschuss (BKZ)} = \text{Mittelwert der Leistungspreise über 5 Jahre} * \text{bestellte Leistung}$$

Ziel dieser Neuregelung ist es jedoch nicht, die Netzentgelte zu senken, sondern eine gezielte Lenkungswirkung zu erzielen. Bereits für 2024 vereinbarte Zuschüsse bleiben weiterhin gültig und sind von den Änderungen nicht betroffen. [27]

3.3.2 Batteriespeicher reagieren auf deutschlandweite Strompreissignale

Stromspeicher können auf diverse Art Geld verdienen. Einerseits über die Bereitstellung von Regelenergie in der Primär- und Sekundärregelleistung. Dieser Markt ist jedoch durch Ausschreibungen und Restriktionen gedeckelt. Eine weitere Möglichkeit stellt der sogenannte Arbitrage-Handel dar. Hierbei geht es im Wesentlichen darum, den Strom möglichst günstig einzukaufen und zu höheren Marktpreisen zu verkaufen. Auf diese Weise funktionieren sowohl herkömmliche Pumpspeicherkraftwerke als auch Batteriespeicher.

Durch die fehlende geografische Differenzierung auf dem Strommarkt fehlt dem Betreiber von Stromspeichern die Kenntnis über die örtliche Situation. So kann es vorkommen, dass günstiger Windstrom im Norden Deutschlands die Strompreise so weit senkt, dass Batteriespeicher im Süden beginnen günstigen Strom einzuspeichern. Um dann einen Netzausfall zu verhindern, müssen in der Nähe befindliche, süddeutsche Gaskraftwerke die angeforderte Energie bereitstellen, da der Windstrom gar nicht in Gänze in Süddeutschland ankommt.

3.3.3 Batteriespeicher sind problembehaftet im Redispatch

Nach der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen sind abweichende Speicherstände zu erwarten, die von den Ladezuständen gemäß der Kundenfahrpläne abweichen können. Der Speicherbetreiber müsste daher zusätzlichen Strom am Spotmarkt beschaffen oder verkaufen. Die dafür entstandenen Kosten müssten durch einen finanziellen Ausgleich vollumfänglich kompensiert werden.

Nichtverfügbarkeiten des Batteriespeichers können zu Pönalen führen und im Extremfall zur Vertragsauflösung, insbesondere wenn den Batteriespeicherkunden erhebliche finanzielle Verluste durch eingeschränkte Nutzungsmöglichkeiten entstehen. [28]

Eine Lösung für die in Kapitel 3.3.2 und 3.3.3 beschriebenen Probleme wären die Verkleinerung der Strompreiszonen oder aber die Ermöglichung von netzdienlichen Betriebsmitteln (Batteriespeicher) für lokale Netzbetreiber. So würde das Informationsdefizit bei Engpässen aufgelöst werden. Einerseits dadurch, dass der Strompreis nur lokal gelten würde und andererseits durch die direkte Ansteuerung von Batteriespeichern durch Netzbetreiber.

Kernaussagen:

- Im Jahr 2023 wurden über 500.000 neue Batteriespeicher installiert, was zu einer Verdopplung der Speicherkapazität und einem Marktwachstum von über 150 % führte.
- Trotz politischer Zielsetzungen hemmen Bürokratie, unklare Regeln und hohe Baukostenzuschüsse den weiteren Ausbau, insbesondere bei Großbatterien.
- Der BKZ variiert regional stark (z. B. 5 Mio. Euro in Nord-, 14 Mio. Euro in Süddeutschland) und macht Projekte unrentabel, obwohl Speicher das Netz entlasten.
- Die Bundesnetzagentur will den BKZ künftig nach Standortbewertung staffeln, um Speicher gezielt netzdienlich zu lenken, ohne Netzentgelte zu senken.
- Batteriespeicher reagieren auf deutschlandweite Preissignale, was zu ineffizientem Laden und Problemen im Redispatch führt – kleinere Strompreiszonen oder direkte Ansteuerung durch Netzbetreiber könnten Abhilfe schaffen.

3.4 Biogasanlagen

Am 24. Februar 2025 ist durch das sogenannte Biomassepaket eine Änderung des EEG in Kraft getreten. Es beinhaltet aus Sicht der Anlagenbetreiber viele positive, aber auch negative Aspekte, die jedoch allesamt zu einer resilienten und systemdienlichen Energielandschaft führen sollen.

Durch eine Erhöhung des Ausschreibungsvolumens bis 2028 von 1,3 GW auf 2,8 GW sowie einer Verlängerung des zweiten Vergütungszeitraums soll die installierte Biomasse-BHKW-Leistung langfristig erhöht werden (§ 28c Absatz 2 EEG). Mit einer Erhöhung des Flex-Zuschlags sowie der Absenkung der Überbauungsanforderung von einer ursprünglich vierfachen Überbauung zu einer dreifachen Überbauung sollen Anreize für die Flexibilisierung von Biogasanlagen gesetzt werden.

Ähnlich wie bei Solaranlagen gibt es für Biogasanlagen bereits ab Börsenstrompreisen < 2 ct/kWh keine Vergütung mehr, wodurch netzundienliches Verhalten vermieden werden soll. Daraus ergibt sich allerdings ein Nachteil für Anlagen, die nicht auf Flexibilität ausgelegt sind, da diese mit Zahlungsausfällen rechnen und möglicherweise Gasspeicher anschaffen müssen. (§ 50a Abs. 1 Satz 1 EEG)

Biogasanlagen, die in Verbindung mit Wärmeversorgungen errichtet werden sollen und eine thermische Leistung > 300 kW erhalten ein Vorzugsrecht bei Ausschreibungen (§ 39 d EEG). Das bedeutet, dass solche Anlagen in Zukunft einen erheblichen Anteil des Gesamtvolumens der ausgeschriebenen Leistung haben werden. Durch die Bevorteilung können diese Anlagen auch mit einem höheren Gebot als andere Bieter in die Ausschreibung gehen.

Problematisch für die Betreiber ist die Vergütungsfestsetzung von Volllaststunden auf Betriebsviertelstunden, da dies dazu führen kann, dass es nur noch einen Ein-/Ausbetrieb der Blockheizkraftwerke (BHKWs) gibt was weitergedacht auch noch Auswirkungen an verknüpfte Wärmenetzinfrastrukturen haben kann.

Eine weitere Hürde für Betreiber ist die Herabsetzung des Maisdeckels, der ab 2026 von 30 % auf 25 % gesenkt wird. Die Regelung soll Mais-Monokulturen entgegenwirken, erschwert es Betreibern allerdings genügend ertragreiche Rohstoffe zur Biogasgewinnung zu beschaffen.

Kernaussagen:

- Das Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen steigt bis 2028 auf 2,8 MW, und die Überbauungsanforderung wird gelockert, um mehr Flexibilität zu ermöglichen.
- Biogasanlagen erhalten ab einem Börsenstrompreis unter 2 ct/kWh keine Vergütung mehr, was Anlagen ohne Flexibilität benachteiligt und zu Investitionen in Gasspeicher zwingt.
- Der Anteil von Mais in der ausgeschriebenen Biogasproduktion wird ab 2026 von 30 % auf 25 % gesenkt, um Monokulturen zu vermeiden, was jedoch die Beschaffung ertragreicher Rohstoffe erschwert.

4 Analyse der energetischen Ausgangssituation

4.1 Methodik und Datengrundlage

Im Rahmen des digitalen Energienutzungsplans wird nach dem sogenannten Territorialprinzip bilanziert. Hierbei werden die Energieverbräuche sowie die Potenziale jeweils nur innerhalb des Landkreises betrachtet. Dies bedeutet, dass nur Energieverbräuche innerhalb der Landkreisgrenzen erfasst und bilanziert werden. Der Anteil an erneuerbaren Energien ergibt sich analog allein aus den Erzeugungsmengen der Anlagen im Landkreisgebiet.

4.1.1 Definition der Verbrauchergruppen

Im Rahmen des Energienutzungsplans werden folgende Verbrauchergruppen definiert:

a) Private Haushalte

Die Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ umfasst alle zu Wohnzwecken genutzten Flächen im Betrachtungsgebiet. Dies schließt sowohl Wohnungen in Wohngebäuden als auch in Nicht-Wohngebäuden (z. B. hauptsächlich gewerblich genutzte Halle mit integrierter Wohnung) ein.

b) Kommunale Liegenschaften

In der Verbrauchergruppe „Kommunale Liegenschaften“ werden alle Liegenschaften der Kommune, inkl. Straßenbeleuchtung und gemeindeeigener Ver- und Entsorgungseinrichtungen, zusammengefasst. Hierfür konnte auf gebäudescharfe Energieverbrauchsdaten der Kommune zurückgegriffen werden.

c) Gewerbe/Industrie (Wirtschaft)

In der Verbrauchergruppe werden alle Energieverbraucher zusammengefasst, die nicht in eine der Verbrauchergruppen „Private Haushalte“ oder „Kommunale Liegenschaften“ fallen. Dies beinhaltet Betriebe aus Gewerbe, Handel, Dienstleistung und Industrie. Auch Landwirtschafts- und offiziell als Tourismusbetriebe gemeldete Unternehmen sind dieser Verbrauchergruppe zugeordnet. Außerdem sind öffentliche Großverbraucher auch in dieser Verbrauchergruppe einbegriffen, die nicht unter die Verbrauchergruppe „Kommunale Liegenschaften“ fallen (z. B. Krankenhaus, Bereitschaftspolizei).

d) Verkehr

Der Endenergiebedarf im Sektor Verkehr schließt sämtliche Bereiche der Mobilität mit ein. So sind nicht nur die zugelassenen Kraftfahrzeuge (KFZ) im Bilanzraum in dieser Analyse berücksichtigt, sondern auch Flug-, Schienen- und Binnenschiffverkehrsverkehr. Eine exakte territoriale Betrachtung im Rahmen der Landkreisgrenzen gestaltet sich aufgrund der nicht-stationären Energieverbraucher schwierig. Um dennoch eine landkreisspezifische Aussage über Energiekennwerte im Verkehrssektor treffen zu können, werden die Einwohnerzahlen sowie im straßengebundenen Verkehr Verkehrszählungen und Zulassungszahlen der Kraftfahrzeuge zur Bildung der Energiekennwerte herangezogen. Letztere dienen als Basis für die Ermittlung des Ist-Zustands sowie der Szenarienbildung für die definierten Zieljahre für den Straßenverkehr. Für den Flug-, Schienen- und Binnenschiffverkehrsverkehr werden nationale Kennwerte auf den Landkreis heruntergebrochen.

4.1.2 Datengrundlage und Datenquellen

Alle Datenerhebungen, Analysen und Berechnungen im Rahmen des digitalen Energienutzungsplan Plus beziehen sich auf das Bilanzjahr 2023. Die Analyse des Energieverbrauchs stützt sich auf die nachfolgenden Datenquellen:

- Energieabsatz- und Einspeisedaten der lokal tätigen Energieversorgungsunternehmen für die leitungsgebundenen Energieträger Strom (inkl. Heizstrom) und Erdgas. Hierfür wurden exakte Netzabsatz- und Netzeinspeisedaten für das Jahr 2022/2023 zur Verfügung gestellt.
- Georeferenzierte Daten zum Stromnetz der lokalen Energieversorgungsunternehmen
- Gebäudescharfe Erfassung des Energieverbrauchs der kommunalen Liegenschaften mittels Erfassungsbogen.
- Datenerhebungsbögen im Bereich der Wirtschaftsbetriebe mit Abfrage der Umstellungsbereitschaft auf alternative Energieträger.
- Datenerhebungsbögen im Bereich der Biogasanlagen.
- Datenschutzkonforme Kkehrbuchdaten über das Bayerische Landesamt für Statistik.
- Daten zu Wärmenetzen im Landkreisgebiet.

- Georeferenzierte Daten der Region Westmittelfranken der 31. Änderung des Regionalplans der enthaltenen Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windkraftanlagen; Rauminformationssystem Bayern (RISBY), Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, München; Stand 11.11.2024.
- Datenabfrage Solarthermie: Die Gesamtfläche der im Kommunalgebiet installierten Solarthermieanlagen wurde mit Hilfe des Solaratlas, einem interaktiven Auswertungssystem für den Datenbestand aus dem bundesweiten „Marktanreizprogramm Solarthermie“, ermittelt. Die Aufstellung umfasst alle Kollektortypen (Flachkollektoren, Vakuum-Röhrenkollektoren) und Anwendungen (Warmwasserbereitstellung und Heizungsunterstützung). Aufgrund fehlender Daten zu den Standorten der Anlagen kann keine georeferenzierte Darstellung ausgearbeitet werden.
- Wärmebereitstellung aus Erdwärme: Die Wärmeerzeugung aus oberflächennaher Geothermie (Wärmepumpen zur Gebäudebeheizung) kann aufgrund der fehlenden Datenbasis nicht eigens aufgeschlüsselt werden, ist jedoch über den Stromverbrauch (Heizstrom) zum Antrieb der Wärmepumpen in der Energie- und CO₂-Bilanz enthalten.
- Öffentlich zugängliche statistische Daten (z. B. Statistik Kommunal).
- Geodaten der Bayerischen Vermessungsverwaltung (z. B. 3D-Gebäude- und Geländemodell, Laserscandaten, etc.) zur Simulation des Wärmekatasters.
- Gebäudescharfe Daten zum, innerhalb des ENP erstellten, Solarkataster des Landkreises.
- Zusätzlich für den Sektor Verkehr:
 - Landkreisbezogene und bayernweite Straßenverkehrszählungen der Bundesanstalt für Straßen- und Verkehrswesen für die Jahre 2015 und 2021
 - Zulassungsdaten der Zulassungsbehörde des Landkreises Neustadt a.d. Aisch – Bad Windsheim
 - Landkreisspezifische Daten zu verlegten Schienenkilometern
- Zusätzlich für den Sektor Wasserstoff:
 - Standorte der kommunalen Kläranlagen Ausbaustufe 4 und 5 über das Landesamt für Umwelt.
 - Verlauf des beschlossenen Wasserstoffkernnetzes vom 22.10.2024.

4.2 Energieinfrastruktur

4.2.1 Stromnetz

Das Stromnetz im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim wird von insgesamt sieben Energieversorgungsunternehmen betrieben:

- N-ERGIE Netz GmbH
- Stadtwerke Bad Windsheim
- Neustadtwerke
- Stadtwerke Burgbernheim
- Stadtwerke Uffenheim
- Stadtwerke Scheinfeld
- Bayernwerk Netz GmbH

Für das Landkreisgebiet liegen vollständige Netzabsatzdaten und Daten zur Stromeinspeisung aller Netzbetreiber vor. Des Weiteren liegen GIS-Daten der einzelnen Energieversorger inklusive der Standardlastprofil (SLP)-Lastgänge und Registrierende Leistungsmessungs (RLM)-Daten der einzelnen Umspannwerke vor (mehr dazu in Kapitel 6). In Abbildung 10 kann eine Übersicht der Stromnetze auf Hochspannungsebene (orange) und Mittelspannungsebene (grün) eingesehen werden. Eine Übersicht mit den Hauptstromnetzbetreibern ist in Abbildung 11 zu finden.

Legende

- Verwaltungsgrenzen
- Mittelspannungsnetz
- Hochspannungsnetz

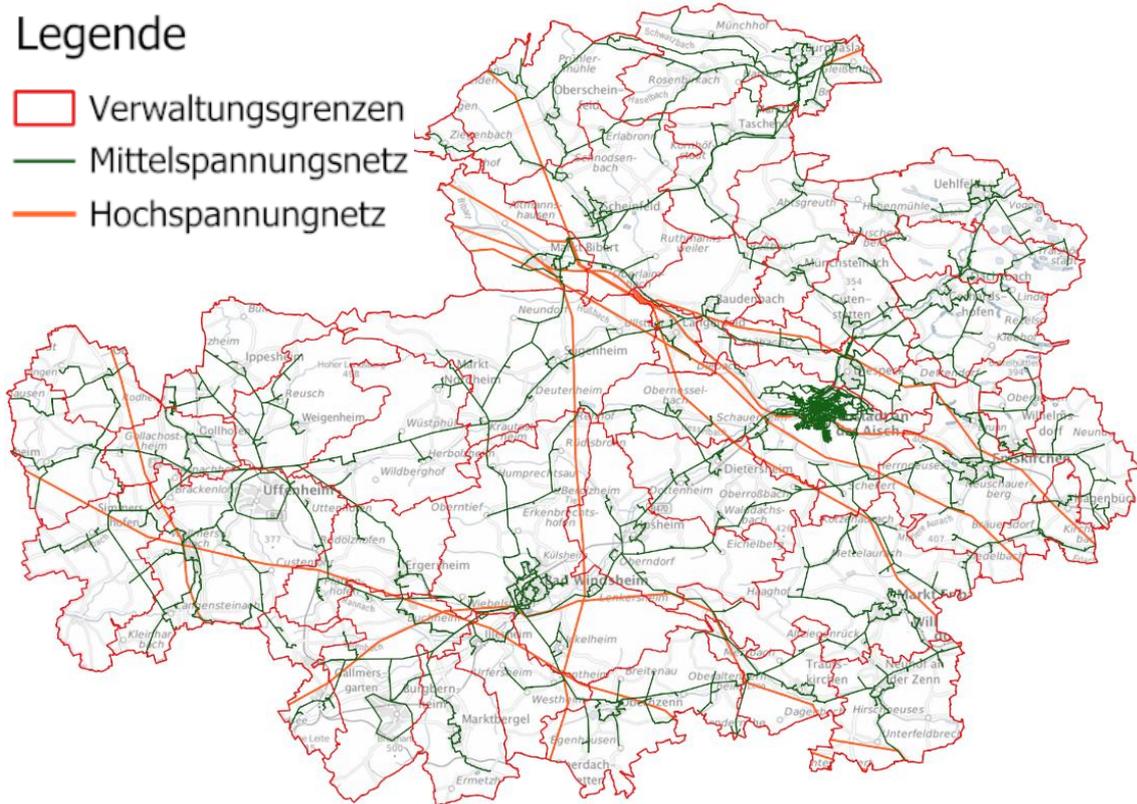


Abbildung 10: Übersicht der Hoch- und Mittelspannungsebenen des Stromnetzes

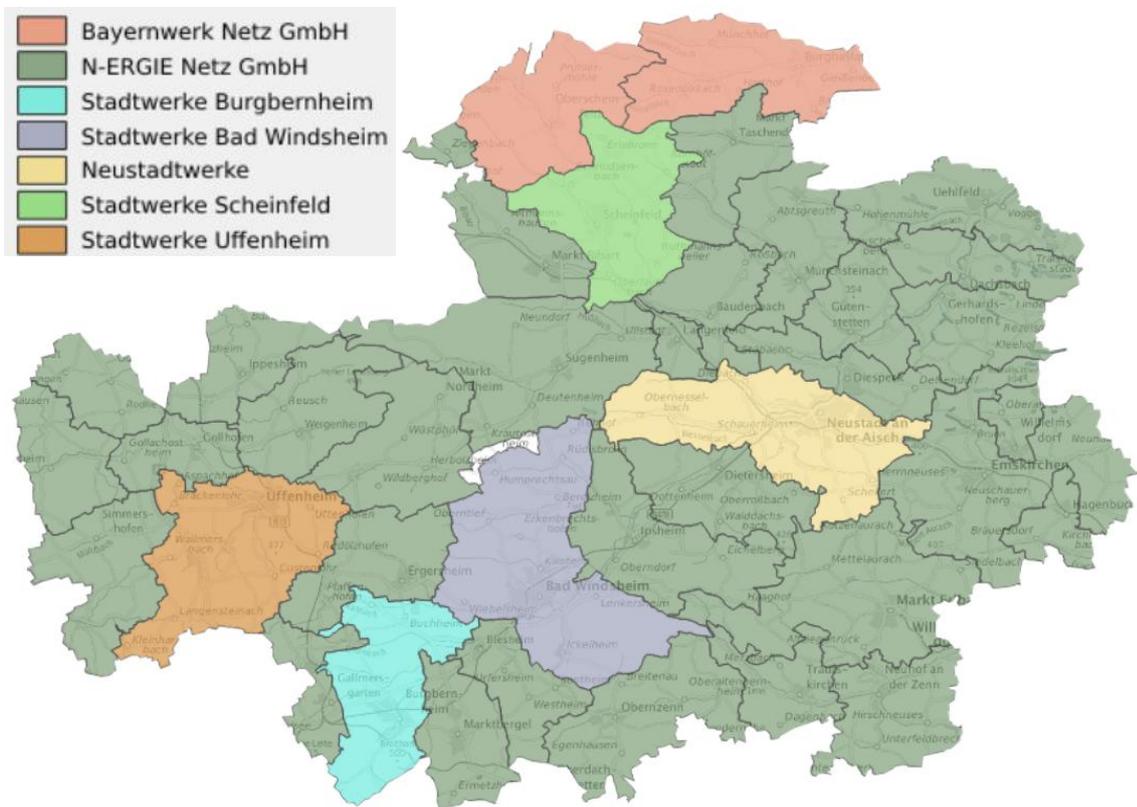


Abbildung 11: Übersicht Hauptstromnetzbetreiber je Kommune

4.2.3 Wärmenetze

Im Landkreisgebiet sind dem Institut für Energietechnik aus der Datenerhebung 111 Wärmenetze bekannt, welche unterschiedliche Anschluss- und Netzgebietsgrößen aufweisen. Ein großer Teil der Wärmenetze wird dabei mit der Abwärme von Biogasanlagen betrieben. Die Anzahl der Wärmenetze pro Kommune wird in Abbildung 13 dargestellt.

Legende

 Verwaltungsgrenzen

Anzahl Wärmenetze

-  0
-  1
-  2
-  3
-  4
-  5
-  6
-  18

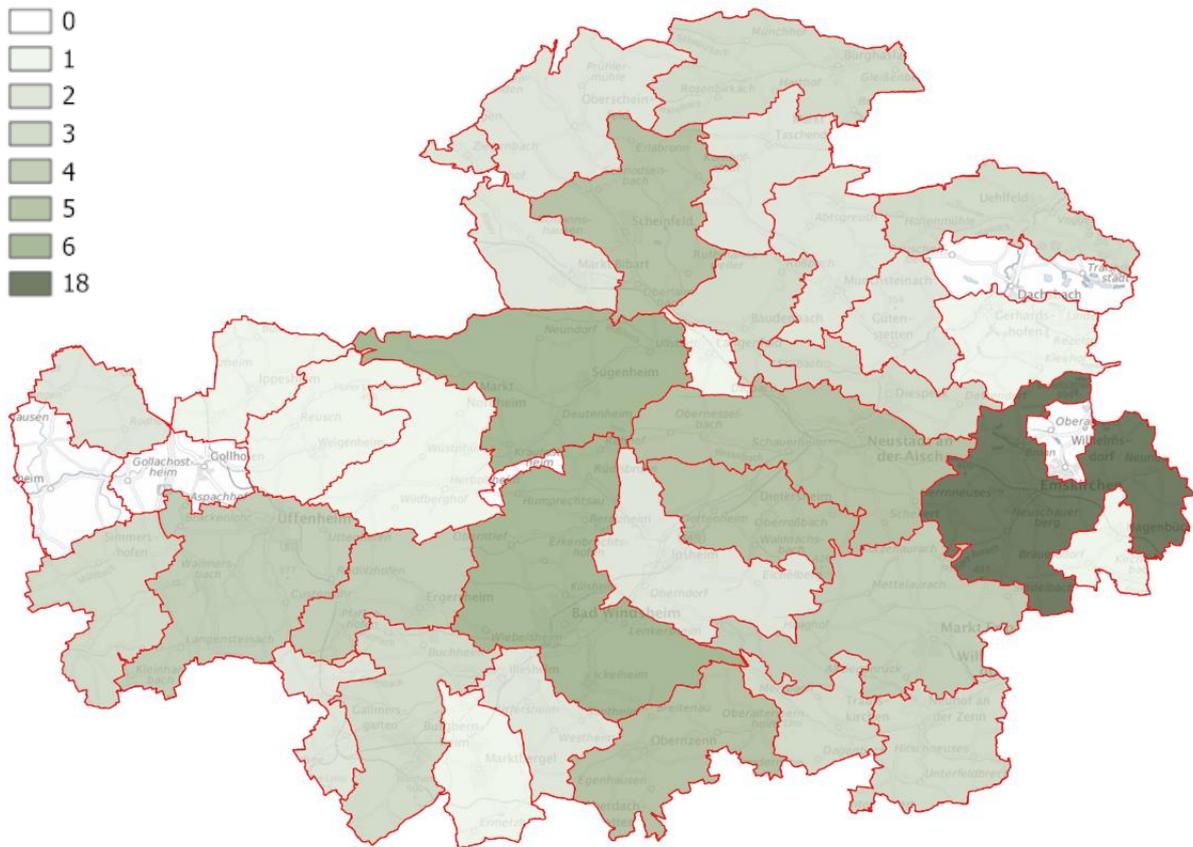


Abbildung 13: Anzahl Wärmenetze pro Kommune

4.3 Sektor Wärme

4.3.1 Gebäudescharfes Wärmekataster

Das gebäudescharfe Wärmekataster erfasst alle beheizten Gebäude und beinhaltet zu jedem Gebäude Informationen zu Nutzung, Baustruktur und Wärmeverbrauch. Es bietet damit eine flächendeckende Information zur Struktur und dem Wärmeverbrauch des Gebäudebestands. Wärmekataster finden als Planungs- und Entscheidungsgrundlagen beim Ausbau von Wärmenetzen, bei der Entwicklung von Förder- und Sanierungsmaßnahmen, in der Energie- und Sanierungsberatung sowie im Rahmen des Klimaschutzmonitorings Anwendung. Gerade für die kommunale Wärmeplanung bildet das gebäudescharfe Wärmekataster eine gute Grundlage.

Zur Erstellung des gebäudescharfen Wärmekatasters wurden in einem ersten Schritt wesentliche Daten zum Gebäudebestand erfasst und zusammen mit einem 3D-Gebäudemodell zu einem digitalen Modell vereint. Für jedes Gebäude wurde auf dieser Grundlage dessen Wärmeverbrauch ermittelt. Für Nicht-Wohngebäude basiert die Berechnung auf spezifischen Verbrauchswerten für die jeweilige Nutzung des Gebäudes. Für Wohngebäude wird auf Basis des Gebäudealters ein passender durchschnittlicher Verbrauchswert gewählt. Mithilfe der Energienutzfläche wird dann für jedes Gebäude der entsprechende Wärmeverbrauch berechnet. Ergänzt wurden die berechneten Werte durch konkrete Verbrauchswerte aus den Fragebögen für Gewerbe- und Industriebetriebe und Kommunale Liegenschaften.

Abbildung 14 zeigt den Ausschnitt eines anonymisierten gebäudescharfen Wärmekatasters. Das Wärmekataster für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim liegt dem Energienutzungsplan bei und wird in das GIS überführt.



Abbildung 14: Anonymisierter Ausschnitt eines gebäudescharfen Wärmekatasters

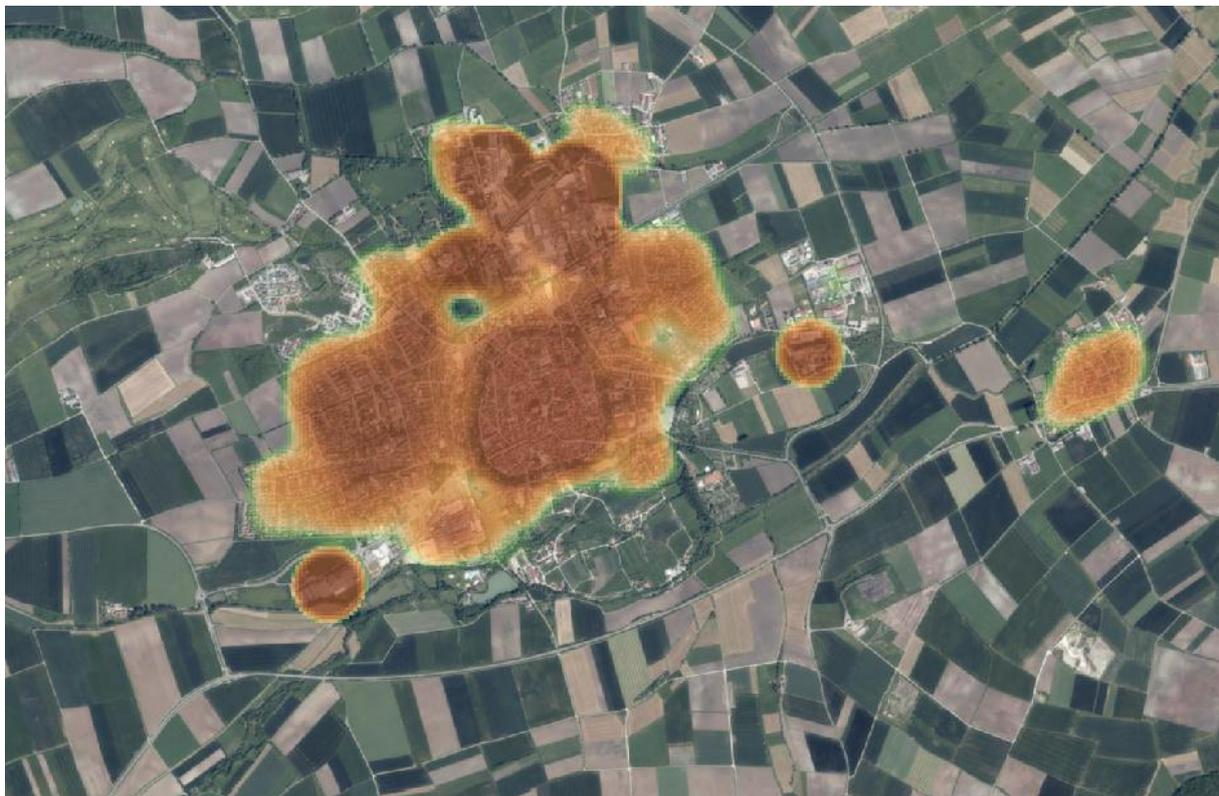


Abbildung 15: Auszug der Heatmap (Bad Windsheim)

Abbildung 15 zeigt eine sogenannte „Heatmap“. Dabei werden Gebiete angezeigt, deren Energieverbrauch für Wärme im Verhältnis zu anderen Gebieten groß ist. Es ist ersichtlich, dass insbesondere die dicht bebauten Gebiete sowie die Gebietsumgriffe um Großverbraucher (z. B. Hotels) einen spezifisch höheren Wärmeverbrauch aufweisen.

4.3.2 Wärmeverbrauch und Anteil erneuerbarer Energien

Der jährliche Endenergiebedarf für die Wärmeversorgung aller Verbrauchergruppen beläuft sich auf rund 1.515.729 MWh. In Abbildung 16 ist die Aufteilung des Wärmeverbrauchs in die einzelnen Verbrauchergruppen dargestellt. Den höchsten Wärmebedarf hat die Verbrauchergruppe „Private Haushalte“. Aufgrund der geringen Anzahl haben die „Kommunalen Liegenschaften“ den geringsten Anteil am Wärmeverbrauch.

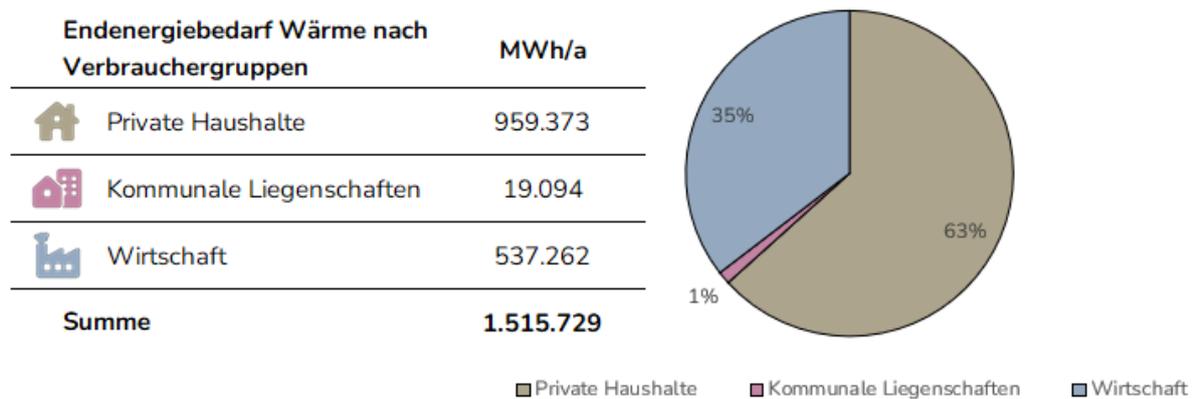


Abbildung 16: Wärmeverbrauch im Jahr 2023 – Verbrauchergruppen

Eine kommunenscharfe Auflösung der Energieverbräuche ist in Abbildung 17 ersichtlich.

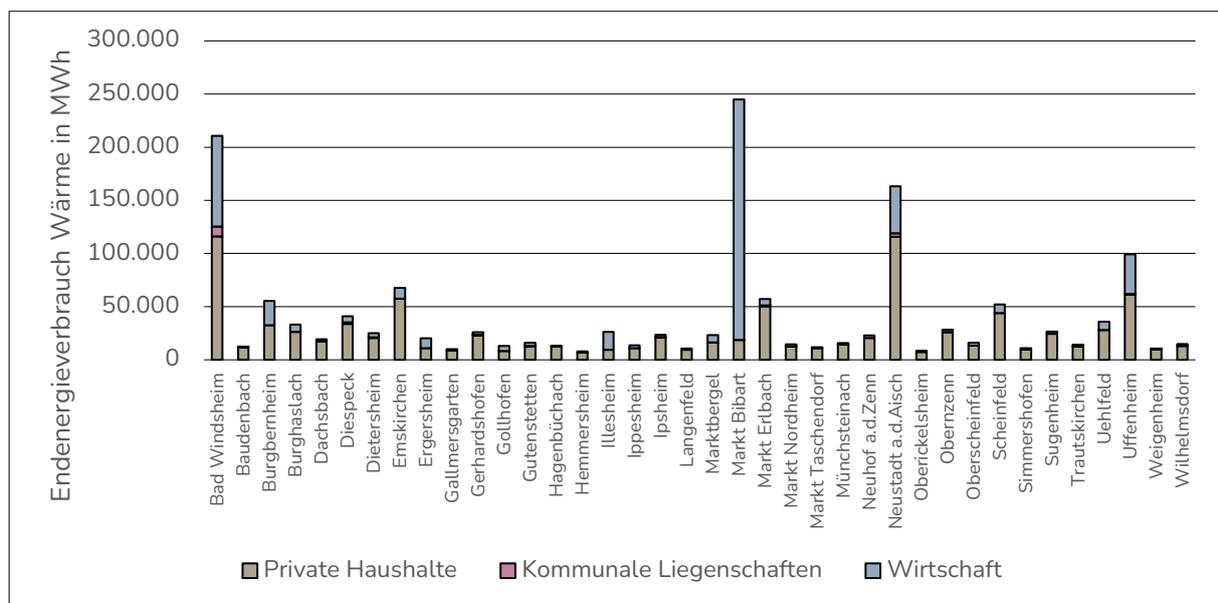


Abbildung 17: Wärmeverbrauch im Jahr 2023 – Kommunenscharf

Von den insgesamt 1.515.729 MWh Wärmeverbrauch im Jahr 2023 werden rund 22 % aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Dabei wird mit rund 43 % ein Großteil über Heizöl bereitgestellt.

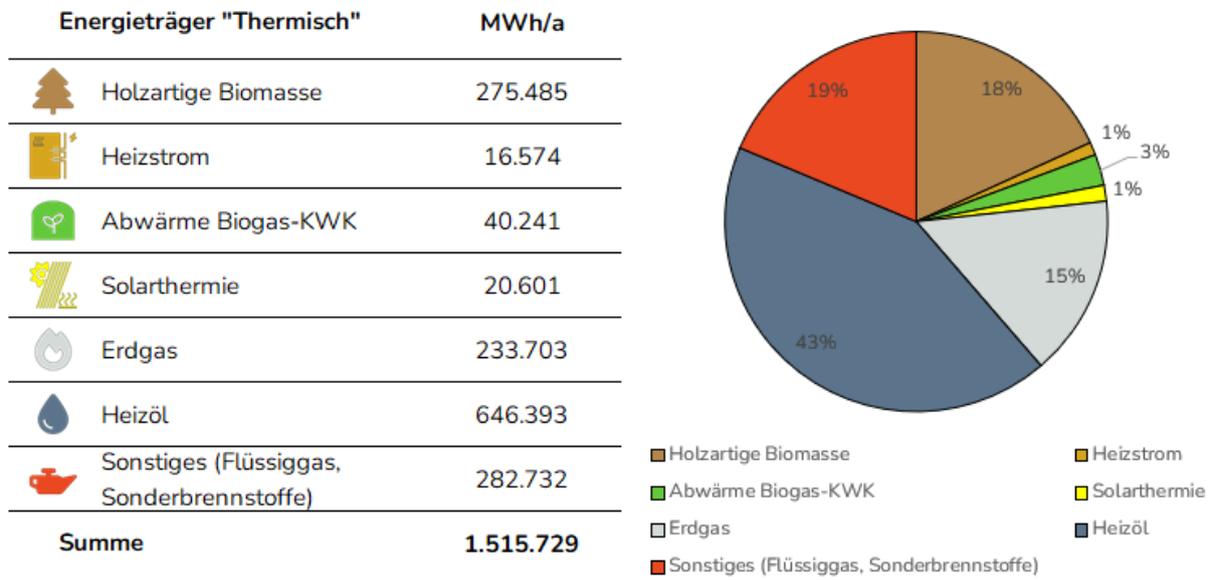


Abbildung 18: Wärmeverbrauch im Jahr 2023 – Energieträger

4.4 Sektor Strom

Der Strombezug im Jahr 2023 beläuft sich in Summe auf rund 422.601 MWh. Die Aufteilung des Strombezugs in die einzelnen Verbrauchergruppen zeigt, dass die Verbrauchergruppe „Wirtschaft“ mit rund 308.064 MWh den mit Abstand größten Anteil am Strombezug hat. Die privaten Haushalte benötigen rund ein Viertel und die kommunalen Liegenschaften nur rund 3 % des jährlichen Strombezugs.

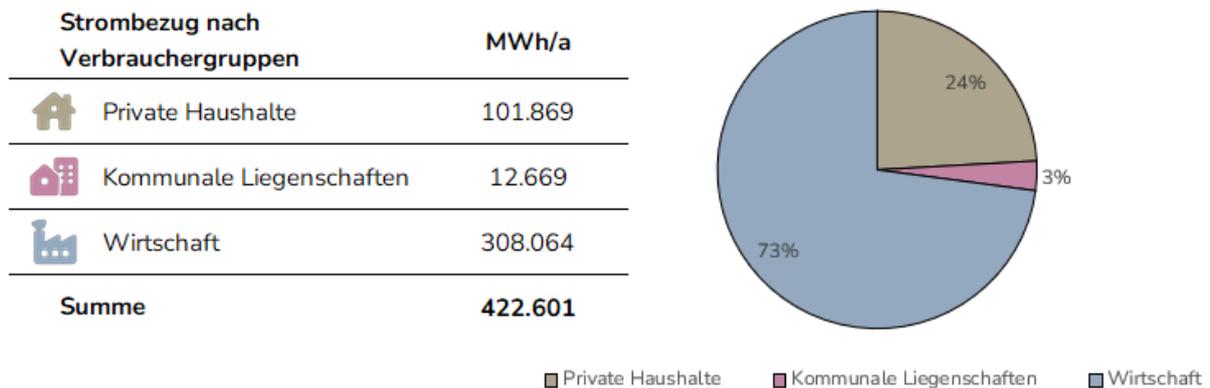


Abbildung 19: Strombezug im Jahr 2023 – Verbrauchergruppen

Eine kommunenscharfe Auflösung der Strombezüge ist in Abbildung 20 ersichtlich.

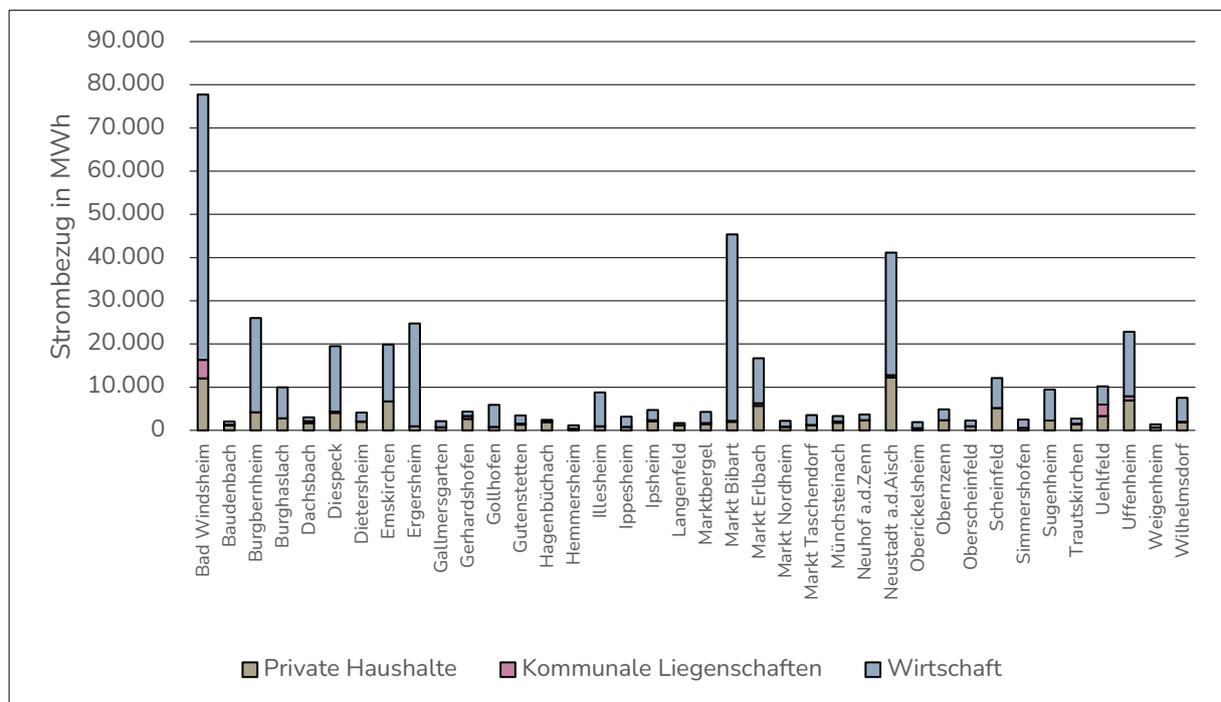


Abbildung 20: Strombezug im Jahr 2023– Kommunenscharf

Im Rahmen der Gesamt-Energiebilanz wurden außerdem die eingespeisten Strommengen aus Energie-Erzeugungsanlagen im Landkreisgebiet ebenfalls detailliert erfasst und analysiert. Abbildung 21 zeigt die eingespeisten Strommengen aus Aufdach-Photovoltaik, Freiflächen-Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft, sowie Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) aus Biomasse und konventionellen Brennstoffen. Zu beachten ist, dass ein Teil der erzeugten Strommenge aus erneuerbaren Energien/KWK für den Eigenverbrauch genutzt wird.

In Summe wurden im Bilanzjahr 2023 rund 763.744 MWh in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. Den größten Anteil an der eingespeisten Strommenge hatte mit rund 46 % der Strom aus Windkraft. Dies ist auf die hohe Dichte an Windkraftanlagen im Landkreis Neustadt an der Aisch/Bad Windsheim zurückzuführen.

→ **Es ergibt sich für das Jahr 2023 ein bilanzieller Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von rund 180 %.**

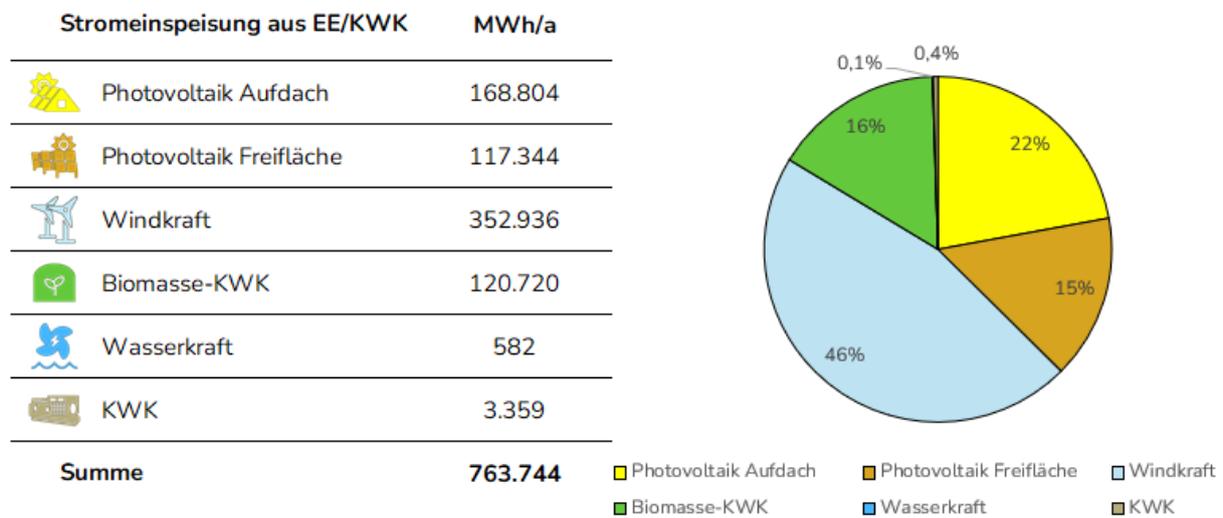


Abbildung 21: Stromeinspeisung im Jahr 2023 – Einspeisemix

Eine Gegenüberstellung der kommunenscharfen Stromerzeugung zum Stromverbrauch ist in Abbildung 22 zu finden.

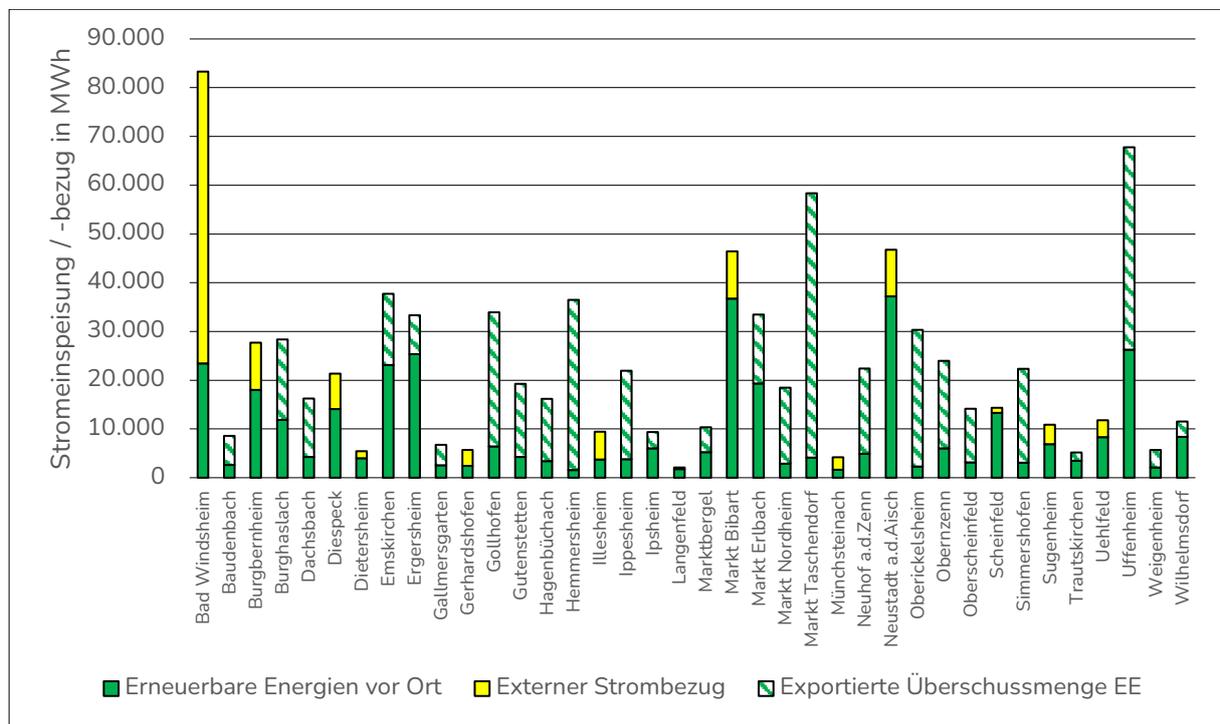


Abbildung 22: Kommunenscharfe Gegenüberstellung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs

Hinweise:

Die Stromeigennutzung aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen und KWK-Anlagen ist nicht im Anteil des jeweiligen Energieträgers enthalten. Stattdessen wird die tatsächlich in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge aus erneuerbaren Energien berücksichtigt und dem tatsächlichen Strombezug aus dem öffentlichen Netz gegenübergestellt. Stromeigennutzung führt zu einer Minderung des Strombezugs aus dem Stromnetz.

Zum Zeitpunkt der Datenerhebung lag für alle Datensätze das Jahr 2023 als letztes vollständiges Kalenderjahr (Bilanzjahr) vor. Im Jahr 2024 und später neu errichtete EEG- und KWK-Anlagen sind in der Energiebilanz im Ist-Zustand nicht mit eingerechnet.

Im Rahmen des digitalen Energienutzungsplans wurden die eingespeisten Strommengen aus Energieerzeugungsanlagen detailliert erfasst und analysiert. Nachfolgende Abbildung 23 zeigt eine Standortübersicht der Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer elektrischen Leistung größer 30 kW.

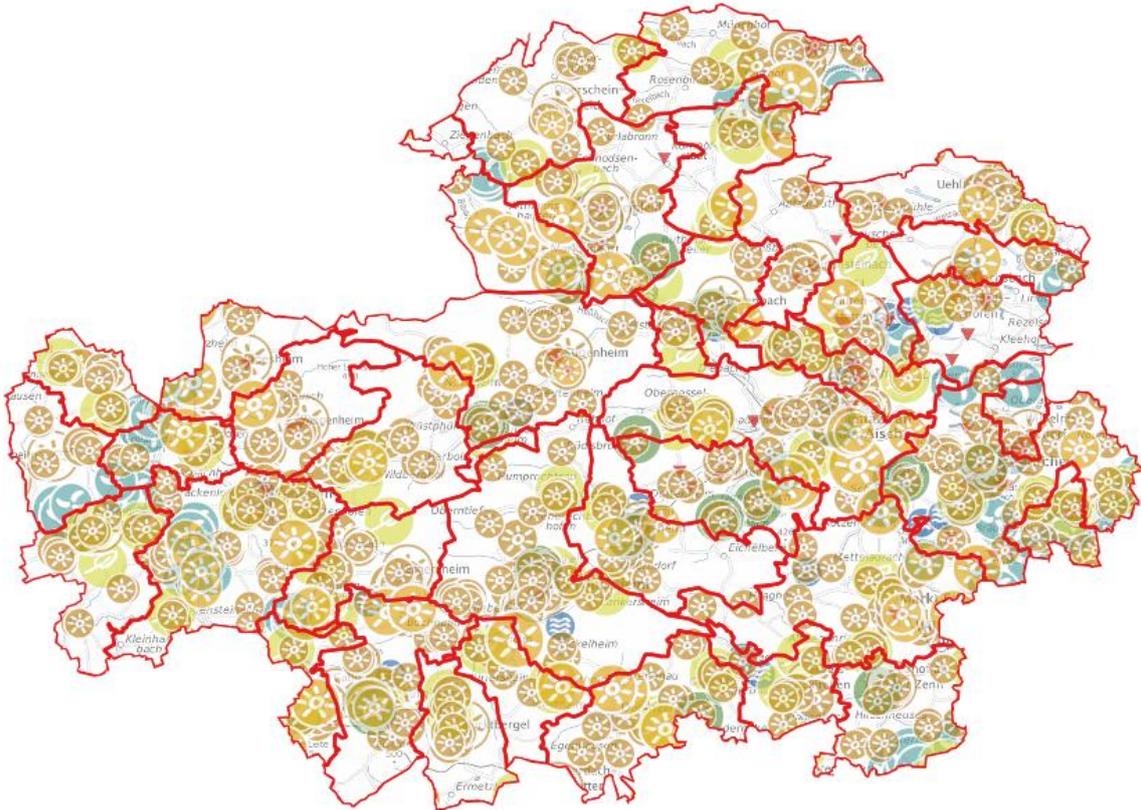


Abbildung 23: Übersichtskarte der Erneuerbare-Energien-Anlagen im Betrachtungsgebiet (Energie-Atlas [29], eigene Bearbeitung)

4.5 Sektor Verkehr

Zur Berechnung des Energieverbrauchs des Sektors Verkehr wird, wie in Kapitel 4.1 geschildert, zwischen dem Straßenverkehr und dem Flug-, Schienen- und Binnenschiffverkehrsverkehr differenziert. Angelehnt an die Bilanzierungssystematik Kommunal (BISKO) wird der Verkehrssektor in Annäherung territorial bilanziert (vgl. Abbildung 24) [30]. Das bedeutet, dass alle Verkehrsbewegungen innerhalb des Landkreises für die Ermittlung der Energieverbräuche berücksichtigt werden.

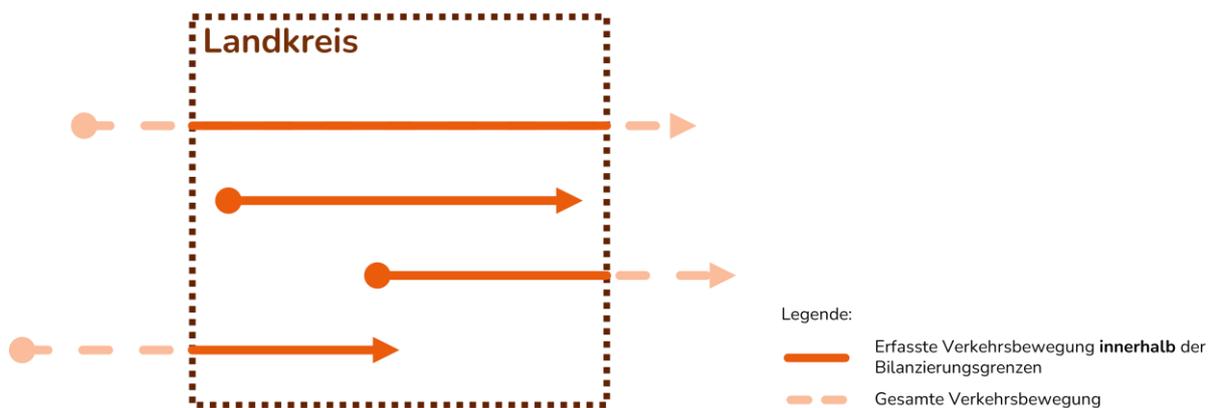


Abbildung 24: Bilanzierung des Energieverbrauchs des Mobilitätssektors angelehnt an den BISKO-Standard [30]

Der Energieverbrauch des Straßenverkehrs berechnet sich auf der Grundlage der Zulassungszahlen der KFZ im Landkreis (vgl. Abbildung 25) [31].

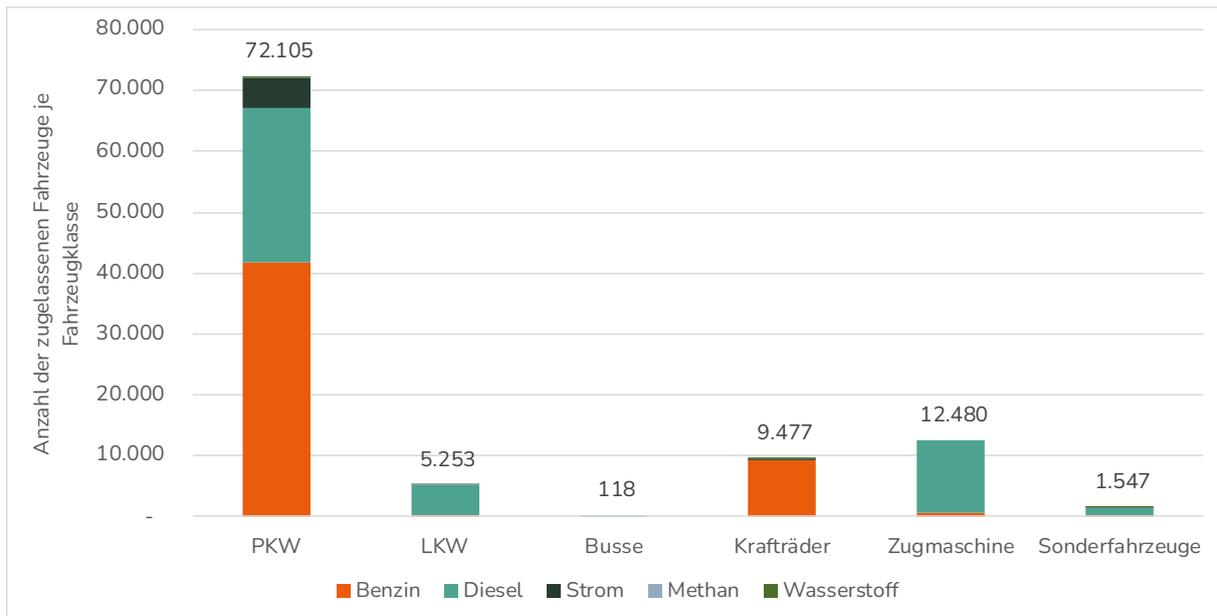


Abbildung 25: Anzahl und Anteil der Fahrzeuge in den jeweiligen Fahrzeugklassen und Aufschlüsselung nach Kraftstoffart (auf Grundlage von [31])

Durch die Verrechnung der durchschnittlichen Fahrleistungen der jeweiligen Fahrzeugklassen, der aktuellen Zulassungszahlen nach Fahrzeugtyp, durchschnittlicher Verbrauchswerte und der entsprechenden Energiewerte der Kraftstoffe kann der durchschnittliche Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs ermittelt werden [32]. Zusätzlich werden Daten aus landkreisspezifischen und landesweiten Straßenverkehrszählungen der Jahre 2015 und 2021 einbezogen [33], [34]. Hierbei werden die Fahrleistungen im Landkreis mit den bayernweiten Durchschnittswerten verglichen. Daraus ergibt sich eine Anpassung der Fahrleistung im Landkreis, die entweder über oder unter dem bayernweiten Durchschnitt liegt. Insgesamt ergibt sich für den Energieverbrauch des Straßenverkehrs so ein landkreisspezifischer Gesamtwert. Für die Bilanzierung des Schienenverkehrs werden nationale Werte herangezogen und auf Grundlage der verlegten Schienenkilometer im Landkreis anteilig auf den Landkreis gerechnet [32],[35].

Nachfolgend ist eine Übersicht des Endenergieverbrauchs in der jeweiligen Kategorie dargestellt (vgl. Abbildung 26). In Summe beläuft sich der Energiebedarf im Sektor Verkehr auf rund 910.000 MWh pro Jahr, wobei der motorisierte Individualverkehr (MIV) mit ca. 48 % den

größten Teil des Energieverbrauchs ausmacht. Den zweithöchsten Anteil am Energieverbrauch stellen die Nutzfahrzeuge des straßengebundenen Logistikverkehrs mit ca. 46 % dar. Der Schienenverkehr, die Binnenschifffahrt, der Flugverkehr und der Öffentliche Personennahverkehr (ÖPNV) spielen im Landkreis aus Sicht des Energieverbrauchs eine untergeordnete Rolle. Mit etwa 96 % wird der überwiegende Anteil der Energie über fossile Energieträger bereitgestellt.

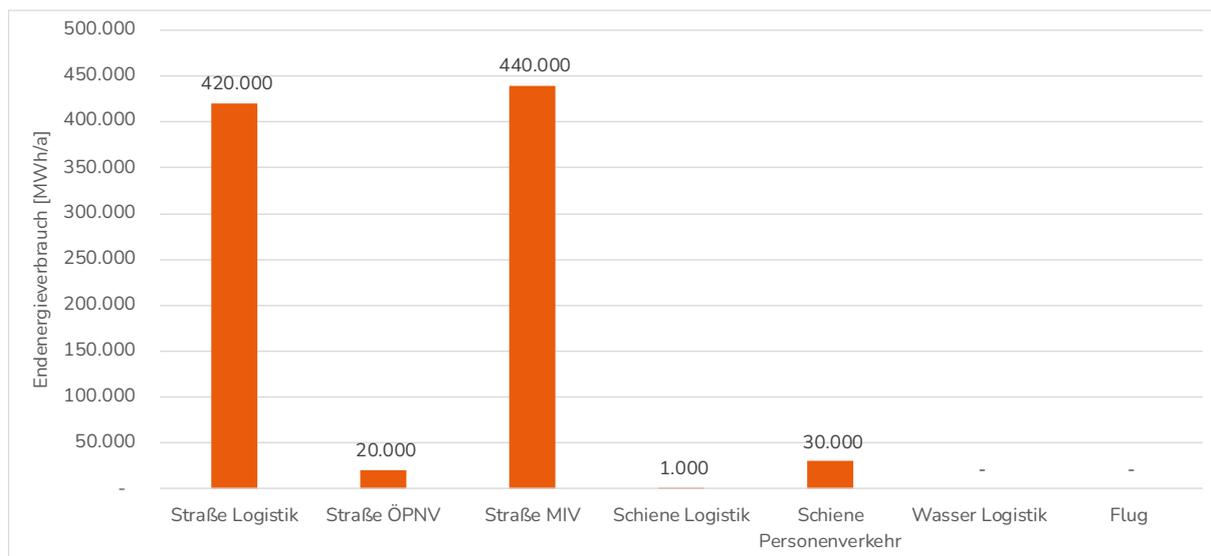


Abbildung 26: Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr nach Verbrauchergruppen

4.6 Gesamtenergie- und Treibhausgas-Bilanz im Ist-Zustand

In Tabelle 1 ist dargestellt, wie sich der Endenergieverbrauch auf die betrachteten Verbrauchergruppen „Private Haushalte“, „Kommunale Liegenschaften“, „Wirtschaft“ und den Sektor „Verkehr“ verteilt. Den höchsten Endenergieverbrauch weist im Vergleich die Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ auf, gefolgt von dem Sektor „Verkehr“ und der Verbrauchergruppe „Wirtschaft“. Die Verbrauchergruppe „Kommunale Liegenschaften“ weist den geringsten Endenergieverbrauch auf. Die kommunalen Liegenschaften spielen hinsichtlich des Gesamt-Endenergieverbrauchs im Vergleich eine eher untergeordnete Rolle, jedoch kommt dieser Verbrauchergruppe ein besonderes Augenmerk zu, da für die Kommune die Handlungsmöglichkeiten am unmittelbarsten gegeben sind und mit konkreten Maßnahmen gegenüber den Bürgern und Unternehmen eine Vorbildfunktion ausgeübt werden kann.

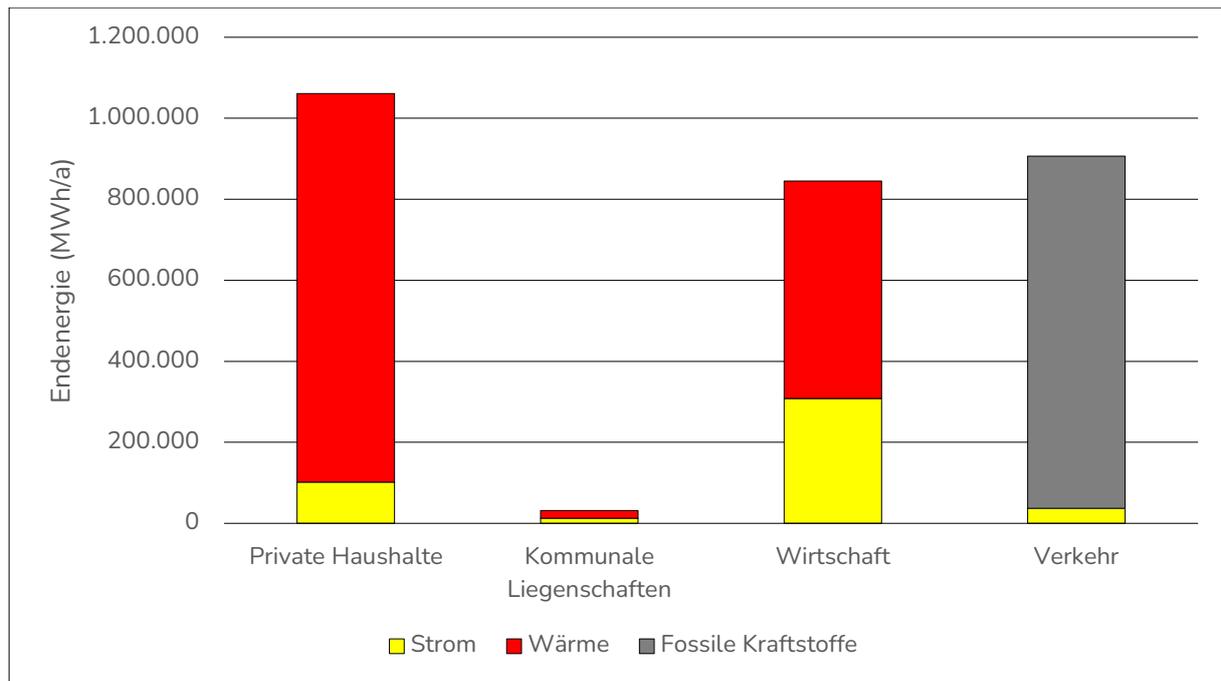


Abbildung 27: Endenergie nach Verbrauchergruppen/Sektoren quantitativ

Tabelle 1: Endenergieverbräuche Verbrauchergruppen und Sektoren qualitativ

Sektor	Strom MWh/a	Wärme MWh/a	Fossile Kraftstoffe MWh/a
Private Haushalte	101.869	959.373	-
Kommunale Liegenschaften	12.669	19.094	-
Wirtschaft	308.064	537.262	-
Verkehr	36.904	-	869.834
Strombezug	459.505	1.515.729	869.834

Um auf Basis des ermittelten Strom- und Wärmeverbrauchs sowie der Anteile der jeweiligen Energieträger am Endenergieverbrauch die Treibhausgas (THG)-Bilanz bilden können, wird jedem Energieträger ein spezifischer THG-Emissionsfaktor zugewiesen, das sogenannte CO₂-Äquivalent. Dieses beinhaltet neben den direkten Emissionen (z. B. aus der Verbrennung von Heizöl) auch die vorgelagerten Bereitstellungsketten (Gewinnung und Transport des Energieträgers). Im CO₂-Äquivalent sind also alle klimawirksamen Emissionen enthalten, die

für die Bereitstellung und Nutzung eines Energieträgers anfallen. Dies beinhaltet auch die Emissionen an weiteren klimawirksamen Gasen, wie z. B. Methan, die auf die Klimawirksamkeit von Kohlendioxid normiert und im CO₂-Äquivalent verrechnet werden.

Die verwendeten CO₂-Äquivalente wurden mithilfe verschiedener Quellen ermittelt, die in Tabelle 3 zusammengefasst sind. Die absoluten THG-Emissionen für die einzelnen Energieträger ergeben sich dann aus der eingesetzten Endenergiemenge multipliziert mit dem jeweiligen CO₂-Äquivalent. Für die Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien¹ innerhalb des Betrachtungsgebiets, wird eine THG-Gutschrift in Höhe des CO₂-Äquivalents für den deutschen Strommix angesetzt. Dahinter steht die Annahme, dass diese Strommenge in gleicher Höhe Strom aus dem deutschen Kraftwerkspark verdrängt. Durch diese Betrachtungsweise können sich bilanziell negative THG-Emissionen ergeben. Dies wäre in diesem Fall so zu interpretieren, dass im Vergleich zur durchschnittlichen Stromerzeugung in Deutschland an anderen Orten, außerhalb des Bilanzgebiets, THG-Emissionen kompensiert werden.

Aus dem Gesamtendenergieverbrauch und der Stromeinspeisung der Energieerzeuger resultiert ein Ausstoß von rund 456.483 Tonnen Treibhausgasen pro Jahr, was einem Pro-Kopf-Ausstoß von jährlich 4,42 Tonnen THG entspricht. In Tabelle 2 sind die THG-Emissionen vermerkt, die pro Sektor ausgestoßen werden.

¹ Hierzu zählt auch Strom, welcher mit Biomasse-KWK eingespeist wurde.

Tabelle 2: Treibhausgas-Emissionen je Sektor

Emissionen nach Sektoren (t/a)	
CO ₂ Emissionen Strom	188.058
CO ₂ Emissionen Wärme	305.367
CO ₂ Emissionen Verkehr	300.423
CO ₂ Gutschrift EE	-338.372
CO₂ Emissionen gesamt	456.483

Tabelle 3: Die CO₂-Äquivalente der jeweiligen Energieträger

Energieträger	CO₂-Äquivalent g/kWh 2023
Strom	445
Erdgas	240
Heizöl	310
Sonstiges (fossil)	120
Fossile Kraftstoffe	326
Holzartige Biomasse	20
Abwärme Biogas-KWK	40
Biomethan	41
Solarthermie	23
Wasserstoff	50

5 Potenzialanalyse

5.1 Grundannahmen

5.1.1 Betrachtungszeitraum

Der angenommene Betrachtungszeitraum zur Ermittlung der Potenziale zur Energieeinsparung und Steigerung der Energieeffizienz erstreckt sich bis zum Zieljahr 2040. Die dargestellten Ergebnisse beziehen sich stets auf den Endzustand im Jahr 2040 (Ausbauziel) im Vergleich zum Ausgangszustand im Bilanzjahr 2023. Als Normierungsbasis dient der Zeitraum eines Jahres, das heißt alle Ergebnisse sind als Jahreswerte nach Umsetzung der Ausbauziele angegeben (z. B. jährlicher Energieverbrauch in MWh/a und jährliche CO₂-Emissionen in t/a).

5.1.2 Demographie/Struktur der Wirtschaft

Prinzipiell korreliert der Endenergieverbrauch unter anderem mit der Bevölkerungszahl, der Anzahl an Wohngebäuden oder der Anzahl und Art der Wirtschaftsbetriebe. Die prognostizierte Änderung des Bevölkerungsstandes oder der Betriebe im Betrachtungsgebiet liegt jedoch außerhalb der erzielbaren Genauigkeit der in diesem Gesamtenergiekonzept errechneten Bilanzen. Folglich kann nicht ausgeschlossen werden, dass die unvermeidbare Abweichung der errechneten Ergebnisse von den tatsächlichen zukünftigen Werten, die Effekte der demographischen Entwicklung egalisiert. Für die Ausarbeitung der Potenzialanalyse in den nachfolgenden Kapiteln wird ein gleichbleibender Bevölkerungsstand und eine gleichbleibende Anzahl und Art der Wirtschaftsbetriebe im Ist-Zustand angenommen.

5.1.3 Potenzialbegriff

Basis für die Ausarbeitung der Potenzialanalyse erneuerbarer Energien ist zunächst die Festlegung auf einen Potenzialbegriff. Nachfolgende Potenzialbegriffe werden im Rahmen des Energienutzungsplans definiert:

a) Das theoretische Potenzial

Das theoretische Potenzial ist als das physikalisch vorhandene Energieangebot einer bestimmten Region in einem bestimmten Zeitraum definiert. Das theoretische Potenzial ist demnach z. B. die Sonneneinstrahlung innerhalb eines Jahres, die nachwachsende Biomasse einer

bestimmten Fläche in einem Jahr oder die kinetische Energie des Windes im Jahresverlauf. Dieses Potenzial kann als eine physikalisch abgeleitete Obergrenze aufgefasst werden, da aufgrund verschiedener Restriktionen in der Regel nur ein deutlich geringerer Teil nutzbar ist.

b) Das technische Potenzial

Das technische Potenzial umfasst den Teil des theoretischen Potenzials, der unter den gegebenen technischen, gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erschlossen werden kann. Im Gegensatz zum theoretischen Potenzial ist das technische Potenzial veränderlich (z. B. durch Neu- und Weiterentwicklungen) und vom aktuellen Stand der Technik abhängig. Ebenso ändern sich wirtschaftliche Rahmen. Das technische Potenzial ist somit als quantitative Einschätzung der Bedingungen zu sehen. Dabei wird zwischen bereits genutztem und noch ungenutztem Potenzial differenziert. Das genutzte Potenzial verdeutlicht, welchen Beitrag die bereits in Nutzung befindlichen erneuerbaren Energieträger liefern. Das noch ungenutzte Potenzial oder Ausbaupotenzial zeigt, welchen zusätzlichen Beitrag erneuerbare Energiequellen leisten können.

Hinweis zu Post-EEG-Anlagen: *Ab dem Jahr 2021 endete für die ersten EE-Anlagen der frühen 2000er-Jahre die EEG-Förderung. Dies setzt sich entsprechend fort, sodass eine jährlich zunehmende Zahl an EE-Anlagen-Betreibern keine feste EEG-Vergütung mehr erhalten wird. Sollte dann kein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der Anlagen mehr möglich sein, müsste von deren Rückbau ausgegangen werden, was das Erreichen der Klimaneutralität in Bayern bis 2040 deutlich erschweren würde. Daher wird für die Potenzialanalyse angenommen, dass Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb der Post-EEG-Anlagen geschaffen werden. → Es wird kein Rückbau von EE-Anlagen einkalkuliert.*

Quellen: Dieses Kapitel verwendet eine Reihe an Quellen, die in der Szenarienbildung genutzt, aufgrund der Lesbarkeit aber nicht direkt im Text erwähnt werden. Diese sind in [36], [37], [38], [39], [40], [41], [42], [43], [44], [45], [46] vermerkt. In der tabellarischen Zusammenfassung der einzelnen Bestandteile werden die Hauptquellen vermerkt.

5.2 Szenarien

In dem Energienutzungsplan wurden die drei Szenarien „Ambitioniert“, „Mittelweg“ und „Konservativ“ entwickelt, welche jeweils bestimmte Annahmen in den betrachteten Clustern „Einsparpotenziale“, „Transformationsprozesse“ und „Ausbau erneuerbarer Energien“ annehmen. Die Szenarien wurden in einem Abstimmungstermin mit der Steuerungsrunde festgelegt und beinhalten Anmerkungen der lokalen Akteure mit dem Ziel, auf den Landkreis abgestimmte Prognosen des Energiesystems bis 2040 treffen zu können.

Im Szenario „Ambitioniert“ werden in allen Clustern hochgesteckte Annahmen getroffen, welche den „Best Case“, also den bestmöglichen Ausgang beschreiben. So wirken im Cluster „Einsparpotenziale“ neben Effizienzmaßnahmen auch suffizientes Verhalten zu einer hohen Energieeinsparung. Das Cluster „Transformationsprozesse“ weist eine sehr hohe Power-to-X² Rate auf, sodass der gesamte Verkehrssektor im Jahr 2040 keine fossilen Kraftstoffe mehr aufweist. In Kombination mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien werden neben dem Sektor Strom, welcher bereits im Jahr 2023 bilanziell erneuerbar gedeckt wird, auch die Sektoren Wärme und Verkehr bilanziell erneuerbar.

Das Szenario „Mittelweg“ bildet ein Mittelmaß der ambitionierten und konservativen Ansätze mit dem Ziel, einen Weg zu beschreiben, der bis 2040 für am wahrscheinlichsten gehalten wird. In dem Szenario bleibt im Jahr 2040 ein Rest an fossilen Kraftstoffen im Sektor Verkehr. Damit der Sektor Wärme klimaneutral werden kann, bedarf es zudem einem Import an grünen Gasen. Im Ergebnis wird neben dem Sektoren Strom auch der Sektor Wärme bilanziell erneuerbar.

Im Szenario „Konservativ“ wirken Rebound-Effekte den Effizienzmaßnahmen entgegen, höherer Konsum vermindert die Effizienz und kann zu unveränderten Verbräuchen im Zieljahr führen. Das Szenario beschreibt ein „Weiter wie bisher“, in dem derzeitige Trends bis ins Jahr 2040 weiterlaufen. Es herrscht geringe Akzeptanz gegenüber neuen Technologien wie Wärmepumpen, sodass im Jahr 2040 noch ein großer Teil der Wärme mit fossilen Energieträgern

² Power-to-X bedeutet in dem Fall, dass Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr eingesetzt wird.

bereitgestellt wird. Auch im Verkehr wird weiterhin eine große Anzahl an Fahrzeugen fossil betrieben. Lediglich der Sektor Strom bleibt in dem Szenario bilanziell erneuerbar.

Die drei erstellten Szenarien sind dann Grundlage für die Simulation in Kapitel 7, in der die bilanziellen Energieverbräuche und Energieerzeugung in das Stromsystem im Landkreis eingearbeitet wird und über Lastprofile simuliert wird. Dabei wird jedes Szenario nochmal in „Starr“ und „Netzdienlich“ eingeteilt, siehe Abbildung 28. Im starren Energiesystem verändern Stromverbraucher ihr Verhalten nicht. So wird beispielsweise ein Elektroautobesitzer nach der Arbeit abends sein Auto an die Wallbox anschließen, sodass der Stromverbrauch bzw. die Last um diese Zeit deutlich steigt. In der netzdienlichen Simulation wird ein Teil dieser Stromverbraucher ihr Verhalten ändern und z. B. das Elektroauto netzdienlich am Tag laden.

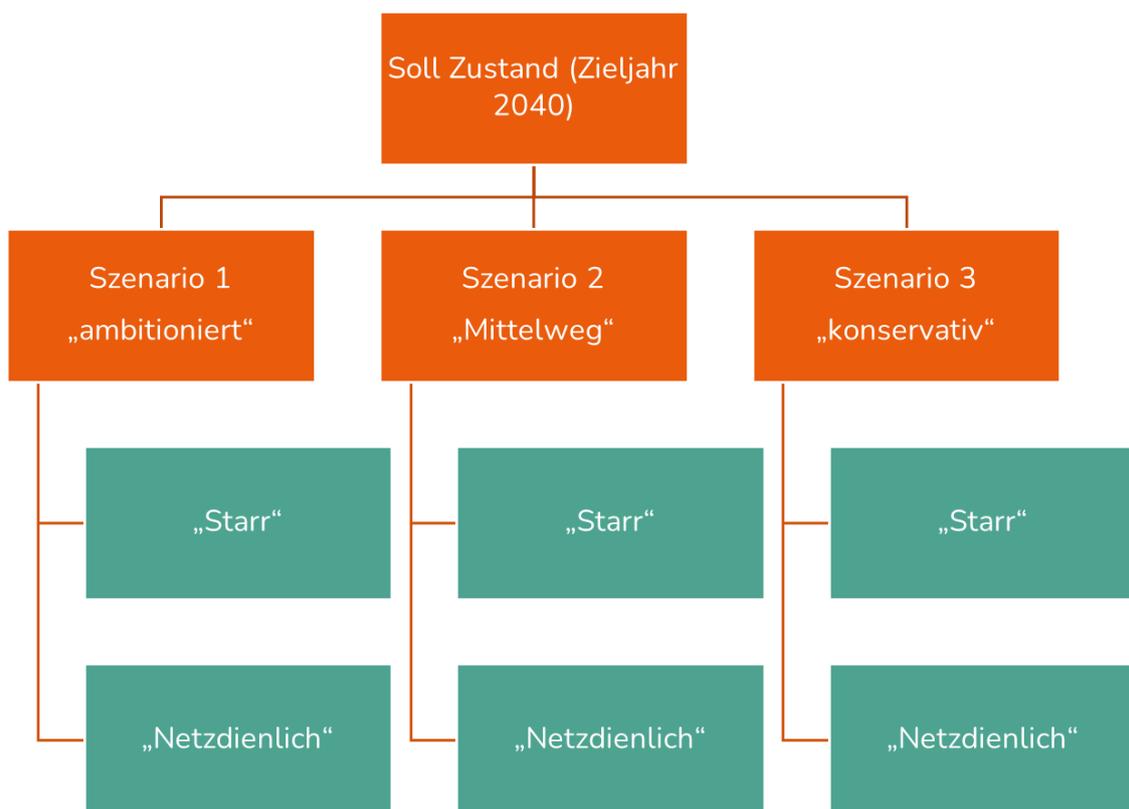


Abbildung 28: Simulation der Szenarien

5.3 Einsparpotenziale

5.3.1 Gebäudescharfes Sanierungskataster

Für die Entwicklung von Zukunftsstrategien für Sanierungsmaßnahmen und die Wärmeversorgungsstruktur bildet das Sanierungskataster Szenarien des künftigen Wärmeverbrauchs ab. Hier werden die nachfolgend beschriebenen Verbrauchergruppen mit ihren beschriebenen Einsparpotenzialen kartografisch dargestellt.

Das Sanierungskataster bietet eine strategisch-technische Entscheidungsgrundlage für Netzausbaustrategien in Kommunen. Weiterhin bietet das Sanierungskataster Informationen zum Sanierungspotenzial einzelner Gebäude, die als Grundlage für die Identifikation baulicher Sanierungsgebiete mit energetischen Missständen dienen können. Maßnahmen, wie etwa die Erstellung von Quartierskonzepten, lassen sich daraus ableiten. Die Informationen zum Sanierungspotenzial können darüber hinaus in Aktivitäten zur Energie-Erstberatung einfließen und die Gestaltung kommunaler Förderprogramme stützen.

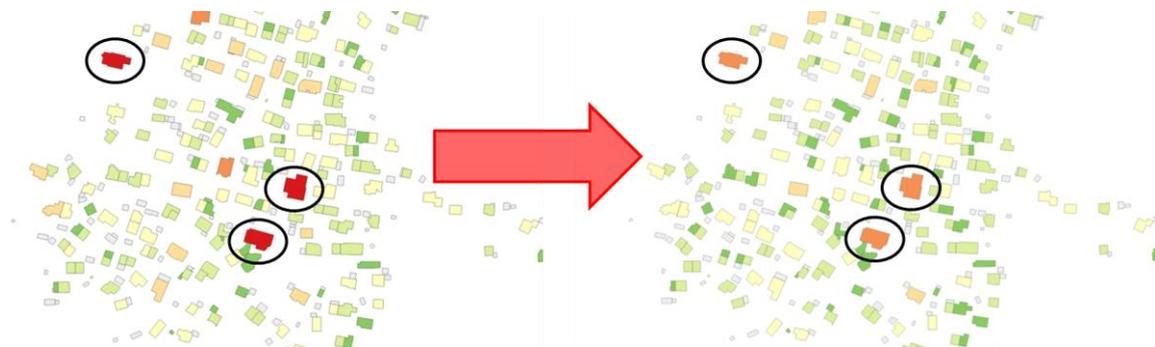


Abbildung 29: Anonymisierter Ausschnitt eines Sanierungskatasters vor und nach der Sanierung (Szenario: jährliche Sanierungsrate von 2% bis zum Jahr 2040)

5.3.2 Private Haushalte

Im Sektor Wärme werden je nach Szenario verschiedene Sanierungsraten und -tiefen angesetzt. Das gebäudescharfe Sanierungskataster ist dabei Berechnungsgrundlage, wobei hier jeweils die energetisch schlechtesten Gebäude saniert werden. Im konservativen Szenario wird eine niedrige Sanierungsquote angesetzt, welche sich an historischen Werten orientiert. Das ambitionierte Szenario setzt mit einer Sanierungsquote von 2 % und einer Sanierungstiefe von 70 kWh/(m²·a)³ hochgesteckte Ziele an, welche zum Erreichen der Klimaneutralität eine erhebliche Rolle spielen. Die Ergebnisse der einzelnen Szenarien können in Tabelle 4 eingesehen werden. Im Mittelweg wird mit 2 % Sanierungsquote mehr eine Verdoppelung angenommen, wobei die 100 kWh/(m²·a) keiner vollen, sondern Teilsanierung des Gebäudes entsprechen, wie z. B. einem Fensteraustausch und einer Geschossdeckendämmung.

Tabelle 4: Einsparpotenziale | Private Haushalte - Wärme

Private Haushalte: Wärme			
<i>Beschreibt jährliche Sanierungen der Wohngebäude - auf einen spezifischen Wärmeverbrauch - im gebäudescharfen Wärmekataster. Für die Berechnung wird die Annahme getroffen, dass die spezifisch schlechtesten Wohngebäude saniert werden.</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Sanierungsquote	2 % auf 70 kWh/m ² pro Jahr	2 % auf 100 kWh/m ² pro Jahr	1 % auf 100 kWh/m ² pro Jahr
Quelle	Annahme IfE in Anlehnung u.a. an: Bayernplan 2040, Fraunhofer ISE	Annahme IfE in Anlehnung u.a. an: Klimapfade 2.0, S. 28	Annahme IfE in Anlehnung u.a. an: Klimapfade 2.0, S. 18
Ist-Verbrauch: 959.000 MWh/a	- 17,7 % des Ist-Verbrauchs	-8,6 % des Ist-Verbrauchs	-4,4 % des Ist-Zustands
Auswirkung bis 2040:	Reduktion auf 790.000 MWh/a	Reduktion auf 877.000 MWh/a	Reduktion auf 917.000 MWh/a

Der Einsatz von stromsparenden Haushaltsgeräten trägt im Sektor Strom zu einer Reduzierung des Stromverbrauchs und somit auch zu einer Reduktion des CO₂-Ausstoßes bei. In der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ wird im konservativen Szenario angenommen, dass Rebound-Effekte den Effizienzsteigerungen entgegenwirken. Im Mittelweg werden historische Effizienzsteigerungen angesetzt und im ambitionierten Szenario wirken mit den Effizienzsteigerungen auch suffizientes Verhalten zu einer hohen Einsparung (siehe Tabelle 5).

³ Es wird sich hier auf die in der Gebäudeenergieberatung übliche Gebäudenutzfläche A_N bezogen.

Tabelle 5: Einsparpotenziale | Private Haushalte - Strom

Private Haushalte: Allgemeinstrom (ohne Heizstrom, ohne E-Mobilität)			
<i>Beschreibt jährliche Effizienzsteigerungen der privaten Haushalte im Sektor Strom ausgehend vom Ist-Zustand</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Effizienzsteigerung	1,5 % pro Jahr	0,9 % pro Jahr	0 % pro Jahr
Quelle	Annahme IfE: Neben Effizienzsteigerung höhere Suffizienz	Annahme IfE in Anlehnung u.a. an: AG Energiebilanzen Effizienzindikatoren, Historische Werte	Annahme IfE: Rebound-Effekte wirken Effizienzsteigerung entgegen
Ist-Verbrauch: 102.000 MWh/a	- 22,7 % des Ist-Verbrauchs	- 14,3 % des Ist-Verbrauchs	- 0 % des Ist-Verbrauchs
Auswirkung bis 2040:	Reduktion auf 79.000 MWh/a	Reduktion auf 87.000 MWh/a	102.000 MWh/a

Nicht enthalten ist hierbei der künftig zusätzlich notwendige Strombezug für Transformationsprozesse (z. B. verstärkter Einsatz von Wärmepumpen), sondern um „klassische“ Stromanwendungen wie die Beleuchtung. Der zusätzliche Strombezug wird in Kapitel 5.4 betrachtet.

5.3.3 Wirtschaft

Da Unternehmen je nach Betrieb und Branche sehr unterschiedlichen Nutzungen unterliegen, kann eine genaue Analyse der Potenziale nur durch einen ausführlichen Austausch mit den ansässigen Betrieben, sowie der damit verbundenen und umfangreichen Datenerhebung erfolgen.

Die Einsparpotenziale in der Verbrauchergruppe „Wirtschaft“ beziffern sich im Sektor Wärme in den jeweiligen Szenarien zwischen 1 – 2 %. Dabei wird im ambitionierten Szenario ein hoher Wert angenommen, welcher die historischen Einsparungen übertrifft, technisch aber im Bestfall für möglich gehalten wird. Im Mittelweg wird angenommen, dass historische Effizienzsteigerungen in der Wirtschaft von 1,5 % pro Jahr beibehalten werden. Das konservative Szenario geht von einer Verringerung der Effizienzsteigerungen bis zum Jahr 2040 aus. Die resultierenden Einsparungen können in Tabelle 6 eingesehen werden.

Tabelle 6: Einsparpotenziale | Wirtschaft – Wärme

Wirtschaft: Wärme			
<i>Beschreibt jährliche Effizienzsteigerungen der Wirtschaft im Sektor Wärme ausgehend vom Ist-Zustand</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Effizienzsteigerung	2 % pro Jahr	1,5 % pro Jahr	1 % pro Jahr
Quelle	Annahme IfE in Anlehnung an: Bayernplan 2040, S. 52-53	Annahme IfE in Anlehnung u. a. an: AG Energiebilanzen	Annahme IfE in Anlehnung u.a. an: Bayernplan 2040, S. 52-53
Ist-Verbrauch: 537.000 MWh/a	- 29,1 % des Ist-Verbrauchs	- 22,7 % des Ist-Verbrauchs	- 15,7 % des Ist-Zustands
Auswirkung bis 2040	Reduktion auf 381.000 MWh/a	Reduktion auf 416.000 MWh/a	Reduktion auf 453.000 MWh/a

Im Sektor Strom fallen die Einsparpotenziale allgemein kleiner aus. Historisch steigert sich die Effizienz der Verbrauchergruppe Wirtschaft um 0,7 % pro Jahr. Dieser Wert wird im Szenario Mittelweg angesetzt. Weitere Einsparungen werden als schwierig eingestuft, sodass eine maximale Einsparung von 1 % pro Jahr als Maximum im ambitionierten Szenario angesetzt wird. Im konservativen Szenario wird angenommen, dass keine weiteren Einsparungen im Sektor Strom erreicht werden, siehe Tabelle 7.

Tabelle 7: Einsparpotenziale | Wirtschaft – Strom

Wirtschaft: Allgemestrom (ohne Heizstrom, ohne E-Mobilität)			
<i>Beschreibt jährliche Effizienzsteigerungen der Wirtschaft im Sektor Strom ausgehend vom Ist-Zustand</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Effizienzsteigerung	1 % pro Jahr	0,7 % pro Jahr	0 % pro Jahr
Quelle	Annahme IfE	Annahme IfE in Anlehnung u.a. an: Bayernplan 2040, S. 76	Annahme IfE: Rebound-Effekte wirken Effizienzsteigerung entgegen
Ist-Verbrauch: 308.000 MWh/a	- 15,7 % des Ist-Verbrauchs	- 11,3 % des Ist-Verbrauchs	- 0 % des Ist-Verbrauchs
Auswirkung bis 2040	Reduktion auf 260.000 MWh/a	Reduktion auf 273.000 MWh/a	308.000 MWh/a

Nicht enthalten ist hierbei, analog zu den privaten Haushalten, der künftig zusätzlich notwendige Strombezug für Transformationsprozesse (z. B. verstärkter Einsatz von Wärmepumpen). Dieser zusätzliche Strombezug wird in Kapitel 5.4 betrachtet.

5.3.4 Kommunale Liegenschaften

Aus Sicht des Bundes kommt den Städten und Kommunen eine zentrale Rolle bei der Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen zu. Die Motivation zur eigenen Zielsetzung und Mitwirkung bei der Reduktion der CO₂-Emissionen für die Städte und Kommunen kann dabei in mehrere Ebenen untergliedert werden:

- Die Selbstverpflichtung aus Überzeugung von der Notwendigkeit des Handelns
- Die Vorbildfunktion für alle Bürger
- Die wirtschaftliche Motivation

Die Einsparpotenziale in der Verbrauchergruppe „Kommunale Liegenschaften“ im Sektor Wärme beziffern sich je nach Szenario jährlich auf 1 – 2 % bis zum Zieljahr 2040, siehe Tabelle 8. Die Einsparungen richten sich dabei an das Energieeffizienzgesetz (EnEfG) [47]. In dem Gesetz wird eine jährlichen Einsparverpflichtung von 2 % für öffentliche Stellen vorgesehen, die einen jährlichen Gesamtendenergieverbrauch von 1.000 MWh oder mehr aufweisen. Dieses Einsparziel wird im Rahmen des ENP als ambitioniertes Szenario für alle kommunalen Gebäude (auch unter 1.000 MWh Endenergieverbrauch pro Jahr) angesetzt. Der Mittelweg erreicht eine Einsparung von 1,5 %, während im konservativen Szenario 1 % des Gesamtwärmeverbrauchs im Jahr eingespart wird.

Tabelle 8: Einsparpotenziale | Kommunale Gebäude - Wärme

Kommunale Gebäude: Wärme			
<i>Beschreibt jährliche Effizienzsteigerungen der kommunalen Liegenschaften im Sektor Wärme ausgehend vom Ist-Zustand</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Effizienzsteigerung	2 % pro Jahr	1,5 % pro Jahr	1 % pro Jahr
Quelle	Annahme IfE: Übernahme der Ziele gemäß EnEfG für alle KLS	Annahme IfE in Anlehnung an EnEfG	Annahme IfE
Ist-Verbrauch: 19.000 MWh/a	- 29,1 % des Ist-Verbrauchs	- 22,7 % des Ist-Verbrauchs	- 15,7 % des Ist-Zustands
Auswirkung bis 2040	Reduktion auf 14.000 MWh/a	Reduktion auf 15.000 MWh/a	Reduktion auf 16.000 MWh/a

Analog zu der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ belaufen sich die Einsparpotenziale im Sektor Strom auf 0 – 1,5 % je nach Szenario, siehe Tabelle 9. Die Annahme wird getroffen, da in vielen kommunalen Gebäuden ähnliche Stromverbraucher wie in privaten Haushalten eingesetzt werden.

Tabelle 9: Einsparpotenziale | Kommunale Gebäude - Strom

Kommunale Gebäude: Allgemeinstrom (ohne Heizstrom, ohne E-Mobilität)			
<i>Beschreibt jährliche Effizienzsteigerungen der kommunalen Liegenschaften im Sektor Strom ausgehend vom Ist-Zustand</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Effizienzsteigerung	1,5 % pro Jahr	0,9 % pro Jahr	0 % pro Jahr
Quelle	Annahme IfE: Neben Effizienzsteigerung höhere Suffizienz	Annahme IfE in Anlehnung u.a. an: AG Energiebilanzen Effizienzindikatoren, Historische Werte	Annahme IfE: Rebound-Effekte wirken Effizienzsteigerung entgegen
Ist-Verbrauch: 13.000 MWh/a	- 22,7 % des Ist-Verbrauchs	- 14,3 % des Ist-Verbrauchs	- 0 % des Ist-Verbrauchs
Auswirkung bis 2040	Reduktion auf 10.000 MWh/a	Reduktion auf 11.000 MWh/a	13.000 MWh/a

5.4 Transformationsprozesse

Für das Erreichen der Klimaneutralität (Dekarbonisierung des Energiesystems) ist es erforderlich, bestimmte Bereiche zu transformieren und damit die Verbrennung fossiler Energieträger zu substituieren. Dies betrifft zum einen den Sektor Verkehr und zum anderen den Sektor Wärme. Hier sind insbesondere Power-to-X Technologien gemeint, die Verwendung von Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr, aber auch grüne Gase wie Wasserstoff spielen eine bedeutende Rolle in dieser Transformation.

5.4.1 Transformationsprozesse Wärmepumpen (Power-to-Heat)

Unter Power-to-Heat wird die Erzeugung von Wärme unter dem Einsatz elektrischer Energie verstanden. Im Ist-Zustand wurden dabei 16.600 MWh Strom für Heizzwecke eingesetzt. Insbesondere der Einsatz von Wärmepumpen (mit denen je nach Typ Jahresarbeitszahlen > 4 erreicht werden können) wird zukünftig eine steigende Bedeutung in der Wärmeversorgungsstruktur in Deutschland erlangen. Das Bundeswirtschaftsministerium hat im Jahr 2021 das Ziel formuliert, dass bis zum Jahr 2030 insgesamt 6 Millionen Wärmepumpen in Deutschland installiert sein sollen [42]. Bei einem Wohngebäudebestand in Höhe von rund 19 Millionen Wohngebäuden in Deutschland entspricht dies rund einem Drittel aller Gebäude [48]. Bei einem linearen Zubau würde es bedeuten, dass im Jahr 2040 60 % der privaten Haushalte (und kommunalen Liegenschaften) ihren Wärmebedarf mit Wärmepumpen decken. Dabei können dezentrale Lösungen, aber auch Wärmenetze über z. B. Großwärmepumpen betrieben werden. Für die Berechnung des künftigen Strombezugs für Wärmepumpen wird von einer konservativen Jahresarbeitszahl von 3 ausgegangen. Im konservativen Szenario wird davon ausgegangen, dass lediglich 20 % der privaten Haushalte und kommunalen Liegenschaften über Wärmepumpen abgedeckt werden. Im Szenario Mittelweg werden künftig 40 % des Wärmebedarfs der privaten Haushalte und kommunalen Liegenschaften über Wärmepumpen gedeckt.

Tabelle 10: Transformationsprozesse | Wärmepumpen – Private Haushalte/kommunale Liegenschaften

Wärmepumpen: Private Haushalte und kommunale Liegenschaften			
<i>Anteil des Wärmebedarfs der privaten Haushalte und kommunalen Liegenschaften, der durch Wärmepumpenstrom gedeckt wird</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Anteil an Wärmebedarf 2040 (dezentral und Wärmenetze):	60 %	40 %	20 %
Quelle	Annahme IfE in Anlehnung an: BMWK (Ziel, jährlich 500.000 Wärmepumpen installieren)	Annahme IfE	Annahme IfE
Auswirkung bis 2040	Erhöhung auf 161.000 MWh _{el} /a	Erhöhung auf 119.000 MWh _{el} /a	Erhöhung auf 62.000 MWh _{el} /a

In der Verbrauchergruppe Wirtschaft wird der Wärmepumpenanteil im Niedertemperaturbereich (Temperaturen < 200 C) ebenfalls steigen, vermutlich aber nicht im gleichen Maße wie in den anderen Verbrauchergruppen. So wird im konservativen Szenario ein Anteil von 10 % im Jahr 2040 angenommen. Im Szenario Mittelweg wird sich der Anteil auf 20 % erhöhen, wobei der ambitionierte Anteil auf 40 % gesetzt wird. Der resultierende Strombedarf kann in Tabelle 11 eingesehen werden.

Tabelle 11: Transformationsprozesse | Wärmepumpen – Wirtschaft

Wärmepumpen: Wirtschaft			
<i>Anteil des Wärmebedarfs im Niedertemperaturbereich Wirtschaft, der durch Wärmepumpenstrom gedeckt wird</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Anteil an Wärmebedarf im Niedertemperaturbereich 2040:	40 %	20 %	10 %
Quelle	Annahme IfE	Annahme IfE auf Basis einer Quellenrecherche	Annahme IfE
Auswirkung bis 2040	Erhöhung auf 56.000 MWh _{el} /a	Erhöhung auf 31.000 MWh _{el} /a	Erhöhung auf 17.000 MWh _{el} /a

Für den Betrieb der Wärmepumpen wird in Kapitel 5.5.8 geprüft, welche Formen der oberflächennahen Geothermie im Landkreis möglich sind. Hierbei zeigt sich, dass neben dem reinen Betrieb als Luft-Wasserwärmepumpe auch die Nutzung von oberflächennaher Geothermie im Großteil des Landkreisgebiets möglich erscheint.

5.4.2 Transformationsprozesse Verkehrssektor

Im Bereich Verkehr beinhaltet der Transformationsprozess vor allem eine entweder direkte Elektrifizierung der Antriebstechnologien (batterie-elektrisch) oder eine Elektrifizierung der Antriebe über einen Power-to-Gas-Prozess als Zwischenstufe (vor allem Wasserstoff). Diese Entwicklungen gehen unmittelbar mit einer Effizienzsteigerung einher. So weisen beispielsweise per Elektromotor angetriebene KFZ im Vergleich nur noch rund ein Drittel des Energiebedarfs auf, den ein fossil mit Benzin- oder Dieselmotor angetriebener Personenkraftwagen (PKW) benötigt. [49]

Die Transformation des Sektors hin zu klimaneutralen Antriebstechnologien ist ein fortschreitender Prozess, der sowohl von landkreisspezifischen Gegebenheiten als auch von Entwicklungen auf Landes- und Bundesebene geprägt wird. Um den unterschiedlichen Einflussfaktoren gerecht zu werden, wurde für die Zieljahre 2030 und 2040 ein Mittelweg-Szenario entwickelt. Dieses bildet das Mittel zweier Extremwert-Szenarien, die jeweils einen Pfad geringer und sehr hoher Veränderungsprozesse im Vergleich zum Ist-Zustand beschreiben. Die Prämissen für die Szenarien sind in Abbildung 30 zusammengefasst.

Mobilität: Straßengebundener Verkehr			
<i>Beschreibt Transformationsprozess im straßengebundenen Verkehr für die Stützjahre 2030 und 2040 ausgehend vom IST-Zustand</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Transformation	2030: 31% der zugelassenen Fahrzeuge fahren elektrisch, ÖPNV bereits vollständig erneuerbar 2040: Keine Verwendung fossiler Kraftstoffe mehr	Annäherung des konservativen Szenarios an das ambitionierte Szenario Standardeinstellung: 50%	2030/ 2040: Zulassungszahlen für elektrisch betriebene Fahrzeuge orientieren sich an Landkreis-Trend und an Studien
Quelle	Annahme IfE in Anlehnung an: Agora Energiewende - Klimaneutrales Deutschland 2045, Klimapolitische Ziele auf landes- und nationaler Ebene	Annahme IfE	Annahme IfE in Anlehnung an: Fraunhofer ISE - Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Landkreisspezifische Zulassungstrends E-Mobilität

Abbildung 30: Prämissen für die Szenarien im Sektor Verkehr

Das Randwert-Szenario für geringe Weiterentwicklung und Transformation, „Konservativ“, basiert auf einer vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in Auftrag gegebenen Studie, die das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI in Zusammenarbeit mit der Consentec GmbH im Jahr 2021 veröffentlicht hat [50]. In Anlehnung an das dort beschriebene Szenario „TN-Strom“ werden die prognostizierten Energiebedarfe als Basis für die Berechnungen verwendet. Des Weiteren fließen landkreisspezifische aktu-

elle Zulassungszahlen und historische Entwicklungstrends der Bestände von elektrisch betriebenen PKW der Jahre 2020 – 2024 mit in das Szenario ein [51]. Umsetzungsvorhaben aus vorhandenen Mobilitäts- oder Nahverkehrskonzepten werden ebenfalls im Szenario mitberücksichtigt. Insgesamt geht das Szenario von einer geringen Entwicklung des Verkehrssektors hin zu erneuerbaren Antriebstechnologien aus.

Die Ziele, die im Verkehrssektor auf Landes- und Bundesebene aufgestellt wurden, werden im zweiten Randwert-Szenario für einen hohen Grad an Transformation des Verkehrssektors, „Ambitioniert“, aufgegriffen. Diese beinhalten:

- Landesebene Freistaat Bayern:
 - Klimaneutralität des Verkehrssektors bis 2040 (Ziel Landesregierung) [52]
- Bundesebene Deutschland:
 - Bestand von 15 Mio. E-PKW bis 2030 (Ziel Bundesregierung) [53]
 - Minderung des Treibhausgas (THG)-Ausstoßes im Verkehrssektor um 49 % bis 2030 im Vergleich zu 1990 (Ziel Bundesregierung) [54]

Aus den formulierten Zielen sowie der von Agora Energiewende und Stiftung Klimaneutralität beauftragten Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ aus dem Jahr 2021 lassen sich landkreisbezogene Annahmen für das Szenario „Ambitioniert“ ableiten. Des Weiteren werden für den Flug-, Schienen- und Binnenschiffverkehrsverkehr formulierte Ziele der jeweiligen Branchen in das Szenario aufgenommen. Außerdem wird in diesem Szenario auch die Verschiebung des Modal Split⁴ weg von straßengebundenen und hin zu schienengebundenen bzw. öffentlichen Verkehrsmitteln beachtet. [56]

Die Ist-Situation im Sektor Verkehr wurde in Kapitel 4.5 analysiert und ein mobilitätsbedingter Endenergieeinsatz im Landkreis von rund 910.000 MWh pro Jahr errechnet. Unter den geschilderten Rahmenbedingungen liegt der Strombedarf durch die sukzessive Elektrifizierung im Szenario „Mittelweg“ bis zum Zieljahr 2040 bei rund 256.000 MWh. Eine Aufteilung

⁴ Prozentuale Anteile der verschiedenen Verkehrsmittel an der gesamten Verkehrsleistung [55]

des Stromverbrauchs der Verbrauchergruppen innerhalb des Landkreises im Zieljahr 2040 ist in Abbildung 31 dargestellt.⁵

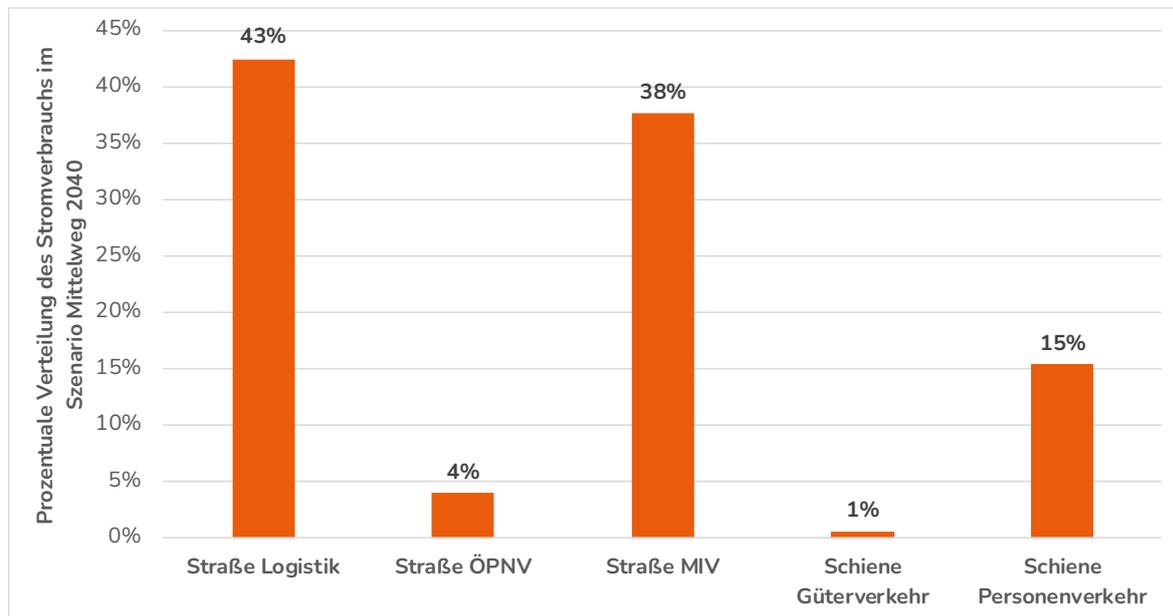


Abbildung 31: Prozentuale Verteilung des Strombedarfs im Jahr 2040 im Szenario „Mittelweg“ nach Verbrauchergruppen⁵

Außerdem werden rund 22.000 MWh durch den Energieträger Wasserstoff bereitgestellt. Rechnerisch verbliebe noch ein Restanteil im Bereich Verkehr von rund 179.000 MWh, der über fossile Kraftstoffe abgebildet würde. Er wäre idealerweise durch Kraftstoffe auf regenerativer Basis bereitzustellen. Insgesamt beläuft sich der Energiebedarf für den Sektor Verkehr im Zieljahr 2040 im Szenario „Mittelweg“ damit auf etwa 457.000 MWh. Im Vergleich zum Ist-Zustand verringert sich damit der Energieeinsatz in diesem Sektor um 50 %. Die sich ergebenden Energiebedarfe für das Zieljahr 2040 für die drei Szenarien sind in Abbildung 32 dargestellt.

⁵ Der Strombezug des Schienenverkehrs erfolgt dabei über das eigene Bahnstromnetz. Im Landkreis gibt es keinen Netzkopplungspunkt des Bahnstromnetzes mit dem öffentlichen Stromnetz für den Bezug von Strom. [57]

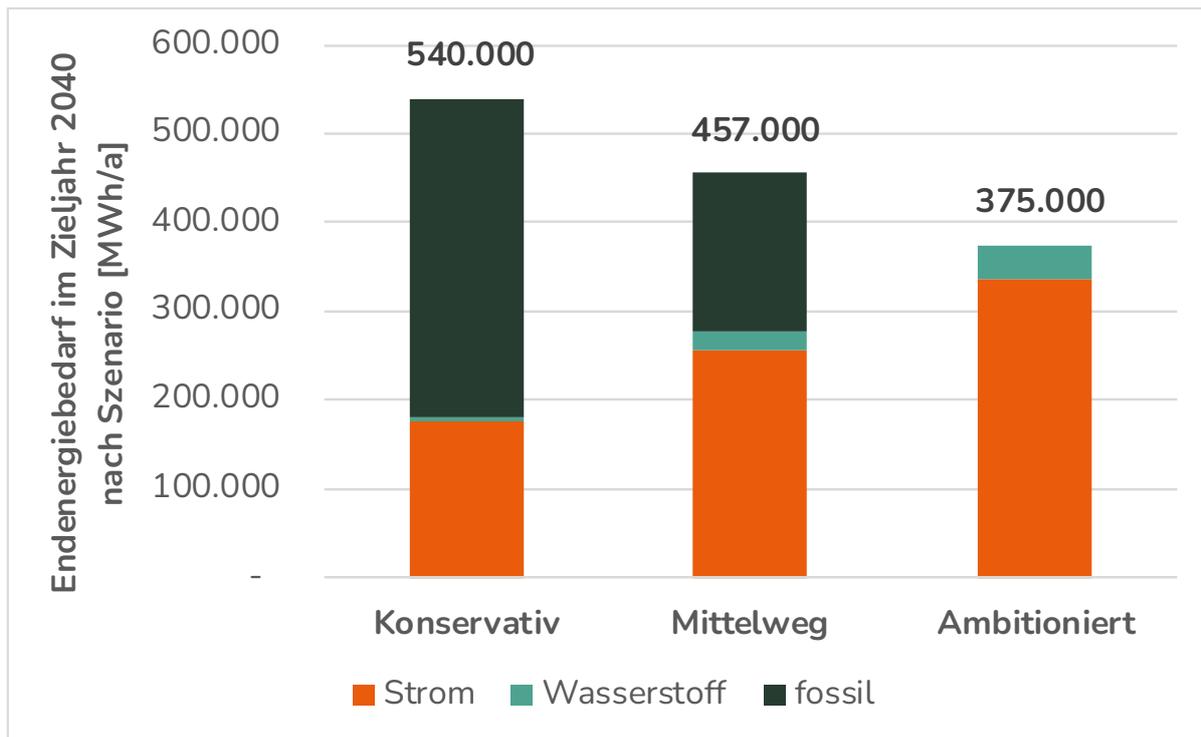


Abbildung 32: Endenergiebedarf im Sektor Verkehr im Zieljahr 2040 nach Szenario und Energieträger

In Kapitel 6 sind diese Entwicklungen im Kontext aller Energieströme abgebildet.

Einschub: Wasserstoffnutzung in der Mobilität

Um die Potenziale der Wasserstoffnutzung in der Mobilität zu ermitteln, wurden unterschiedliche Ansätze gewählt und die Ergebnisse verglichen.

Wie in den Kapiteln 4.1.2 und 5.4.3 beschrieben wurde bei Gewerbe- und Industrieunternehmen eine landkreisweite Umfrage durchgeführt. Unter anderem wurden hier auch Bedarfe im Verkehrssektor abgefragt. Die Unternehmen konnten Angaben zu Potenzialen bei Nutzfahrzeugen, wie beispielsweise Lastkraftwagen (LKW) oder landwirtschaftlich genutzten Maschinen oder bei zur Beförderung des Individualverkehrs genutzten Fahrzeugen, wie PKW machen. Insgesamt belaufen sich die Wasserstoffbedarfe nach diesen Angaben landkreisweit auf etwa 2 t/a. Die Potenziale ergeben sich dabei fast ausschließlich im Segment des Individualverkehrs.

Eine zweite Betrachtung wurde für den Öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV), den Busverkehr, durchgeführt. Die Defossilisierung des ÖPNV kann sowohl durch direkte Elektrifizierung als auch durch Substitution der fossilen Kraftstoffe durch regenerative, wie beispielsweise Wasserstoff erfolgen. Aus der Literatur und Erfahrungswerten kann man ableiten, dass eine direkte Elektrifizierung von Bussen ab einer täglichen Fahrleistung von über 300 km nach aktuellem Stand der Technik nur unter bestimmten Voraussetzungen praktikabel ist. [58], [59], [60]

Deshalb wurde bei der Betrachtung der Buslinien des Landkreises dieser Wert als Schwellwert eingesetzt. Allen Buslinien, die eine tägliche Fahrleistung von mehr als 300 km aufweisen, wurde ein Wasserstoffbedarf für den Betrieb zugewiesen. Im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim konnten aus diesem Ansatz heraus keine Bedarfe ermittelt werden. Des Weiteren wurden für die Ermittlung der Wasserstoffbedarfe im Landkreis Werte aus Studien herangezogen. Je nach Szenario (s. o.) ergeben sich hier unterschiedliche Bedarfe. Betrachtet man den Mittelweg der beiden Szenarien „Konservativ“ und „Ambitioniert“, so ergibt sich ein Gesamtbedarf von etwa 645 t/a im Zieljahr 2040. Dabei entfallen etwa 610 t/a auf die Gruppe der Nutzfahrzeuge. Insgesamt wird über den Energieträger Wasserstoff rund 5 % des Gesamtenergiebedarfs des Verkehrssektors bereitgestellt. Für die weitere Betrachtung wurden diese ermittelten Werte übernommen. Abbildung 33 stellt die Wasserstoffbedarfe im Szenario „Mittelweg“ für das Jahr 2040 gruppiert in die unterschiedlichen Verbrauchergruppen Nutzfahrzeuge, Öffentlicher Personenverkehr (ÖPV) und Motorisierter Individualverkehr dar.

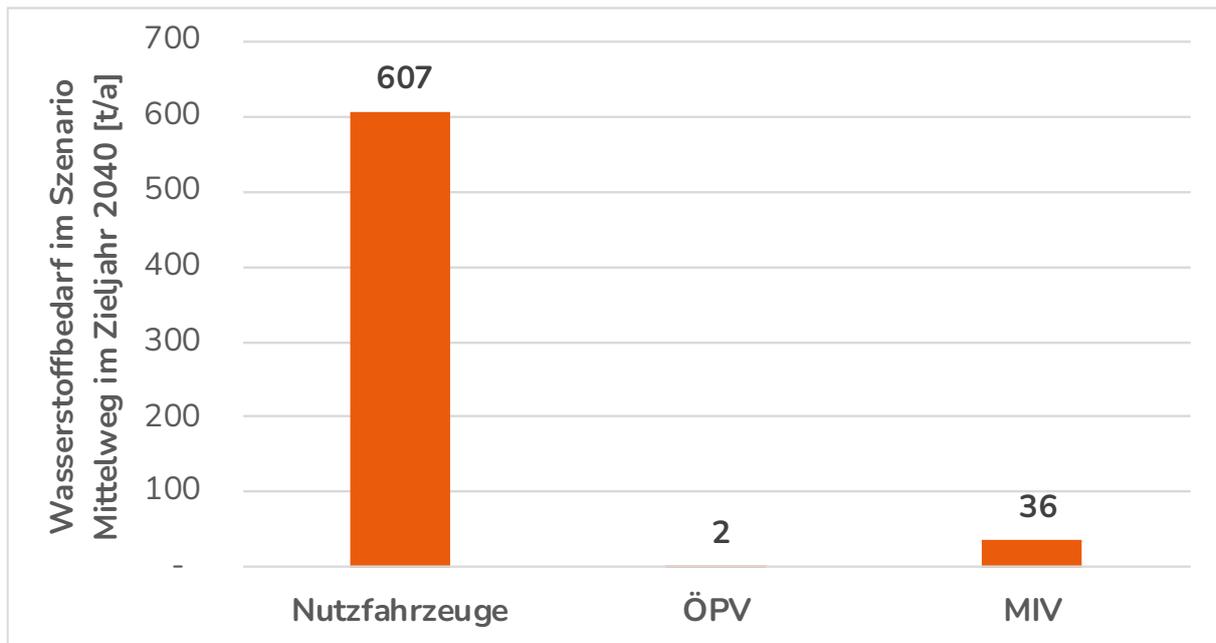


Abbildung 33: Wasserstoffbedarfe im Szenario „Mittelweg“ im Jahr 2040 aufgeteilt in die Verbrauchergruppen Nutzfahrzeuge, Öffentlicher Personenverkehr und Motorisierter Individualverkehr

Auch diese geschilderten Entwicklungen sind in Kapitel 6 anhand des Entwicklungsszenarios nochmals im Kontext aller Energieströme abgebildet.

5.4.3 Transformationsprozesse Wasserstoffwirtschaft

Wie bereits beschrieben, wurde zu Beginn des Energienutzungsplans eine Datenerhebung bei den ansässigen Industrie- und Speditionsbetrieben bzgl. ihrer energetischen Infrastruktur und deren potenzieller Wasserstoffbedarfe durchgeführt. Die Daten bilden unter anderem die Basis für die durchgeführte GIS-Analyse nach Kapitel 8.5.2. Mit dieser Umfrage sollte u. a. das sogenannte „Henne-Ei-Problem“ umgangen werden. Dieses Problem wird aktuell vielfach diskutiert: Demnach ist ein Betrieb von Wasserstofferzeugungsanlagen nur dann sinnvoll möglich, wenn Abnehmer vorhanden sind. Abnehmer gibt es aber nur, sofern die Infrastruktur vorhanden ist.

Die Rückläufer der Datenerfassung wurden nach den folgenden Wasserstoffanwendungsfällen ausgewertet und bewertet:

- Wasserstoff als Prozessgas („H2_Einsatz_Prozessgas“)

- Wasserstoff für die Prozesswärme ($> 200\text{ °C}$) („H2_Einsatz_HT_Prozesswaerme“)
- Wasserstoff für Kraft-Wärme-Kopplungsprozesse („H2_Einsatz_Fuelswitch“)
- Niedertemperaturanwendung ($< 200\text{ °C}$) („NT_Waermeeinsatz“)
- Wasserstoff in der Mobilität (vgl. Kapitel 5.4.2)
 - Wasserstoff für Nutzfahrzeuge („H2_Einsatz_Nutzfahrzeuge“)
 - Wasserstoff für ÖPNV („H2_Einsatz_OPNV“)
 - Wasserstoff im Individualverkehr („H2_Einsatz_Nutzfahrzeuge“)

Die jeweiligen Wasserstoffabnahmepotenziale berechnen sich anhand der Angaben Strom- bzw. Brennstoffbedarf im Ist-Zustand. Die im Folgenden dargestellten, zukünftigen Bedarfe beziehen sich auf die vollständige Substitution fossiler Energieträger bei den Unternehmen im Landkreis. Die zukünftigen Wasserstoffpotenziale für Mobilitätsanwendungen werden in Kapitel 5.4.2 ausführlich behandelt und dargestellt.

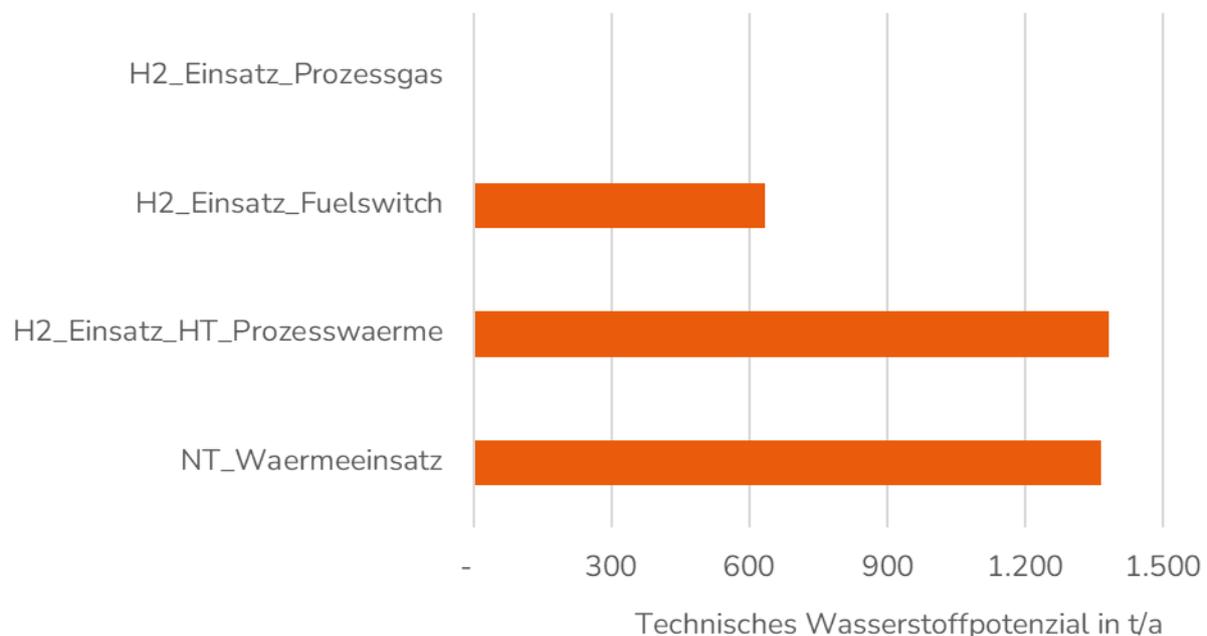


Abbildung 34: Landkreisweite, technische Wasserstoffabsatzpotenziale im Ist-Zustand zur vollständigen Substitution fossiler Energieträger bei den Unternehmen im Landkreis (berechnet anhand des energetischen Ist-Zustands).

Abbildung 34 stellt die ermittelten Wasserstoffbedarfe im Ist-Zustand zur Substitution fossiler Energieträger im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim für Industrie und Gewerbe dar. Dabei handelt es sich um das technische Potenzial im Landkreis, welches sich

durch Energieeinsparungen und Effizienzsteigerungen bis zum Zieljahr entsprechend verändern kann. Es ist zu sehen, dass der größte Teil (ca. 1.380 t/a) und damit 40,9 % des möglichen Wasserstoffbedarfs bei den Unternehmen zukünftig zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme eingesetzt werden könnte. Der Großteil ist auf die Substitution des Energieträgers Erdgas zurückzuführen. Die Prozesstemperaturen bei den Unternehmen liegen dabei über 200 °C. Demnach könnten zukünftig „grüne“ Gase wie Wasserstoff und synthetisches Methan oder Biomethan hier eingesetzt werden, um die Dekarbonisierung voranzutreiben und damit CO₂-Emissionen einzusparen.

Auf den Anwendungsfall „Hochtemperatur-Prozesswärme“ folgt die mögliche Nutzung im Niedertemperaturbereich. Der zukünftig mögliche Bedarf liegt hier bei ca. 1.370 t/a und damit bei ca. 40,4 % des gesamten Wasserstoffbedarfs. Es ist davon auszugehen, dass Wasserstoff zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser zukünftig eine untergeordnete Rolle spielen wird. Dies liegt vor allem daran, dass es effizientere Alternativen gibt und grüner Wasserstoff nicht unbegrenzt zur Verfügung stehen wird. Weitere Anwendungsmöglichkeiten liegen in der Substituierung fossiler Energieträger für KWK-Prozesse, z. B. in BHKW und Gasturbinen, mit ca. 634 t/a bzw. 18,7 % des gesamten Wasserstoffbedarfs. Der Einsatz von Wasserstoff als Prozessgas ist mit nur ca. 2 t/a vernachlässigbar. In Summe resultiert ein theoretischer Wasserstoffbedarf von ca. 3.380 t/a für die Erzeugung von Wärme und Strom.

Wie auch in der nationalen Wasserstoffstrategie beschrieben, liegt der Fokus der zukünftigen Wasserstoffnutzung innerhalb des ENPs vor allem beim Einsatz zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme in der Industrie und dem Einsatz in der Mobilität (v. a. Schwerlast und ÖPNV). [61]

Des Weiteren wurde auch die mögliche Sauerstoffnutzung bei den Unternehmen in die folgenden Anwendungsfälle eingestuft:

- Sauerstoff für Oxyfuel-Anwendungen („Sauerstoffbedarf_Oxyfuel“)
- Sauerstoff für sonstige Anwendungen („Sauerstoffbedarf_sonstiges“)

Aus der Datenerfassung Industrie und Gewerbe geht ein signifikanter Sauerstoffbedarf von ca. 1.400 t/a für Oxyfuel-Anwendungen hervor. Der Sauerstoffbedarf für sonstige Anwendungen ist mit rund 29 t/a angegeben.

Wasserstoffhochlauf im Landkreis bis zum Jahr 2040

Der im folgenden Absatz prognostizierte Wasserstoffhochlauf im Landkreis resultiert auf der Abfrage bei den Unternehmen im Landkreis und deren technisches Wasserstoffnutzungspotenzial (vgl. Abbildung 34), auf den erhobenen Daten zum Thema Mobilität (vgl. Kapitel 5.4.2), den Annahmen zur Nutzung von Wasserstoff nach der nationalen Wasserstoffstrategie im Bereich der Hochtemperatur-Prozesswärme, KWK und Mobilität (vgl. Kapitel 5.4.3 und 8) und den Annahmen zu Einsparpotenzialen im Bereich Wirtschaft (vgl. Kapitel 5.3.3). Nähere Informationen sind den oben genannten Kapiteln und Abbildungen zu entnehmen.

Wasserstoff: Szenarien			
<i>Beschreibt den Bedarf von Wasserstoff und welcher Anteil territorial erzeugt werden kann</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Wasserstoff Einsatz Niedertemperaturbereich	0 t/a Kein Einsatz von H ₂ für Heizprozesse		
Wasserstoff Einsatz Hochtemperaturbereich	981 t/a 33.000 MWh/a	1069 t/a 36.000 MWh/a	291 t/a 10.000 MWh/a
Wasserstoffeinsatz Fuelswitch (KWK)	911 t/a 30.000 MWh/a	496 t/a 17.000 MWh/a	541 t/a 18.000 MWh/a
Wasserstoffeinsatz Mobilität	1.170 t/a 39.000 MWh/a	646 t/a 22.000 MWh/a	122 t/a 4.000 MWh/a
Quelle	Annahme IfE	Annahme IfE	Annahme IfE
Bilanzielle Größe Elektrolyseur	ca. 39 MW	ca. 15 MW	ca. 5 MW
Territorial erzeugter Anteil	100 %	55 %	40 %

Abbildung 35: WasserstoffhochlaufszENARIO für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim bis zum Jahr 2040.

Im konservativen Szenario wird davon ausgegangen, dass nur der zukünftige Elektrolyseur in Uffenheim betrieben wird und die unmittelbare Umgebung versorgt. Wohingegen die weiteren Szenarien von einem Ausbau der Elektrolysekapazität auf 15 MW bzw. 39 MW ausgehen. Der Ausbau resultiert aus den Annahmen zur Versorgung der ansässigen Industrie im MittelwegszENARIO und den Annahmen zur Deckung des gesamten Wasserstoffbedarfs im Landkreis. Zudem wird im konservativen Szenario und MittelwegszENARIO von einem Import über das Wasserstoffkernnetz ausgegangen. Nur 40 % bzw. 45 % des benötigten Wasserstoffs werden territorial, also vor Ort, erzeugt. Im ambitionierten Szenario wird von einer 100 % Deckung des landkreisweiten Wasserstoffbedarfs ausgegangen, welcher zu 100 % vor Ort

erzeugt wird. Zudem gibt es die Möglichkeit, die Elektrolysekapazität weiter auszubauen und Wasserstoff künftig in das Kernnetz einzuspeisen. In jedem Szenario wird aufgrund der räumlichen Situation von einem Anschluss an das geplante Wasserstoffkernnetz ausgegangen (vgl. Kapitel 8.1). Der erhöhte Wasserstoffbedarf für den Hochtemperaturbereich im Mittelwegsszenario gegenüber dem ambitionierten Szenario resultiert aus einem höheren Effizienzfaktor im ambitionierten Szenario.

5.5 Potenziale zum Ausbau erneuerbarer Energien

5.5.1 Photovoltaik-Aufdach

Bevor die einzelnen Szenarien der EE definiert werden können, muss zunächst das technische Potenzial⁶ ermittelt werden, welches bestimmt, wie groß das vorhandene Ausbaupotenzial ist. Für PV-Aufdach wird dieses Potenzial mittels einer Analyse des vorhandenen Solarpotenzialkatasters des Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim ermittelt.

Solarpotenzialkataster

Grundlage für die Solarpotenzialanalyse sind Laserscandaten, die beim Überfliegen des jeweiligen Untersuchungsgebiets generiert wurden. Aus diesen Informationen wird ein vereinfachtes Modell der Häuser und der umgebenden Objekte (z. B. Bäume) erstellt. Dabei werden Einstrahlung und Verschattung berechnet. Stark verschattete Bereiche werden als nicht geeignet identifiziert. Für die übrigen Dachflächen wird die Einstrahlung für den Verlauf eines ganzen Jahres bestimmt. Somit können alle Dachflächen auf Grundlage der Einstrahlungssimulation kategorisiert werden, inwieweit diese zur Installation von Solarthermie- oder Photovoltaikmodulen geeignet sind. Das Solarkataster dient als Basis der Potenzialanalyse für PV auf Dachflächen im Landkreis. Abbildung 36 zeigt einen Auszug aus dem Solarpotenzialkataster im Landkreis [62].

⁶ Begriffsdefinition siehe Kapitel 5.1.3

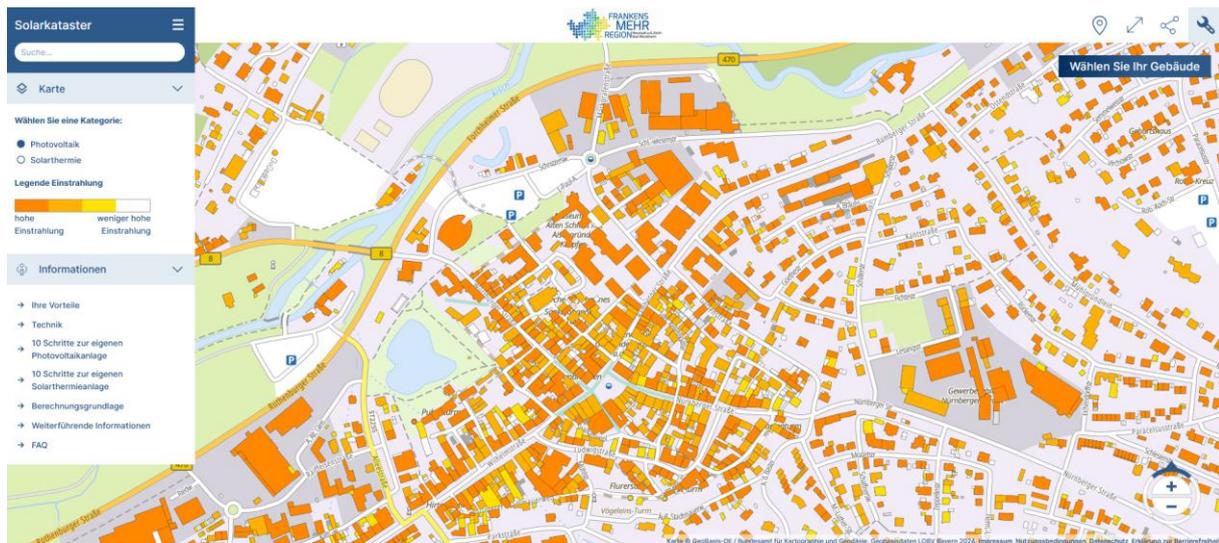


Abbildung 36: Auszug aus dem Solarpotenzialkataster (<https://solaratlas.kreis-nea.de/>)

Aus der Analyse des Solarpotenzialkataster und einem spezifischen Ertrag der PV-Anlage von 950 kWh/kW_p ergibt sich ein theoretisches Potenzial von rund $1.182.313 \text{ MWh/a}$.

In Abstimmung mit der Steuerungsrunde wurde festgelegt, dass dieses theoretische Potenzial als nicht realistisch umsetzbar angesetzt werden soll. Anhand vereinfachter Annahmen wurde daher ein technisches Gesamtpotenzial von 412.943 MWh/a angenommen, was rund 35% des theoretischen Potenzials entspricht. Dies entspricht einem Ausbaupotenzial im Vergleich zum Ist-Zustand von rund 244.139 MWh .

In Abstimmung mit den lokalen Akteuren wurde angesetzt, im konservativen Szenario eine Erhöhung auf 40 % des Ausbaupotenzials anzusetzen. Im ambitionierten Szenario verdoppelt sich der Wert auf 80 %. Im Mittelweg wird angenommen, dass 60 % des Ausbaupotenzials genutzt werden. In der Steuerungsrunde wurde angeregt, dass z. B. der Betrieb von Wärmepumpen (siehe Kapitel 5.4.1) möglichst netzdienlich mit Stromeigennutzung zu Zeiten hoher Verfügbarkeit erfolgen sollte. Zudem könnte durch kluges Lademanagement der Überschussstrom sinnvoll im Sektor Verkehr (siehe Kapitel 5.4.2) genutzt werden. Wie in Tabelle 12 zu sehen, würde das rund einer Verdopplung des Wertes aus dem Ist-Zustand entsprechen.

Tabelle 12: Potenzielle Ausbau EE | PV-Aufdach

PV-Aufdach: Szenarien			
<i>Annahmen, die sich im Rahmen zwischen dem Ist-Zustand und dem technischen Potenzial der Photovoltaik-Aufdach bewegen</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Annahmen	80 % des Ausbaupotenzials	60 % des Ausbaupotenzials	40 % des Ausbaupotenzials
Quelle	Annahme IfE	Annahme IfE	Annahme IfE
Resultierende Erzeugung			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Auswirkung bis 2040	223 % der Ist-Erzeugung	200 % der Ist-Erzeugung	178 % der Ist-Erzeugung
	Erhöhung auf 376.000 MWh/a	Erhöhung auf 338.000 MWh/a	Erhöhung auf 301.000 MWh/a

Solarthermie

Viele der für solare Nutzung geeigneten Dachflächen (siehe Solarkataster) können sowohl für die Installation von PV-Anlagen als auch für die Installation von Solarthermieanlagen für die Stromproduktion genutzt werden. Aufgrund der direkten Standortkonkurrenz der beiden Techniken muss dabei eine prozentuale Verteilung berücksichtigt werden. Derzeit sind im Betrachtungsgebiet bereits Solarthermieanlagen mit einer Gesamtfläche von rund 45.800 m² installiert.

Das theoretische Potenzial von Solarthermie wird allgemein als hoch eingeschätzt. Eine gebäudebezogene Betrachtung des erschließbaren solarthermischen Potenzials ist ebenfalls über das Solarkataster einsehbar. Ein zu forcierendes Ziel wäre z. B. eine möglichst hohe Abdeckung des Endenergieverbrauchs für Wärme zur Warmwassererzeugung bei Wohngebäuden. Statistisch entfallen bei Wohngebäuden zwischen 15 – 20 % des gesamten Endenergieverbrauchs für Wärme auf die Warmwasserbereitung. Um ein praxisbezogenes Ausbaupotenzial für Solarthermie zu bestimmen, wird als Randbedingung ein Deckungsziel des Warmwasserverbrauchs in der Verbrauchergruppe "Private Haushalte" anvisiert. Mit der Annahme, dass 17,5 % des Gesamtendenergieverbrauchs für Warmwasser genutzt werden, wird für das technische Potenzial angenommen, diesen Warmwasserbedarf zu 100 % mit Solarthermie zu decken. Zusammen mit einem spezifischen Ertrag für Solarthermie von 500 kWh/m² Kollektorfläche pro Jahr ergibt sich ein technisches Potenzial von 335.800 m² Kollektorfläche oder 167.890 MWh. Der zukünftige Ausbau von Solarthermie ist schwerer einzuschätzen als bei PV-Aufdach, sodass die Szenarien deutlicher voneinander abweichen.

So wird im konservativen Szenario kein weiterer Ausbau angenommen, während im ambitionierten Szenario 60 % des Warmwasserbedarfs der privaten Haushalte über Solarthermie abgedeckt wird. Im Szenario Mittelweg werden eine Deckung von 30 % des Warmwasserbedarfs angenommen. Dies würde einer Erhöhung der von Solarthermie bereitgestellten Energie um 144 % entsprechen, siehe Tabelle 13.

Tabelle 13: Potenzielle Ausbau EE | Solarthermie

Solarthermie: Szenarien			
<i>Annahmen, die sich im Rahmen zwischen dem Ist-Zustand und dem technischen Potenzial der Solarthermie bewegen</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Annahmen	60 % des Warmwasserbedarfs der privaten Haushalte	30 % des Warmwasserbedarfs der privaten Haushalte	Kein weiterer Ausbau
Quelle	Annahme IfE	Annahme IfE in Anlehnung an BMWK/BMI – Energieverbrauchswerte im Wohngebäudebestand	Annahme IfE
Resultierende Erzeugung			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Auswirkung bis 2040	489 % der Ist-Erzeugung	244 % der Ist-Erzeugung	Ist-Erzeugung
	Erhöhung auf 101.000 MWh/a	Erhöhung auf 50.000 MWh/a	Entspricht 21.000 MWh/a

5.5.2 Photovoltaik-Freifläche

Neben der Nutzung von geeigneten Dachflächen besteht die Möglichkeit, PV auf bestimmten Frei- oder Konversionsflächen zu installieren. Ähnlich wie bei Flachdächern kann hier die Ausrichtung der zu installierenden Anlagen optimal gewählt werden. Im Bilanzjahr 2023 waren PV-Freiflächen-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 184.675 kW_p im Landkreis installiert, die rund 117.344 MWh regenerativem Strom ins Stromnetz eingespeist haben. Dies entspricht einer Fläche von rund 217 ha, was ca. 0,3 % der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche im Landkreis entspricht.

Im Rahmen des Landkreis-Energienutzungsplans wurde ein Kriterienkatalog ausgearbeitet. Der Kriterienkatalog zeigt potenzielle Flächen für die Installation von PV-Freiflächenanlagen im Landkreis auf, wodurch - unter dem Aspekt der Nachhaltigkeit - die Belange der sauberen Energieerzeugung und des Klimaschutzes nachvollziehbar mit den Belangen der Nahrungsmittelerzeugung, des Landschaftsbildes und des Naturschutzes zusammengeführt werden. Ein Auszug kann in Abbildung 37 eingesehen werden.

	Soll die Installation von PV-Anlagen in diesem Gebiet möglich sein?		Kriterium
	Ja	Nein	
Generelle Ausschlussflächen		x	Nationalparke (§ 24 BNatSchG)
		x	Nationale Naturmonumente (§ 24 BNatSchG)
		x	Naturschutzgebiete (§ 23 BNatSchG)
		x	Kernzonen der Biosphärenreservate (Art. 14 BayNatSchG)
		x	Naturdenkmäler (§ 28 BNatSchG)

Abbildung 37: Auszug des Kriterienkatalogs für PV-Freiflächen

Mit diesem Kriterienkatalog und der darauf basierenden GIS-Analyse wurde die Basis für die einzelnen Kommunen geschaffen, mit möglichst geringem Aufwand eine individuelle Anpassung für ihr eigenes Hoheitsgebiet durchzuführen und den dann angepassten Kriterienkatalog verbindlich in der Kommune einzusetzen. Hierdurch kann eine transparente Entscheidungsgrundlage für die Öffentlichkeit, Grundeigentümer, sonstige eingebundene Akteure sowie die Antragsteller bzw. Betreiber von PV-Freiflächenanlagen geschaffen werden. Zahlreiche Kommunen im Landkreis haben bereits eigene Kriterienkataloge erstellt. Diese finden in der Umsetzung konkreter Projekte in den Kommunen Berücksichtigung und überschreiben den hier verwendeten allgemeinen Kriterienkatalog.

Auf dem Kriterienkatalog basierend ergeben sich die potenziellen Flächen, die grundsätzlich alle Kriterien einhalten würden. Die gelben Flächen entsprechen hierbei allen Potenzialflächen gemäß Kriterienkatalog mit Berücksichtigung eines Mindestabstands zu Siedlungen von 300 m. Die dunkelrot gekennzeichneten Flächen entsprechen den privilegierten Flächen ent-

lang der Autobahnen bzw. der mindestens zweigleisigen Schienenwegen (gemäß §35 Bau-gesetzbuch). Nach dem Kriterienkatalog ergibt sich im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim ein technisches Potenzial von 21.130 ha, davon sind 861 ha privilegiert, siehe Abbildung 38.

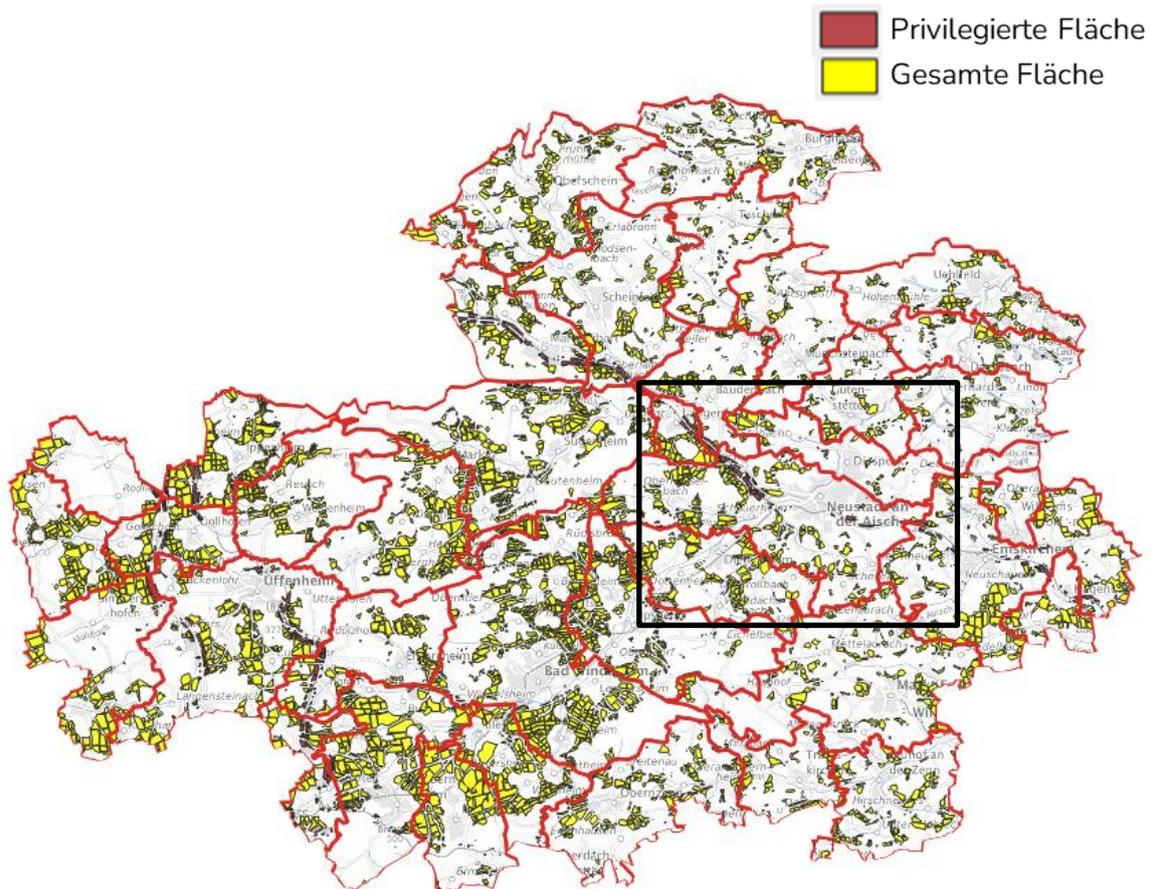


Abbildung 38: Potenzialgebiete gemäß Kriterienkatalog

Um insbesondere dem Nahrungsmittelanbau den überwiegendem Vorrang der Flächen ein-zuräumen, wurde in Abstimmung mit den lokalen Akteuren und Netzbetreibern eine Flächen-begrenzung für Freiflächenphotovoltaik vorgesehen (die finale Entscheidung darüber treffen jedoch die einzelnen Kommunen). Eine Nutzung der gesamten Flächen würde des Weiteren

aufgrund der Netzkapazitäten nicht möglich sein⁷. Abschließend wäre eine Nutzung der gesamten Potenzialen in keinem Verhältnis sinnvoll, da die erzeugte Strommenge dem Stromverbrauch bei weitem überwiegen würde. Im konservativen Szenario wird der Ausbau der Freiflächenphotovoltaik bis 2040 auf 0,50 % der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche im Landkreis angesetzt, was rund 360 ha entspricht. Im ambitionierten Szenario wird der Wert auf 1,0 % erhöht, einer Verdopplung des konservativen Szenarios. Im Mittelweg werden 0,75 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche angesetzt, welches rund 539 ha entspricht.

Tabelle 14: Potenziale Ausbau EE | PV-Freifläche

PV-Freifläche: Szenarien			
<i>Annahmen, die sich im Rahmen zwischen dem Ist-Zustand und dem technischen Potenzial von Photovoltaik-Freifläche bewegen</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Annahmen	1,0 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche	0,75 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche	0,5 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche
Quelle	Annahme IfE	Annahme IfE	Annahme IfE
Resultierende (bilanzielle) Erzeugung			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Auswirkung bis 2040	719 Hektar	539 Hektar	360 Hektar
	Entspricht 719.000 MWh/a	Entspricht 539.000 MWh/a	Entspricht 360.000. MWh/a

Mit den Annahmen, dass eine Leistung von 1.000 kW_p pro Hektar und ein spezifischer Ertrag der PV-Freiflächen von 1.000 kWh/kW_p erreicht werden, wird im Szenario Mittelweg eine Energieerzeugung von 539.000 MWh im Jahr 2040 ermittelt.

Hinweis: In der Steuerungsrunde wurde angeregt, die Nutzung von PV-Aufdach vorrangig umzusetzen. Hierbei muss jedoch künftig der netzdienliche Betrieb neben der reinen Wirtschaftlichkeit in den Fokus gerückt werden. Aufgrund der Netzsituation wurde zudem angesetzt, dass ein weiterer Zubau von PV-Freiflächen und Windkraft erst ab 2030 stattfindet.

⁷ Mehr zur Netzkapazität in Kapitel 7.

5.5.3 Windkraft

Das „Wind-an-Land-Gesetz“ weist Quoten für die einzelnen Bundesländer auf, welcher prozentuale Anteil der Landesfläche für die Errichtung von Windkraftanlagen auszuweisen ist. Für Bayern lautet dieser 1,1 Prozent der Landesfläche bis 2027 und 1,8 Prozent der Fläche bis Ende 2032. Zuständig hierfür sind die 18 regionalen Planungsverbände in Bayern. Sollten diese Ziele nicht erreicht werden, hält sich der Bund eine vollständige Privilegierung von Windkraftanlagen nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) vor [63].

Um den deutlich gestiegenen Ausbauzielen des Bundes nachzukommen, wurde im Jahr 2022 die Bayerische Bauordnung (BayBO) mit einigen Ausnahmefällen für die 10-H-Regel versehen. So wird beispielsweise in Waldgebieten, entlang von Autobahnen und Bahnlinien oder auch rund um Industriegebiete der Mindestabstand von 10-H (entspricht i.e. 2.000 -2.500m) auf 1.000m reduziert [64].

Im Ist-Zustand sind im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim 60 Windkraftanlagen installiert, welche rund 353.000 MWh Strom im Jahr 2023 erzeugt haben.

Für die Betrachtung des technischen Potenzials wurde auf georeferenzierte Daten des regionalen Planungsverband Westmittelfranken zurückgegriffen. Sie enthalten Daten der 31. Änderung des Regionalplans der enthaltenen Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windkraftanlagen für das gesamte Landkreisgebiet [65]. Diese Gebietskulisse ist Grundlage der eigenen GIS-Analyse zur Identifikation des technischen Gesamtpotenzials. Ergänzend werden weitere Parameter berücksichtigt:

- Maximal zulässige Bauhöhen (Militär)
- Georeferenzierte Windgeschwindigkeiten
- Datenblätter Windkraftanlagen
- Nabenhöhen
- Standort und optimierte Ausrichtung der Windkraftanlagen
- Abstand der Windkraftanlagen untereinander

Auf Basis dieser Gebietskulisse hat sich ergeben, dass maximal rund 171 Windkraftanlagen in den Gebieten gemäß dem neuen Regionalplan Windkraft möglich wären. Dieses technische Maximalpotenzial ist in Abbildung 39 einsehbar. Bei den rosafarbenen Anlagen handelt es sich um Windkraftanlagen mit einer Leistung von 5,6 MW, bei den grünen um Anlagen mit einer Leistung von 7,2 MW. Die kleineren Anlagen werden aufgrund der maximalen militärischen Bauhöhe angesetzt, da die größeren Anlagen die zulässige Bauhöhe überschreiten [29].

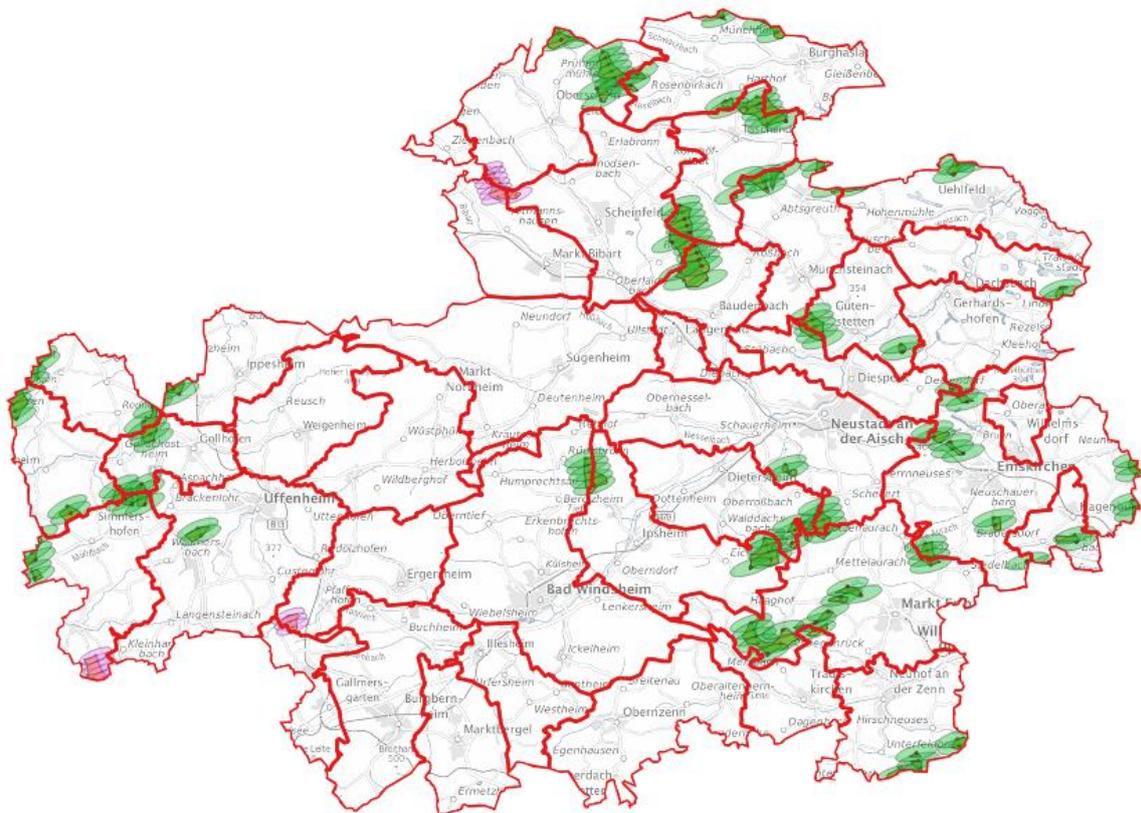


Abbildung 39: Technisches Potenzial der GIS-Analyse

In Abstimmung mit den lokalen Akteuren und Netzbetreibern wurde angesetzt, dass im konservativen Szenario 40 % der Potenziale bis zum Jahr 2040 genutzt werden, was insgesamt 68 Windkraftanlagen entsprechen würde. Das ambitionierte Szenario setzt eine Nutzung von 80 % des Maximalpotenzials an. Im Mittelweg wird ein Wert von 60 % angesetzt, was insgesamt 103 Windkraftanlagen entsprechen würde. Hierbei wird die Annahme getroffen, dass im Jahr 2040 ausschließlich neue Windkraftanlagen installiert sind. Dies bedeutet, dass

die genannte Anzahl an Windkraftanlagen inkl. möglicher Repoweringanlagen zu verstehen ist.

Tabelle 15: Potenziale Ausbau EE | Windkraft

Windkraft: Szenarien			
<i>Prozentualer Anteil am technischen Gesamtpotenzial</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Annahmen	80 %	60 %	40 %
Quelle	Annahme IfE	Annahme IfE	Annahme IfE
Resultierende (bilanzielle) Erzeugung			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Auswirkung bis 2040	135 Anlagen	103 Anlagen	68 Anlagen
	2.208.000 MWh/a	1.681.000 MWh/a	1.109.000 MWh/a

5.5.4 Biogasanlagen

Im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim spielt Biogas im Ist-Zustand eine größere Rolle. So werden 120.720 MWh regenerativer Strom erzeugt. Damit sind rund 16 % der gesamten Stromeinspeisung im Landkreis auf Biomasse-KWK zurückzuführen. Des Weiteren wird eine Vielzahl an Wärmenetzen über die Abwärme der Biogasanlagen versorgt. Im Jahr 2023 konnte eine thermische Nutzung von 40.241 MWh ermittelt werden (Datenerhebungsbögen).

Um für den Landkreis realistische Szenarien bis 2040 zu erstellen, wurde sich innerhalb des Energienutzungsplans mit Fachexperten, die vor Ort Biogasanlagen betreiben, abgestimmt, um die lokale Expertise und Einschätzungen zu berücksichtigen. Es wird für wahrscheinlich gehalten, dass zeitnah einige Biogasanlagenbetreiber ihre Anlage stilllegen werden, nachdem die 20 Jahre EEG-Förderung der Anlage abgelaufen sind. Einige Flächen werden dann voraussichtlich von anderen Biogasanlagenbetreibern übernommen, sodass realistisch im Jahr 2040 rund 80 % des Biogases aus dem Ist-Zustand erzeugt wird. Diese Annahme wurde für das Szenario Mittelweg übernommen. Gleichzeitig wird die Annahme getroffen, dass von diesen 80 % zukünftig ein Anteil von 20 % in Aufbereitungsanlagen geführt wird, um Biometan zu erzeugen, welches dann in lokalen Gasnetzen eingesetzt wird. Im konservativen Szenario wurde angenommen, dass nur noch 50 % der heute eingesetzten Biogasmenge genutzt

wird. Im ambitionierten Szenario wird angenommen, dass bis 2040 die gesamte Biogasmenge wie im Ist-Zustand erhalten bleibt und davon 20 % in Biomethan gewandelt wird.

Tabelle 16: Potenziale Ausbau EE | Biogas

Biogas: Szenarien			
<i>Annahmen, die sich im Rahmen zwischen dem Ist-Zustand und dem technischen Potenzial von Biogas bewegen</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Annahmen	Erzeugte Biogasmenge im Ist-Zustand bleibt erhalten, davon 20 % künftig in Biomethan umgewandelt	80 % der Biogasmenge aus dem Ist-Zustand bleibt erhalten, davon 20 % künftig in Biomethan umgewandelt	50 % der Biogasmenge aus dem Ist-Zustand bleibt erhalten, kein Biomethan
Quelle	Annahme IfE	Abstimmung mit den Biogasbetreibern und LRA	Annahme IfE
Resultierende Erzeugung			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Auswirkung Erzeugung Biogas bis 2040	100 % der Ist-Erzeugung	80 % der Ist-Erzeugung	50 % der Ist-Erzeugung
	Entspricht 318.000 MWh/a	Reduktion auf 254.000 MWh/a	Reduktion auf 159.000 MWh/a

Der Weiterbetrieb von Biogasanlagen ist im Kontext des erneuerbaren Energiemix von großer Bedeutung, da sie keiner Volatilität unterliegen, sondern jederzeit bedarfsgerecht gesteuert werden können. Mit dem Wegfallen von zentralen Großkraftwerken (Atom- und Kohlekraftwerke) sind dezentrale, grundlastfähige Kraftwerke auf regenerativer Basis von großer Bedeutung für die Stabilität des zukünftigen Energiesystems. Gleichzeitig spielt die Nutzung der Abwärme für den Landkreis eine entscheidende Rolle, da eine Vielzahl der in Kapitel 4.2.3 genannten Wärmenetze mit Biogas versorgt werden. Mit der in Kapitel 3.4 beschriebenen gesetzlichen Änderung des "Biomassepakets" wird nun jedoch ein Fokus auf die Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogasanlagen gesetzt, was zu hohen technischen Herausforderungen bei der für den Betrieb von Wärmenetzen erforderlichen kontinuierlichen Wärmebereitstellung führt (insbesondere in den Wintermonaten). Ohne Biogasanlagen müssten für diese Wärmenetze neue Energiequellen gefunden und installiert werden, was u. a. zu höheren Kosten führen würde.

5.5.5 Holzartige Biomasse

Der Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim weist eine Waldfläche von 36.121 ha auf [66]. Über die Auswertungen der Datengrundlage im Landkreis wurde für das Jahr 2023 ermittelt, dass etwa 275.485 MWh Endenergie aus holzartiger Biomasse für den Wärmebedarf

aufgewandt wurden. Der Begriff „Holzartige Biomasse“ meint zusammenfassend Stückholz, Holzpellets, Hackschnitzel etc.

Technisches Gesamtpotenzial:

Insbesondere die aktuellen Berechnungen der LWF stellen eine wesentliche Grundlage für die Potenzialanalyse im Bereich der holzartigen Biomasse dar. Im Wesentlichen sind drei Quellen in diesem Zusammenhang von Bedeutung: Waldderbholz, Flur- und Siedlungsholz sowie Altholz. Während die LWF detaillierte Betrachtungen zu den Punkten Waldderbholz und Flur- und Siedlungsholz angestellt und veröffentlicht hat, konnte das Aufkommen an Altholz mit Hilfe der vorliegenden Abfallstatistiken ermittelt werden.

Energieholz aus Forstwirtschaft

Die Betrachtungen der LWF in Bezug auf Waldderbholz geben die jährlich anfallende Energiemenge aus Holz oberhalb der Derbholzgrenze (>7 cm Durchmesser) an. Das potenzielle Holzaufkommen wurde auf Basis von Stichprobenflächen der dritten Bundeswaldinventur und unter Berücksichtigung von LWF-eigener Studien zum Waldumbau (im Zusammenhang mit der Anpassung der Wälder an den Klimawandel) ermittelt. Der energetisch nutzbare Anteil am Holzaufkommen wurde aus bekannten Holzeinschlagserhebungen, aus welchen die unterschiedliche Sortierungspraxis von Kleinprivatwald und größeren Forstbetrieben ersichtlich ist, abgeleitet. Der Anteil des Energieholzes in Privatwäldern ist beispielsweise größer als in von großen Forstbetrieben bewirtschafteten Wäldern. Die Flächen der Besitzarten und -größen konnten über das automatisierte Liegenschaftsbuch ermittelt werden. Nach Analysen der LWF beläuft sich das energetische Potenzial auf 322.445 MWh/a.

Flur- und Siedlungsholz

Auch bei der Analyse des Aufkommens an Flur- und Siedlungsholz wurde auf Berechnungen der LWF zurückgegriffen [29]. Es handelt sich dabei um eine Potenzialberechnung unter Verwendung unterschiedlicher Fernerkundungs-, Modellierungs- und Inventurdatensätze. Es gibt die erzielbare Energiemenge aus Gehölzen, Hecken und Bäumen im Offenland an. Basis sind unter anderem Flächendaten aus dem Amtlichen Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS) und dem digitalen Oberflächenmodellen. Zudem wird sich auch hier auf Daten aus der dritten Bundeswaldinventur und die damit in Verbindung stehende Analyse von Stichprobenflächen gestützt.

Die LWF merkt an, dass es sich dabei um das theoretisch vorhandene Energiepotenzial handelt und nicht final abgeleitet werden kann, zu welchem Grad diese theoretischen Potenziale in der Praxis tatsächlich nutzbar gemacht werden können. In Summe beträgt das theoretische Potenzial 36.500 MWh.

Altholz

Laut Abfallbilanz fielen im Jahr 2023 im Betrachtungsgebiet pro Einwohner 32,9 kg Altholz an [67]. Ähnlich wie zuvor beim Aufkommen an Landschaftspflegeholz, steht auch diese Menge nur theoretisch vollständig zur Verfügung. In der Praxis wird diese Fraktion allerdings nur zu etwa 40 % einer energetischen Verwertung zugeführt. Der Rest erfährt eine stoffliche Verwertung. Unter Berücksichtigung der Einwohnerzahl im Betrachtungsgebiet steht somit eine Altholz-Menge von rund 1.427 t zur energetischen Nutzung zur Verfügung, was einer Energiemenge von rund 6.281 MWh/a entspricht.

→ Insgesamt ergibt sich anhand der Berechnungen des LWF ein rechnerisches Gesamtpotenzial von 365.225 MWh, was einem Ausbaupotenzial in Höhe von rund 32,6 % für den Landkreis entsprechen würde.

Abstimmung mit regionalen Fachexperten

Zur Verifizierung der Potenzialberechnung für die energetische Holznutzung wurde die Expertise des zuständigen Amtes für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (AELF), Kister Energie, die Forstbetriebsgemeinschaft Neustadt - Uffenheim, den Bayerischen Staatsforsten (BaySF), sowie der Bayerischen Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF) hinzugezogen.

Die Fachexperten sehen noch Möglichkeiten zur verstärkten Energieholznutzung, die jedoch insbesondere in der mittel- bis langfristigen Perspektive, mit Vorsicht zu betrachten sind. Durch Kalamitäten in den Wäldern und deren Umbau werden voraussichtlich in den nächsten Jahren weiterhin hohe Potenziale an Energieholz vorhanden sein. Energieversorgungslösungen auf Basis von Energieholz werden jedoch auf einen Zeithorizont von mindestens 20-30 Jahre dimensioniert. Die derzeit vorhandenen Potenziale werden jedoch in der zweiten Jahrhunderthälfte vermutlich nicht mehr verfügbar sein. Ergänzend kommt hinzu, dass nach dem Waldumbau von Nadel hin zu Laubhölzern/Mischwald weniger energetisch nutzbare holzartige Biomasse zur Verfügung stehen wird. Dies ist bei der Planung von weiteren Wärmeversorgungsstrategien auf Basis von Energieholz unbedingt zu berücksichtigen.

Unter diesen Prämissen wurde im Mittelweg eine Zunahme der energetischen Verwendung von holzartiger Biomasse um rund 10 % angenommen. Im konservativen Szenario wird kein weiterer Ausbau an energetischer Nutzung angenommen und im ambitionierten Szenario eine Zunahme von 20 % im Vergleich zum Ist-Zustand, siehe Tabelle 17.

Tabelle 17: Potenziale Ausbau EE | Holzartige Biomasse

Holzartige Biomasse: Szenarien			
<i>Annahmen, die sich im Rahmen zwischen dem Ist-Zustand und dem technischen Potenzial von holzartiger Biomasse bewegen</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Annahmen	Ausbaupotenziale von rund 20 % im Vergleich zum Ist-Zustand	Ausbaupotenziale von rund 10 % im Vergleich zum Ist-Zustand	Kein weiterer Ausbau
Quelle	Annahme IfE	Abstimmung mit regionalen Fachexperten	Annahme IfE
Resultierende Erzeugung			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Auswirkung bis 2040	+ 20 % des Ist-Verbrauchs Erhöhung auf 331.000 MWh/a	+ 10 % des Ist-Verbrauchs Erhöhung auf 303.000 MWh/a	+ 0 % des Ist-Verbrauchs Entspricht 275.000 MWh/a

5.5.6 Wasserkraft

Im Ist-Zustand hatte Wasserkraft mit 582 MWh im Jahr einen minimalen Anteil von 0,1 % an der gesamten Einspeisung im Landkreis.

Nach Abstimmung mit dem Wasserwirtschaftsamt wird auch kein weiteres Ausbaupotenzial im Landkreis gesehen. So wird in allen Szenarien angenommen, dass sich der Ist-Zustand bis 2040 nicht ändert, siehe Tabelle 18.

Tabelle 18: Potenziale Ausbau EE | Wasserkraft

Wasserkraft: Szenarien			
<i>Annahmen, die sich im Rahmen zwischen dem Ist-Zustand und dem technischen Potenzial von Wasserkraft bewegen</i>			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Annahmen	Kein weiterer Ausbau	Kein weiterer Ausbau	Kein weiterer Ausbau
Quelle	Abstimmung mit dem WWA	Abstimmung mit dem WWA	Abstimmung mit dem WWA
Resultierende Erzeugung			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Auswirkung bis 2040	100 % der Ist-Erzeugung Entspricht 580 MWh/a	100 % der Ist-Erzeugung Entspricht 580 MWh/a	100 % der Ist-Erzeugung Entspricht 580 MWh/a

5.5.7 Abwärme

Abwärme im Sinne des hier betrachteten energetischen Potenzials schließt explizit nicht die bereits zuvor betrachtete Wärmekomponente aus Biogasanlagen ein. Sie bezieht sich hier insbesondere auf Abwärme aus industriellen Prozessen. Ein klassisches Beispiel für häufig

ungenutzte Abwärme-Potenziale ist zum Beispiel die Druckluftbereitstellung oder bei der Bereitstellung und Nutzung von Prozessdampf. Über Wärmetauscher können ansonsten über entsprechende Kühler abgeführte Wärmemengen abgegriffen und diese zum Beispiel der Gebäudeheizung oder wiederum anderen industriellen Prozessen zugeführt werden.

In der Praxis stellen vor allem die häufig niedrigen Temperaturniveaus und die jährliche Benutzungsdauer eine Hürde dar. Zudem wird vielerorts in Unternehmen mit entsprechendem Abwärmepotenzial dieses insbesondere in den Wintermonaten bereits zur Wärmeversorgung des Unternehmens selbst eingesetzt. So würden die Potenziale für mögliche weitere, externe Abnehmer zum Großteil lediglich in den warmen Monaten mit ohnehin allgemein wenig Heizwärmebedarf zur Verfügung stehen. Dennoch können eingesetzte Energieträger durch die Nutzung des "Abfallproduktes" Abwärme effizienter genutzt werden und vor allem in sinnvoller Kombination mit weiteren Wärmeerzeugern einen wertvollen Beitrag zum Energiesystem leisten.

Im Rahmen des Energienutzungsplans können Abwärmepotenziale vor allem auf Basis von Rückläufern aus der durchgeführten Befragung großer Industriebetriebe mittels eines Fragebogens identifiziert werden (aus datenschutzrechtlichen Gründen darf eine Benennung im Rahmen dieses Abschlussberichts nicht erfolgen). Hierbei zeigt sich, dass einzelne Unternehmen im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim über nennenswerte Abwärmepotenziale verfügen. Diese sind in das dem Energienutzungsplan zu Grunde liegende GIS eingetragen und können für künftige Planungen (z. B. kommunale Wärmepläne) als wertvolle Information herangezogen werden.

5.5.8 Geothermie

Die Geothermie oder Erdwärme ist die im derzeit zugänglichen Teil der Erdkruste gespeicherte Wärme. Sie umfasst die in der Erde gespeicherte Energie, soweit sie entzogen werden kann. Sie kann sowohl direkt genutzt werden, etwa zum Heizen und Kühlen, als auch zur Erzeugung von elektrischem Strom.

Grundsätzlich gibt es zwei Arten der Geothermienutzung:

- oberflächennahe Geothermie bis ca. 400 Meter Tiefe zur Wärme- und Kältegewinnung
- tiefe Geothermie ab 400 Meter Tiefe. In diesen Tiefen kann neben der Wärmeproduktion auch die Produktion von Strom interessant sein

Unter oberflächennaher Geothermie versteht man die Nutzung der Erdwärme in bis zu 400 Metern Tiefe. Durch Sonden oder Erdwärmekollektoren wird dem Erdreich Wärme auf niedrigem Temperaturniveau entzogen und diese Wärme mithilfe von Wärmepumpen und dem Einsatz elektrischer Energie auf eine für die Beheizung von Gebäuden nutzbare Temperatur angehoben.

Tiefe Geothermie

Zur Nutzung tiefer Geothermie (ab 400 m Tiefe) müssen Erdsonden-Bohrungen durchgeführt werden. Als Herausforderung sind die hohe Standortabhängigkeit und die Investitionsintensität zu nennen. Liegen keine genauen Daten vor, sind kapitalintensive Explorationsbohrungen durchzuführen, die das Projekt bereits im Planungszeitraum belasten können. Eine Nutzung lohnt sich unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten aktuell im großen Wärmeverbund (Wärmenetze) oder bei Großverbrauchern.

Das Bayerische Landesamt für Umwelt bietet eine Übersichtskarte zu potenziellen Gebieten für die Wärmegewinnung aus tiefer Geothermie (Abbildung 40) [68]. Demnach liegt im Landkreisgebiet kein Potenzial für tiefe Geothermie vor.

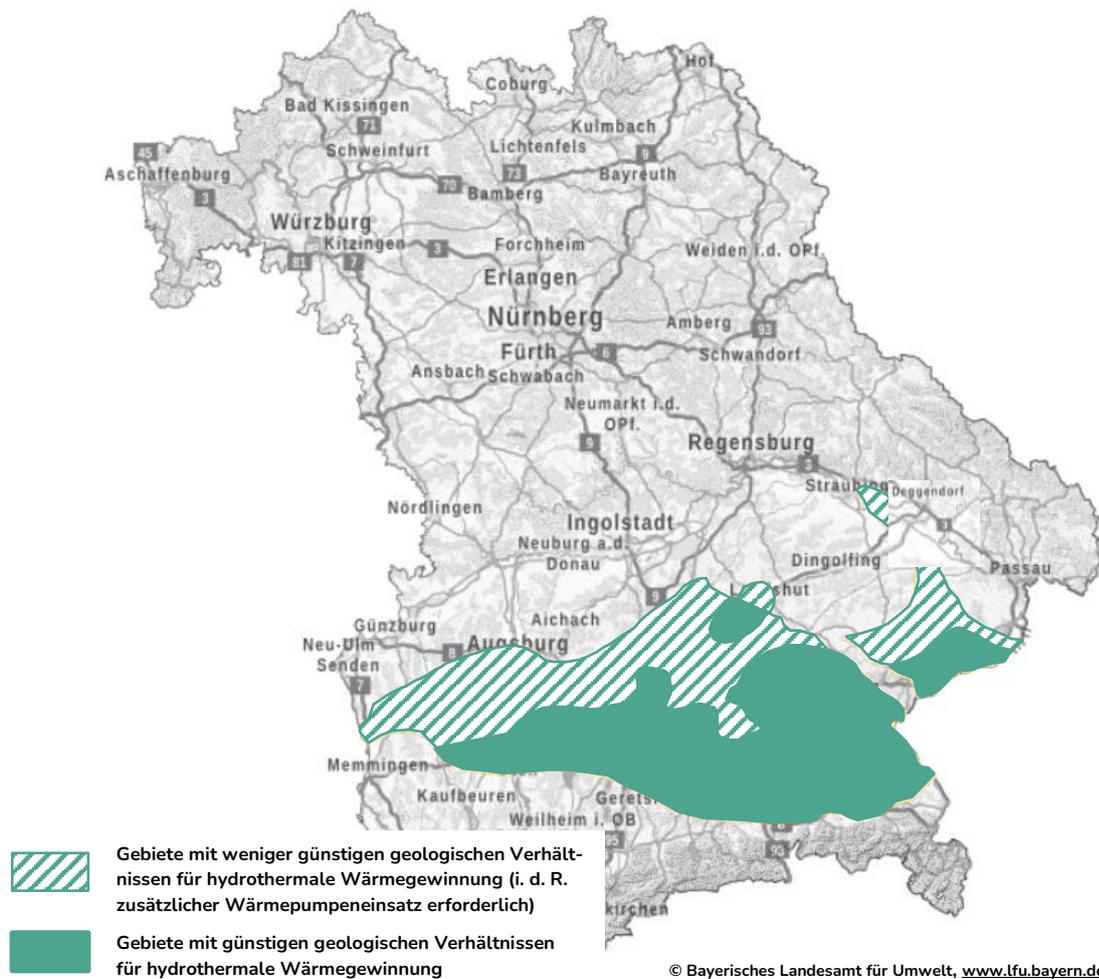


Abbildung 40: Tiefe Geothermie - Gebiete für Wärmege­winnung in Bayern (www.lfu.bayern.de)

Oberflächennahe Geothermie

Zur Ermittlung der Potenziale oberflächennaher Geothermie wurde auf hydrogeologische Daten des Geologischen Dienstes des Landesamtes für Umwelt zurückgegriffen. In Abbildung 41 wird die Eignung für eine Erdwärmenutzung dargestellt. Es zeigt sich, dass viele Gebiete grundsätzlich für die Nutzung oberflächennaher Geothermie geeignet erscheinen. Im Verschnitt mit der Heatmap erweisen sich Gebiete mit hohem Wärmeverbrauch auch als möglicherweise für Erdwärmenutzung nutzbar. (*Wichtig: Die Übersicht dient lediglich als Erstinformation. Die Umsetzung einer Anlage mit Nutzung oberflächennaher Geothermie be­darf zwingend einer detaillierten Einzelfalluntersuchung*).

Neben der hydrologischen Eignung und den bohrrechtlichen Rahmenbedingungen sind zudem der energetische Zustand des Gebäudes sowie das im Gebäude zum Einsatz kommende Wärmeabgabesystem ausschlaggebend für die Nutzung oberflächennaher Geothermie. Hinzu kommen noch andere Einflussfaktoren wie zum Beispiel die Beeinflussung anderer Anlagen auf den Nachbargrundstücken. Deshalb wurde auf die Ausweisung bzw. Quantifizierung eines Gesamtausbaupotenzials verzichtet, da für den Einsatz oberflächennaher Geothermie immer eine Einzelfallprüfung auf Basis der tatsächlichen Gegebenheiten vor Ort notwendig ist.

Geothermie ist eine Form der Umweltwärme, die für den Betrieb von Wärmepumpen genutzt werden kann. Der Einsatz von Wärmepumpen kann künftig einen wesentlichen Beitrag zur Senkung der THG-Emissionen leisten, wenn der für den Betrieb der Wärmepumpen notwendige Stromeinsatz aus regenerativen Energieformen erfolgt. Aus diesem Grund ist der weitere Ausbau der regenerativen Stromerzeugung wichtig, um diese Stromüberschüsse durch den Einsatz von Wärmepumpen regional nutzen zu können und den Verbrauch an Heizöl und Erdgas zu mindern. Der weitere Ausbau von Wärmepumpensystemen könnte z. B. über Informationskampagnen forciert werden.

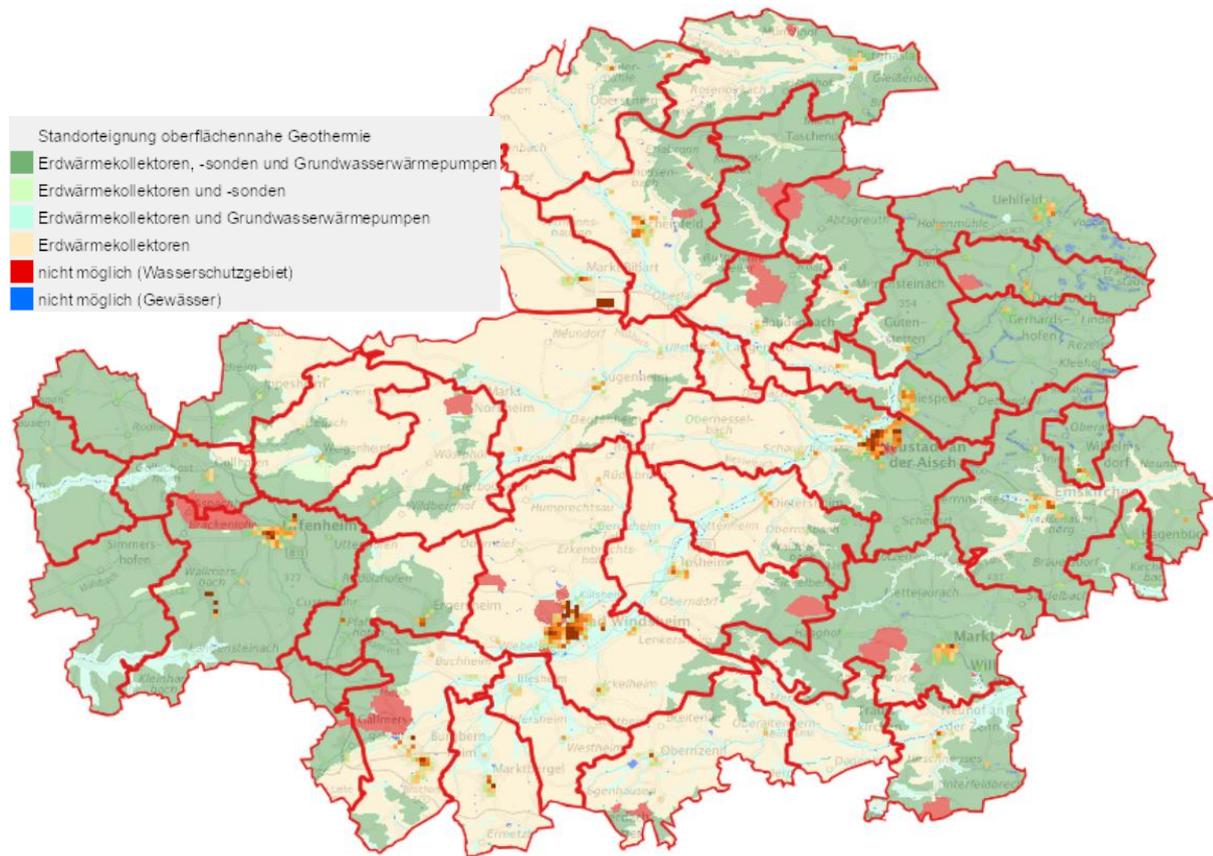


Abbildung 41: Standortplanung für oberflächennahe Geothermie mit Heatmap des Wärmekatasters

5.5.9 Kraft-Wärme-Kopplung

Der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) als Brückentechnologie stellt einen wichtigen Baustein für die Energiewende dar. KWK-Anlagen wandeln den eingesetzten Brennstoff (meist Erdgas) mit bis zu 90% in nutzbare Wärme und Strom um. Auf diese Weise tragen sie zu einer ressourcenschonenderen Energieversorgung bei. Mittelfristig soll der Einsatz von Wasserstoff, Biomethan und/oder synthetischer Kraftstoffe zu neuen Einsatzgebieten in der KWK führen. Die Potenziale von Fuelswitch fossiler Energieträger von bestehenden KWK-Anlagen auf Wasserstoff wurde dabei im Kapitel Transformationsprozesse Wasserstoffwirtschaft beschrieben. Gerade große KWK-Anlagen mit Leistungen im MW-Bereich können hierbei sehr stark in den Fokus rücken. Der weitere Ausbau könnte z. B. über Informationskampagnen forciert werden (insbesondere in Industriebetrieben mit gleichzeitig hohem

Wärme- und Stromverbrauch). Eine Quantifizierung des Potenzials ist im Rahmen des Energienutzungsplans nicht möglich.

5.5.10 Zusammenfassung Potenziale zum Ausbau erneuerbarer Energien

Der Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim bietet aufgrund seiner ländlich geprägten Struktur große Potenziale zum Ausbau erneuerbarer Energien. Dabei spielen insbesondere Windkraft und Freiflächen-Photovoltaik eine tragende Rolle. In Abbildung 42 kann eine Gegenüberstellung der erzeugten erneuerbaren Energien in den Jahren 2023 und 2040 im Szenario Mittelweg angesehen werden.

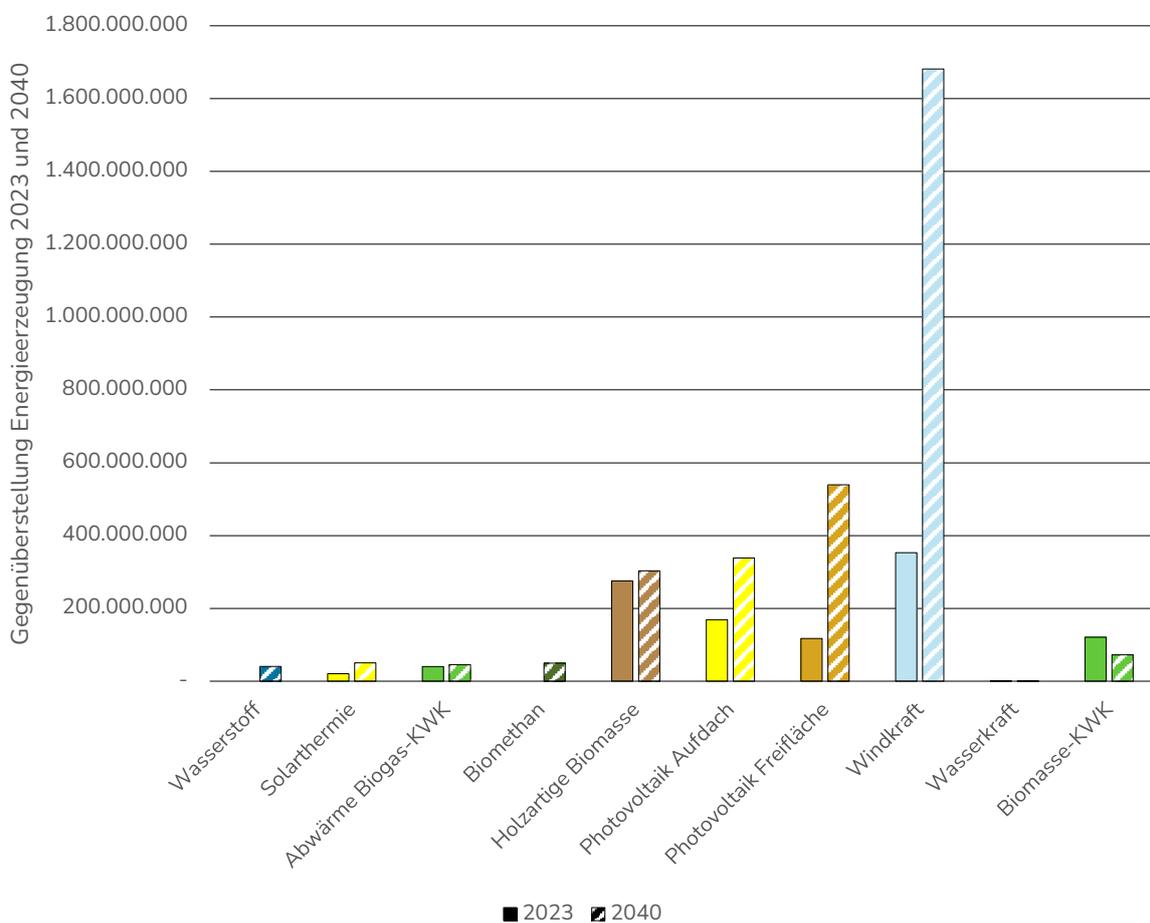


Abbildung 42: Übersicht Energieerzeugung erneuerbarer Energien 2023 und 2040 (Szenario Mittelweg)

6 Energieszenarien 2040 – Zusammenfassung der Potenzialanalyse

Basierend auf der Analyse der energetischen Ausgangssituation (siehe Kapitel 4) und der Potenzialanalysen (siehe Kapitel 5) wurden strategische Szenarien für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr erarbeitet, aus denen Handlungsoptionen und der Entwicklungspfad der Cluster „Energieeinsparung“, „Transformationsprozesse“ und „Potenziale zum Ausbau EE“ hervorgehen. Die drei Energieszenarien „Mittelweg“, „Konservativ“ und „Ambitioniert“ werden nachfolgend vorgestellt. Anhand der Analyse und Zielsetzung können konkrete Handlungsempfehlungen abgeleitet werden.

Die nachfolgend beschriebenen Szenarien enthalten bilanzielle Daten, die sich immer auf ein gesamtes Jahr beziehen. Ob eine tatsächliche Autarkie vorhanden ist, bzw. erreicht werden kann, lässt sich damit nicht sagen. Aus diesem Grund wird mit dem „Plus“-Baustein des Energienutzungsplan in Kapitel 7 die Stromnetzinfrastruktur anhand einer Lastganganalyse unter Berücksichtigung der zeitlichen Komponente betrachtet.

6.1 Szenario „Mittelweg“

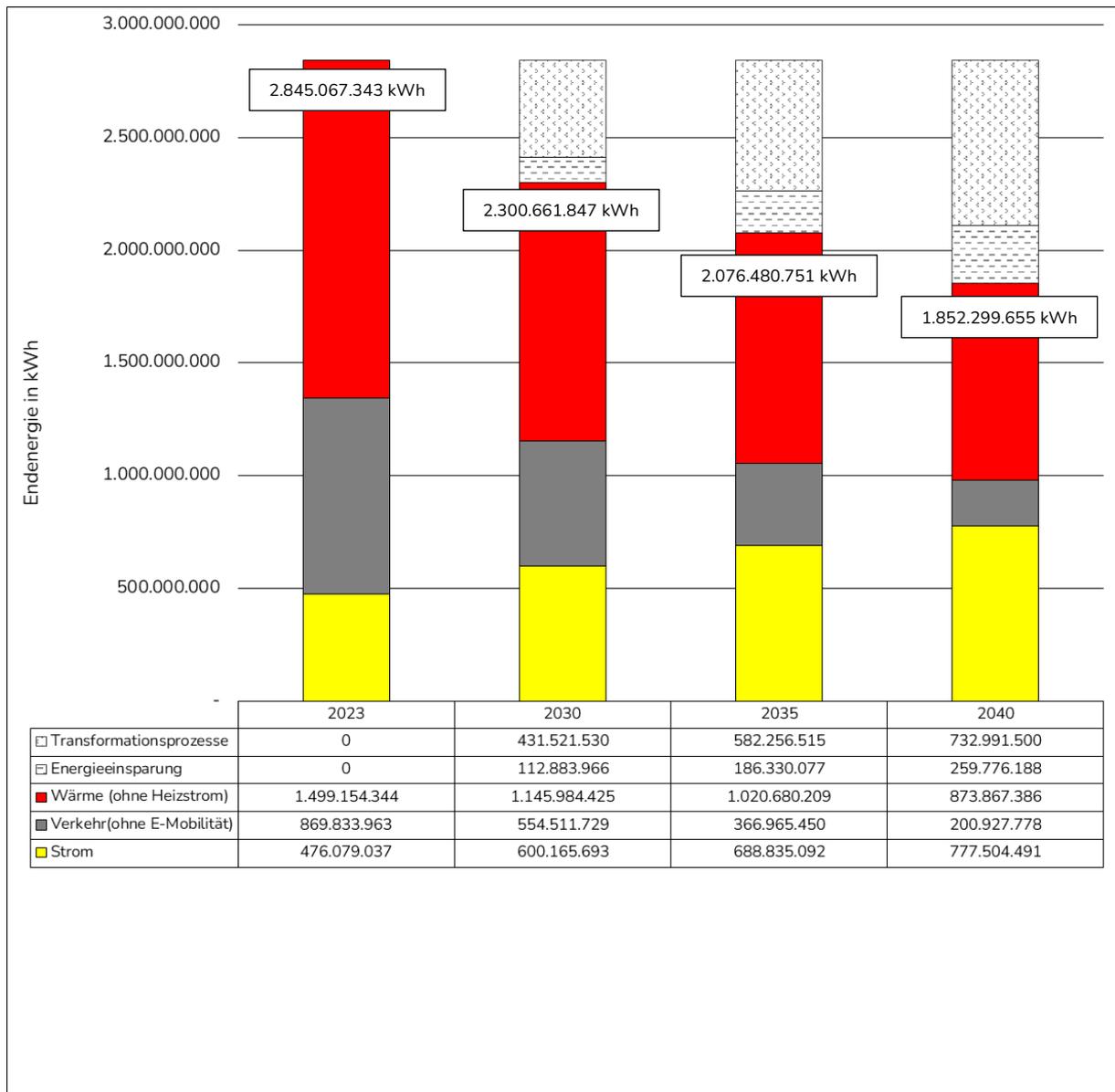


Abbildung 43: Endenergie Mittelweg 2023 - 2040 | Auswirkungen der Energieeinsparung und Transformation durch Elektrifizierung

Abbildung 43 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs vom Bilanzjahr 2023 (linker Balken) bis zum Zieljahr 2040 (rechter Balken). In der Darstellung werden die Veränderungen durch die beschriebenen Einsparpotenziale und Transformationsprozesse deutlich. Es kommt zu einer verstärkten Elektrifizierung der Sektoren, wodurch der künftige Strombezug steigt.

Durch die effizientere Nutzung der Endenergie bei einer Elektrifizierung durch Wärmepumpen und Elektromobilität sowie Einsparmaßnahmen wie Gebäudesanierungen ergibt sich ein deutlich niedrigerer Endenergieverbrauch im Jahr 2040.

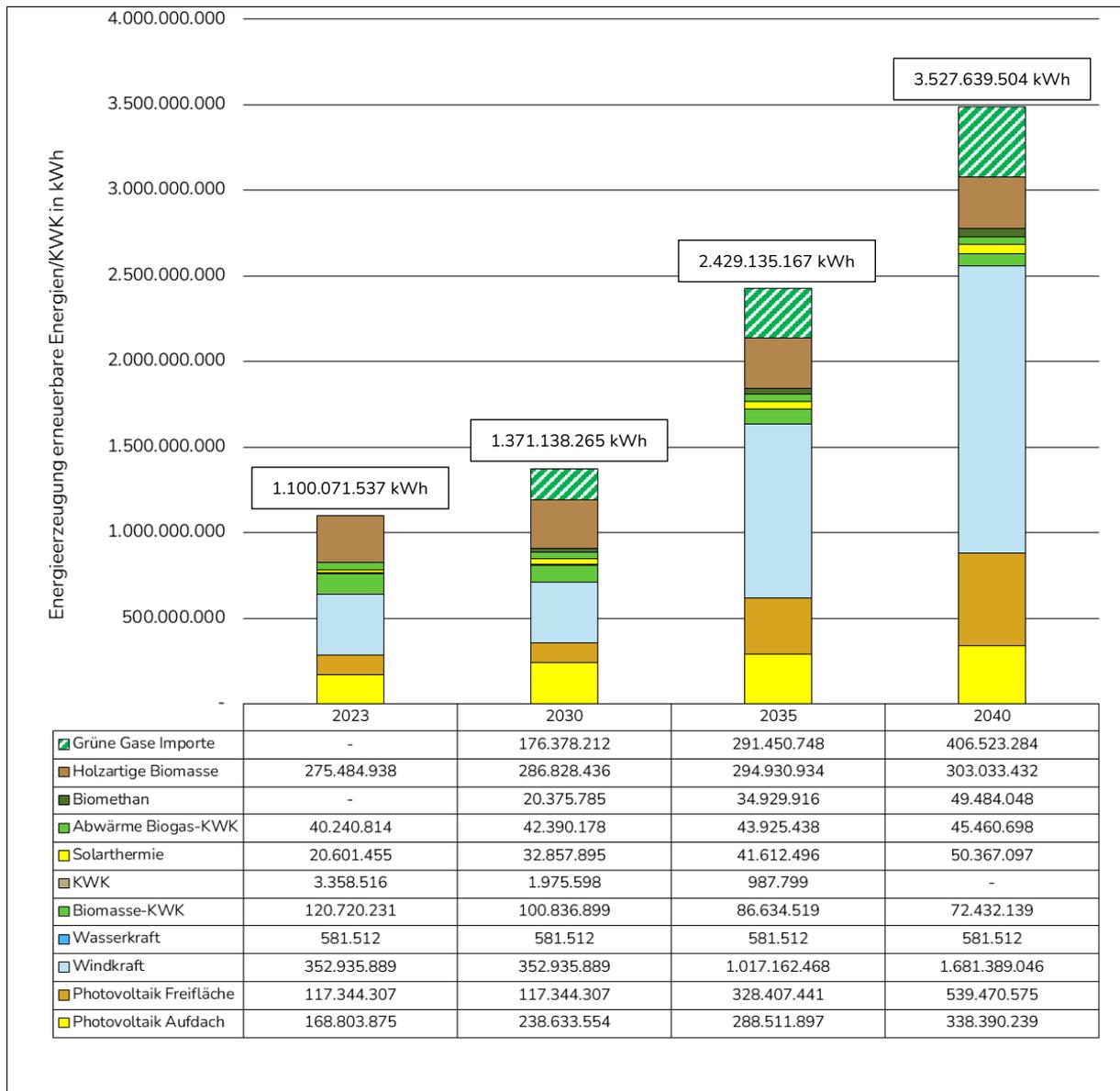


Abbildung 44: Energieerzeugung Mittelweg 2023 - 2040 | Entwicklung der Energieerzeuger im Szenarienvergleich

Abbildung 44 zeigt die Entwicklung der Energiebereitstellung aus den einzelnen Formen der erneuerbaren Energien bis ins Jahr 2040. Um neben dem Stromsektor auch den Wärmesektor

bilanziell erneuerbar versorgen zu können, wird im Mittelweg angesetzt, dass zukünftig erneuerbare grüne Gase importiert werden müssen. Eine autarke Versorgung des Sektors Wärme mit eigenen erneuerbaren Energien wird bilanziell aufgrund der Annahmen im Szenario Mittelweg nicht erreicht.

Auf Abbildung 45 ist im direkten Vergleich zu erkennen, dass die bilanzielle Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien den bilanziellen Endenergieverbrauch im Jahr 2040 deutlich übertrifft. Bereits im Jahr 2035 läge eine bilanzielle Versorgung aus eigenen erneuerbaren Energien vor.

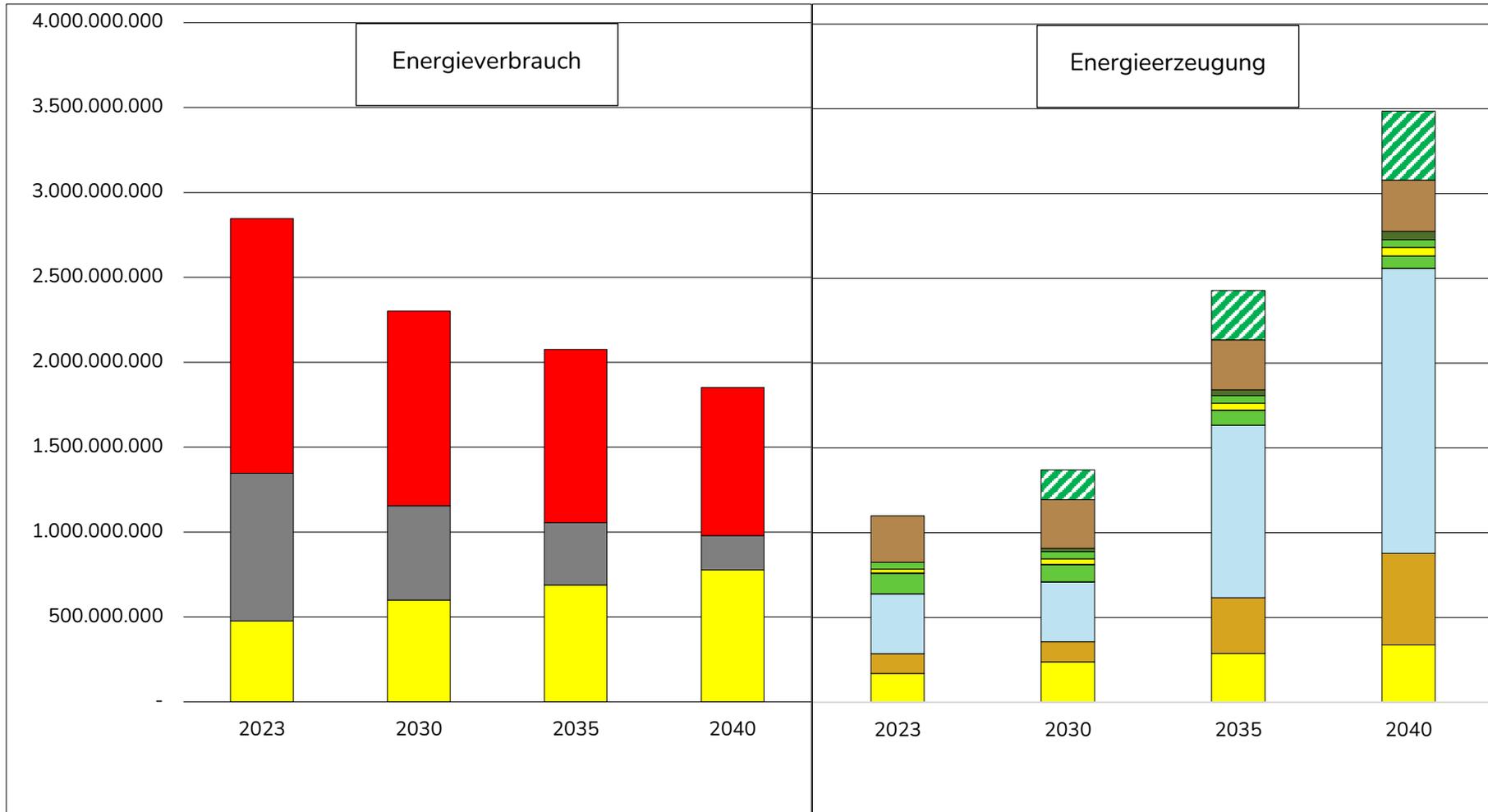


Abbildung 45: Mittelweg - Vergleich des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung 2023 - 2040

6.2 Szenario „Konservativ“

Die Betrachtungen erfolgen für das konservative Szenario äquivalent zu Kapitel 6.1.

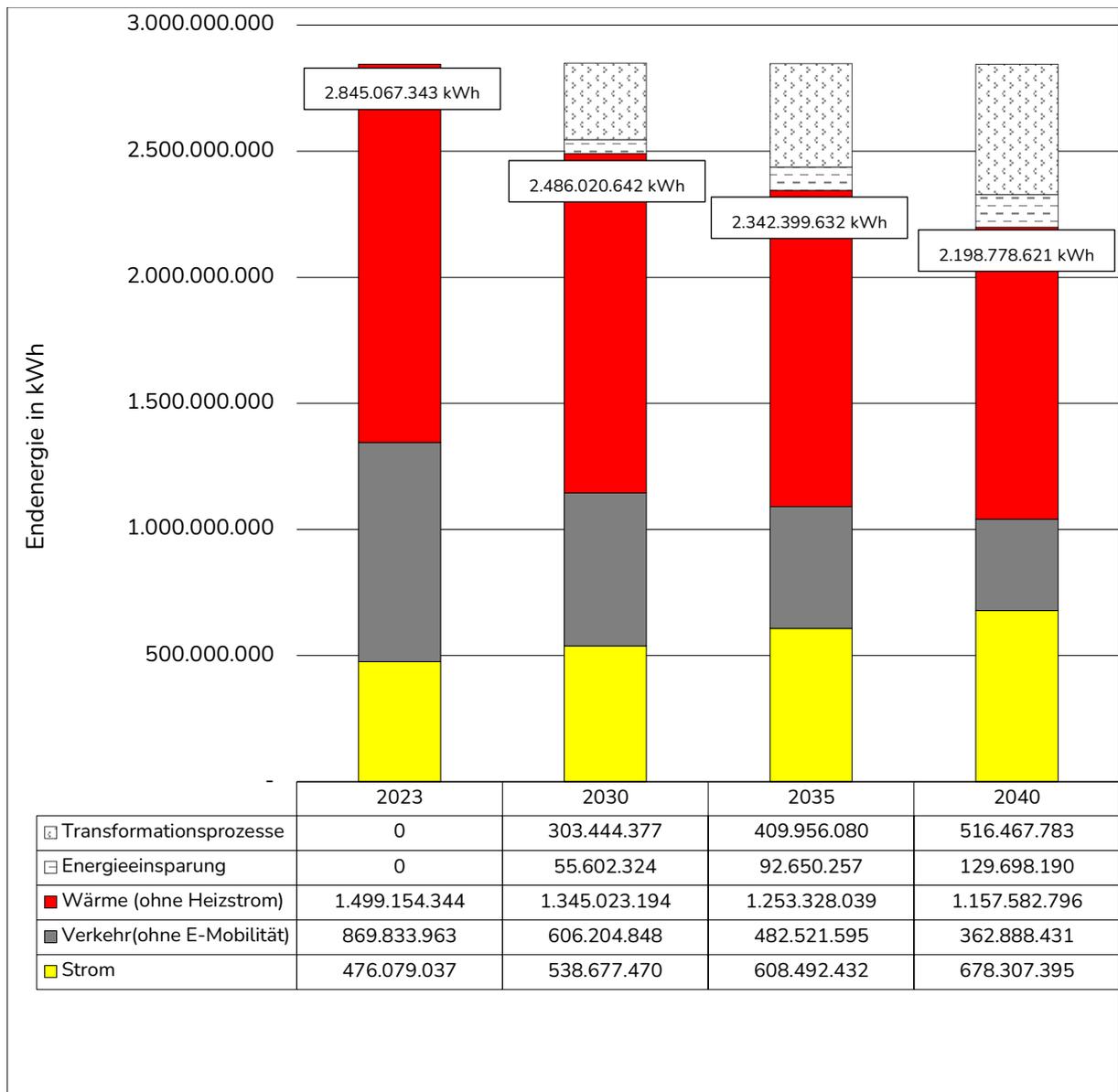


Abbildung 46: Endenergie Konservativ 2023 - 2040 | Auswirkungen der Energieeinsparung und Transformation durch Elektrifizierung

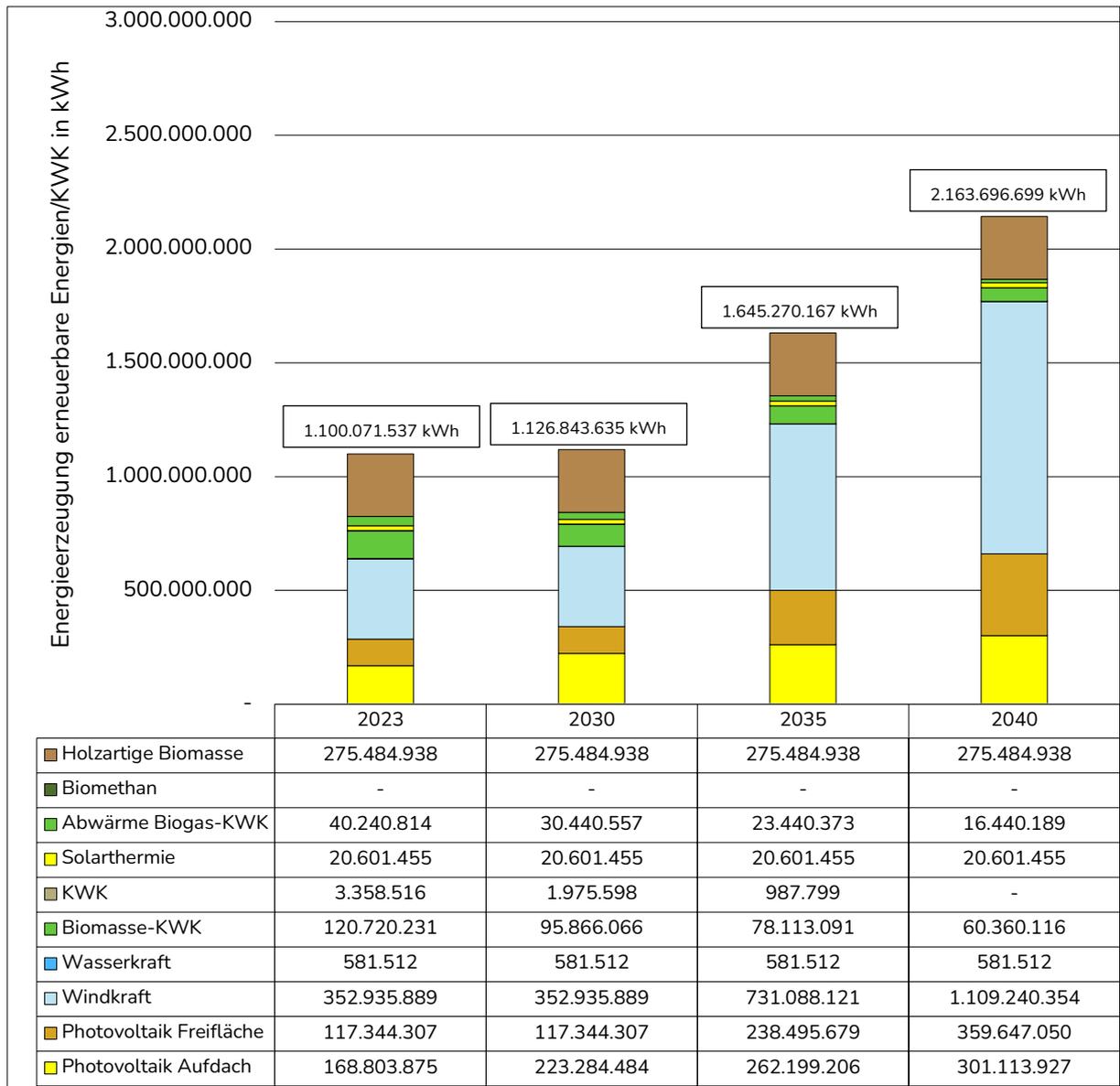


Abbildung 47: Energieerzeugung Konservativ 2023 - 2040 | Entwicklung der Energieerzeugung im Szenarienvergleich

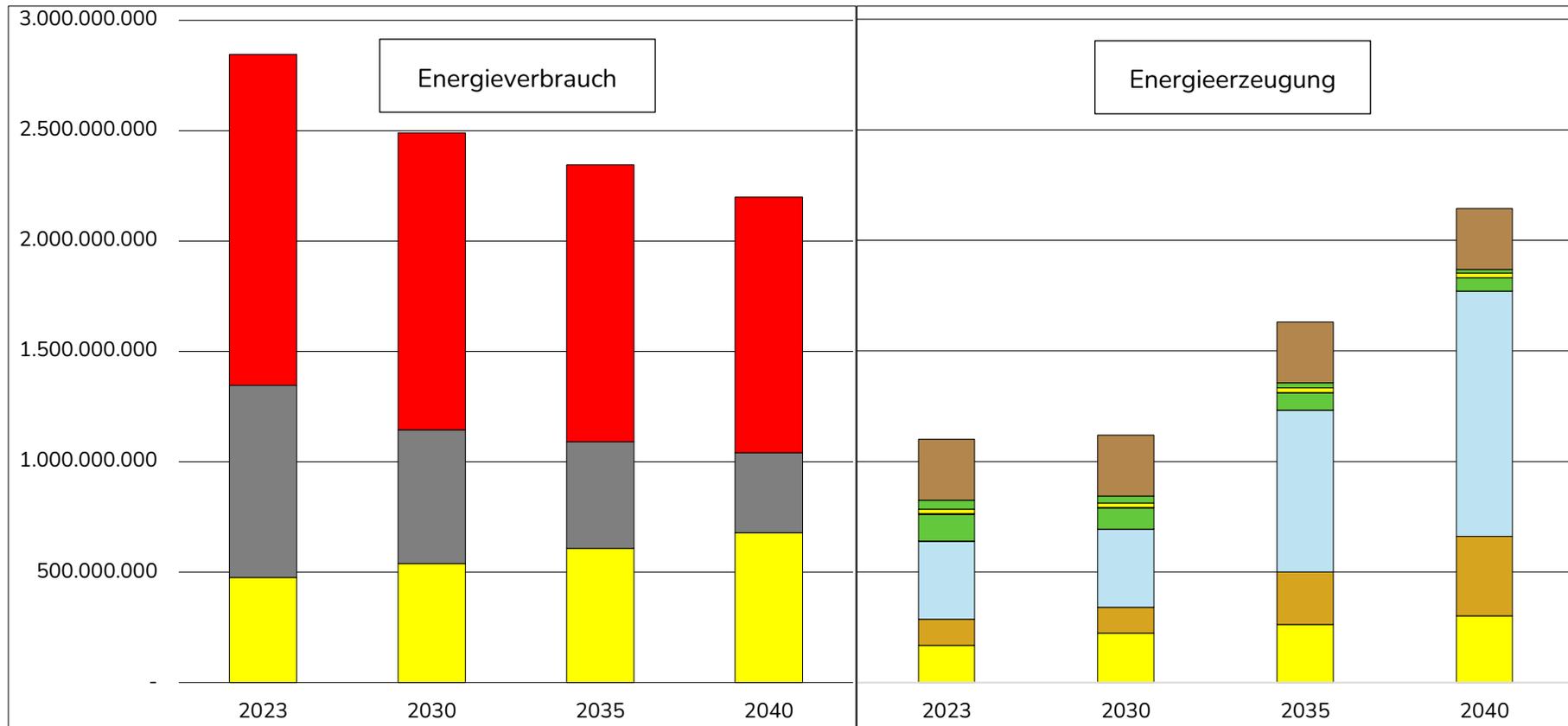


Abbildung 48: Konservativ - Vergleich des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung 2023 - 2040

Wie in Abbildung 48 zu sehen, würde eine bilanzielle Energieversorgung aus eigenen erneuerbaren Energien bis 2040 im konservativen Szenario knapp nicht erreicht.

6.3 Szenario „Ambitioniert“

Die Betrachtungen erfolgen für das ambitionierte Szenario äquivalent zu Kapitel 6.1.

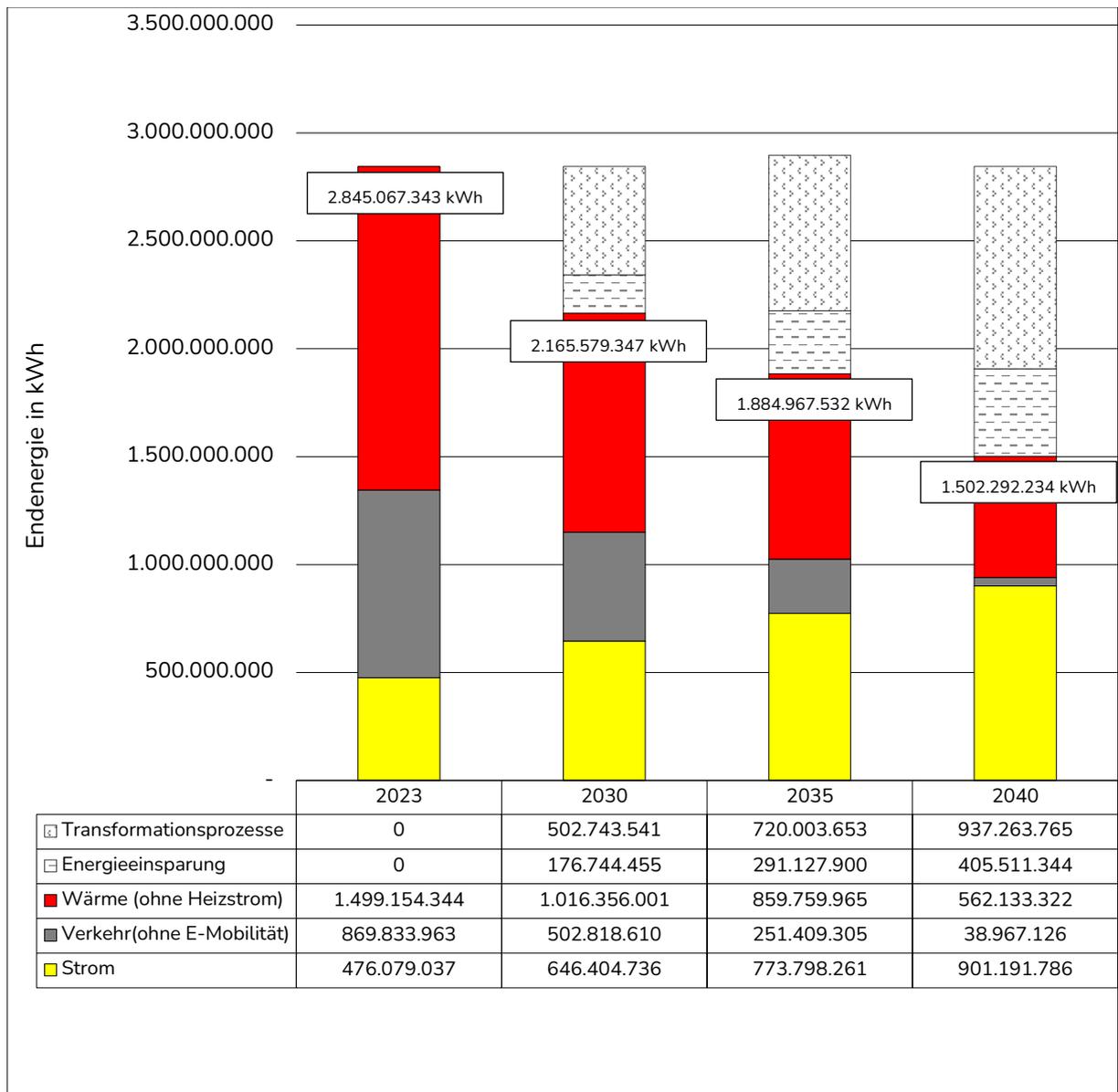


Abbildung 49: Endenergie Ambitioniert 2023 - 2040 | Auswirkungen der Energieeinsparung und Transformation durch Elektrifizierung

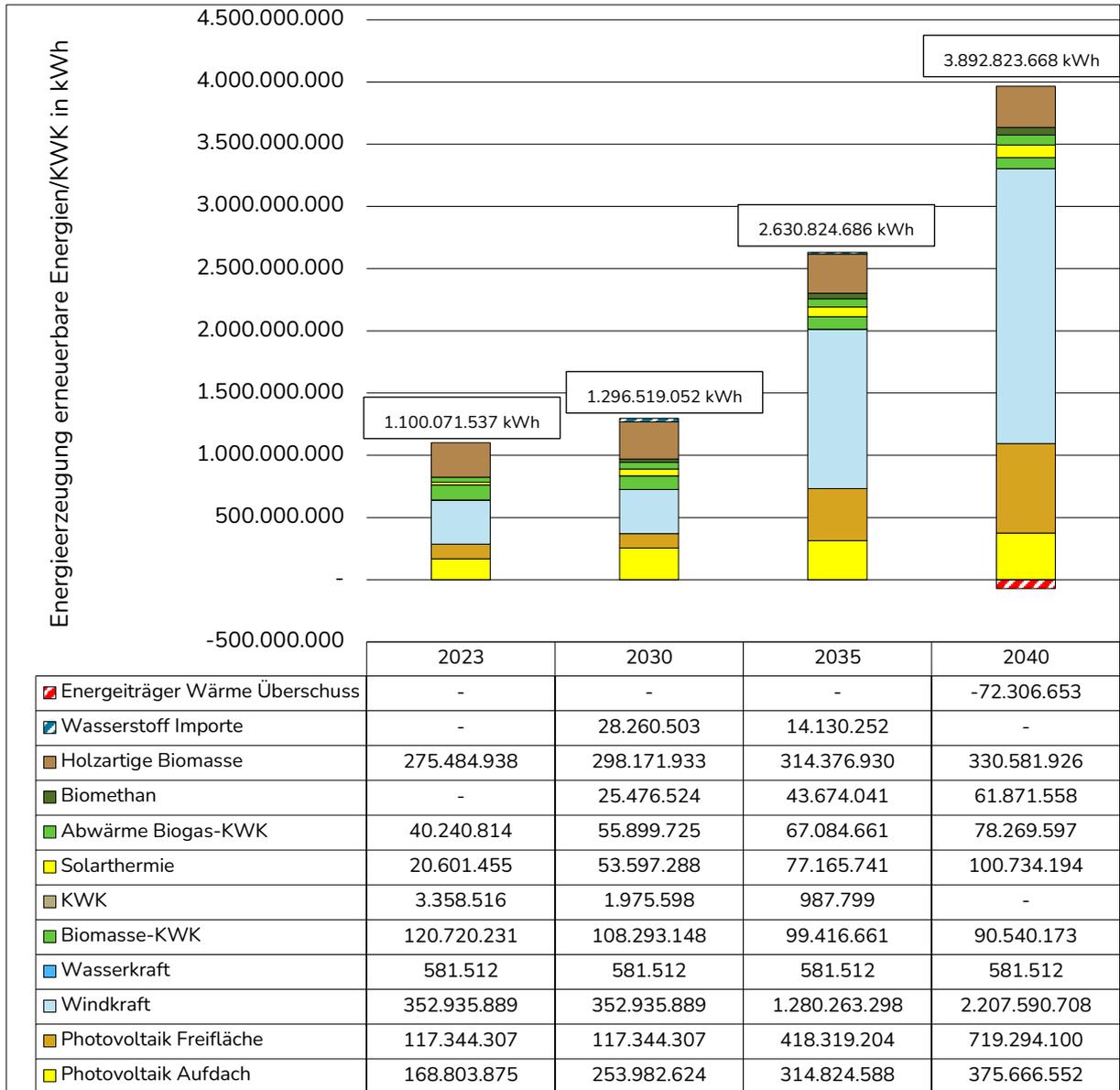


Abbildung 50: Energieerzeugung Ambitioniert 2022 - 2040 | Entwicklung der Energieerzeuger im Szenarienvergleich

Wie in Abbildung 50 gesehen werden kann, wird im Szenario Ambitioniert bilanziell so viel Energie für den Sektor Wärme bereitgestellt, dass der Landkreis bilanziell 2040 sogar einen Teil exportieren kann, beispielsweise in Form holzartiger Biomasse. Zudem fallen in dem Landkreis 2030 bilanziell Wasserstoffimporte an, die über das Kernnetz gedeckt werden. 2040 wird sämtlicher Wasserstoffbedarf im Landkreis über eigene Elektrolyse gedeckt.

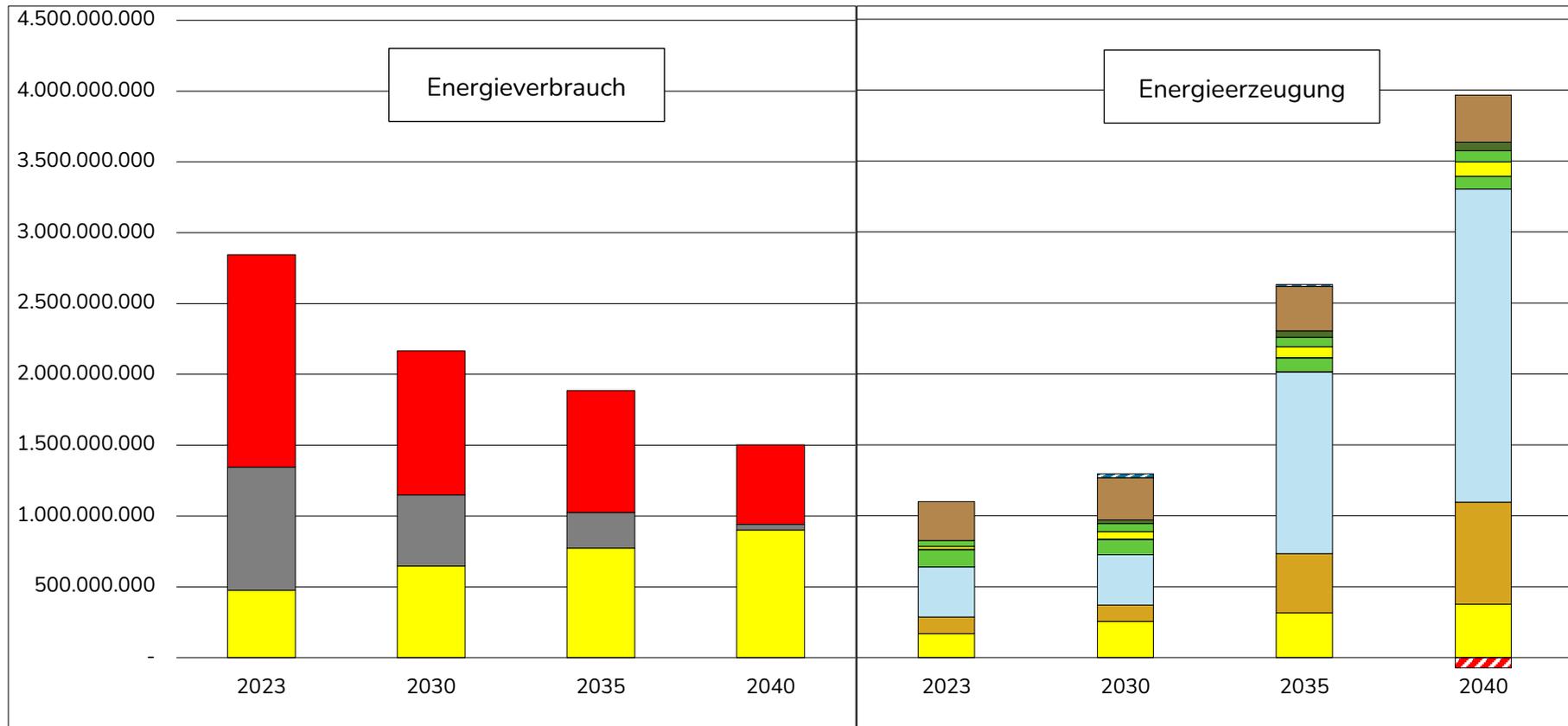


Abbildung 51: Ambitioniert - Vergleich des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung 2022 - 2040

Im Szenario Ambitioniert könnte ebenfalls bereits 2035 eine bilanzielle Energieversorgung aus eigenen erneuerbaren Energien erreicht werden, siehe Abbildung 51. Bilanziell wird 2040 mehr als doppelt so viel Energie erzeugt als verbraucht wird.

7 Analyse des Stromnetzes und des Energiesystems

In nachfolgendem Kapitel wird die Methodik der Erstellung der digitalen Zwillinge der Mittelspannungsnetze, sowie des Landkreises und die Berechnungsmethodik beschrieben. Anschließend werden die Ergebnisse des Ist-Standes und des Zielszenarios dargestellt und diskutiert.

7.1 Methodik der Zeitreihenerstellung

7.1.1 Ist-Stand der Umspannwerke

Zur Erstellung der Zeitreihen, die für die Abbildung des Ist-Standes notwendig sind, sind die Summen der einzelnen SLP-Verbräuche je Netzgebiet bekannt, die mit dem zugehörigen Profil in eine Zeitreihe umgerechnet werden können. Zusätzlich wurden, falls im jeweiligen Netzgebiet vorhanden, gemessene Zeitreihen, beispielsweise von Großverbrauchern oder Teilnetze eines Stadtwerkes, mitberücksichtigt. Diese Zeitreihen sind Bilanzen des Bezugs bzw. der Einspeisung (falls zutreffend) des gemessenen Abnehmers oder Teilnetzes. Zur Abbildung der Erzeugung sind die Summen der installierten Leistungen je Technologie (z. B. PV, Windkraft, Biogasanlagen, etc.) bekannt. Diese werden ebenso mit Hilfe von Standardlastprofilen in eine Zeitreihe umgerechnet.

Informationen zu Verbrauch oder Erzeugung, die bereits in den gemessenen Zeitreihen enthalten sind, wurden aus den Summen, die mit den Standardlastprofilen verrechnet wurden, herausgerechnet, um eine doppelte Berücksichtigung zu vermeiden.

Betrachtet werden aus Datenschutzgründen nur die Umspannwerke, die innerhalb der Landkreisgrenze liegen mit ihren individuellen technischen Restriktionen (z.B. Anzahl und Leistung der Trafos, Lage, Aktuelle Auslastung, etc.). Diese Umspannwerke und ihre maximale Übertragungsleistung als Summe aller Transformatoren werden in Tabelle 19 dargestellt. Dabei wurden auch bereits vom Netzbetreiber konkret geplante und den bestehenden Umspannwerken zuordenbare Ausbaumaßnahmen berücksichtigt (z.B. Bau eines zusätzlichen Transformators an einem UW), sofern diese zum Zeitpunkt der Simulation bereits bekannt waren.

Tabelle 19: Übersicht der betrachteten Umspannwerke

Name des Umspannwerks	Summe der installierten Leistung der Transformatoren in MVA
Bad Windsheim (N-ERGIE)	80
Buch (N-ERGIE)	25
Diespeck (N-ERGIE)	80
Markt Bibart (N-ERGIE)	88
Niederndorf (Bayernwerk)	80 (zuk. 150)
Wallmersbach (N-ERGIE)	80

Am Umspannwerk Bad Windsheim (N-ERGIE) finden ergänzend zu den obenstehenden Leistungsdaten bereits Planungen zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten statt. Zum aktuellen Zeitpunkt sind jedoch noch keine weiteren Informationen vorhanden. Auch am Umspannwerk Niederndorf (Bayernwerk) wird die Erhöhung der Übertragungskapazitäten aktuell umgesetzt.

7.1.2 Verbrauchslastgänge

Um die Änderungen des Verbrauchs im Zieljahr abzubilden, werden die Differenzen der Verbrauchsgruppen von Bilanzjahr zum Zieljahr verwendet. Diese werden mit dem jeweiligen Standardlastprofil verrechnet.

Die Zeitreihe des Stromverbrauchs, der der Elektromobilität zuzuordnen ist (vgl. Abschnitt 6.1 bis 6.3), wird über die unterschiedlichen Ladeverhalten der Gruppen der Elektromobilität erstellt, für die jeweils ein typisches Ladeprofil erstellt wurde. Der daraus resultierende mittlere Tag des Strombedarfs des Szenario Mittelweg wird in Abbildung 52 dargestellt. Zu erkennen ist ein hoher Strombedarf vor allem in den Nachtstunden.

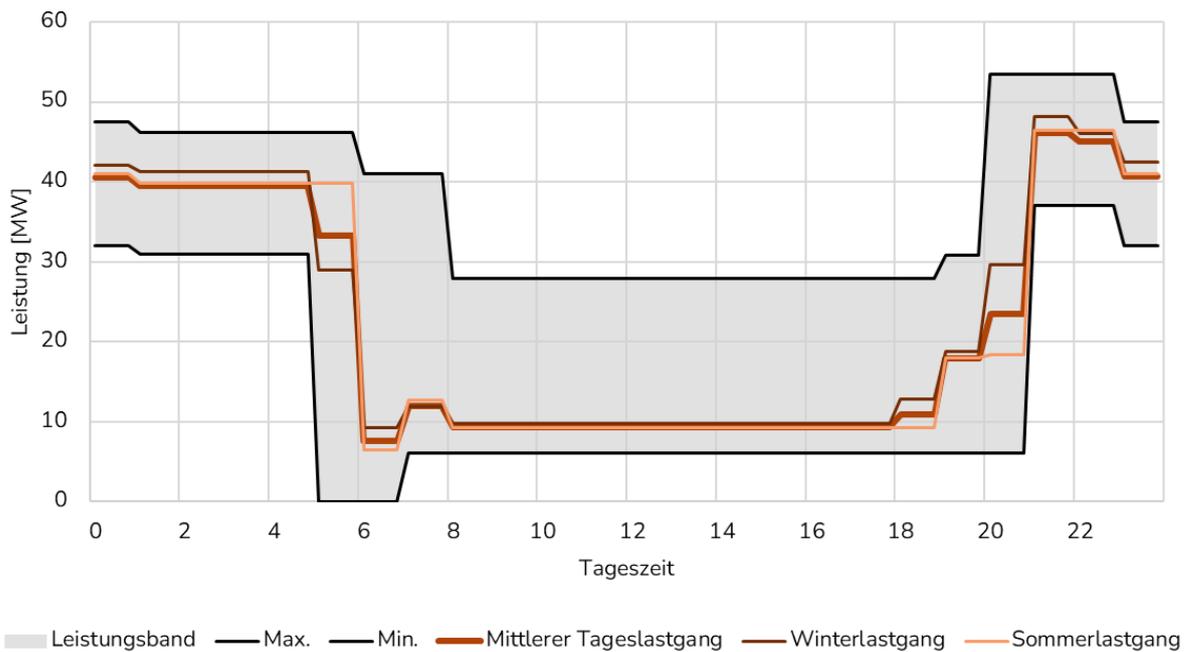


Abbildung 52: Tageszeitlicher Verlauf des Strombedarfs der Elektromobilität des Mittelwegs inkl. Darstellung saisonaler Effekte

Zusätzlicher Strombedarf, der durch die Herstellung von Wasserstoff über Elektrolyse entsteht, wird in erster Näherung über ein Bandlastprofil berücksichtigt. In Anlehnung an die Ergebnisse des Abschnitts 6 wird dieser im Simulationsmodell am Umspannwerk Wallmersbach angenommen, da neben dem Ergebnis der Standortanalyse dort ebenso mit einem großen Zubau an Photovoltaikanlagen zu rechnen ist.

7.1.3 Erzeugungslastgänge

- **Photovoltaik**

Der normierte und für den Landkreis repräsentative Erzeugungslastgang der PV-Anlagen im Bestand im Netzgebiet entstammt aus der Methodik der Netzberechnungen der N-ERGIE Netz GmbH.

Für den Zubau neuer Photovoltaikanlagen wird angenommen, dass 50 % der Anlagen eine Süd-Ausrichtung und 50 % eine Ost-West-Ausrichtung haben. Dieses Profil wird in Abbildung 53 im tageszeitlichen Verlauf dargestellt.

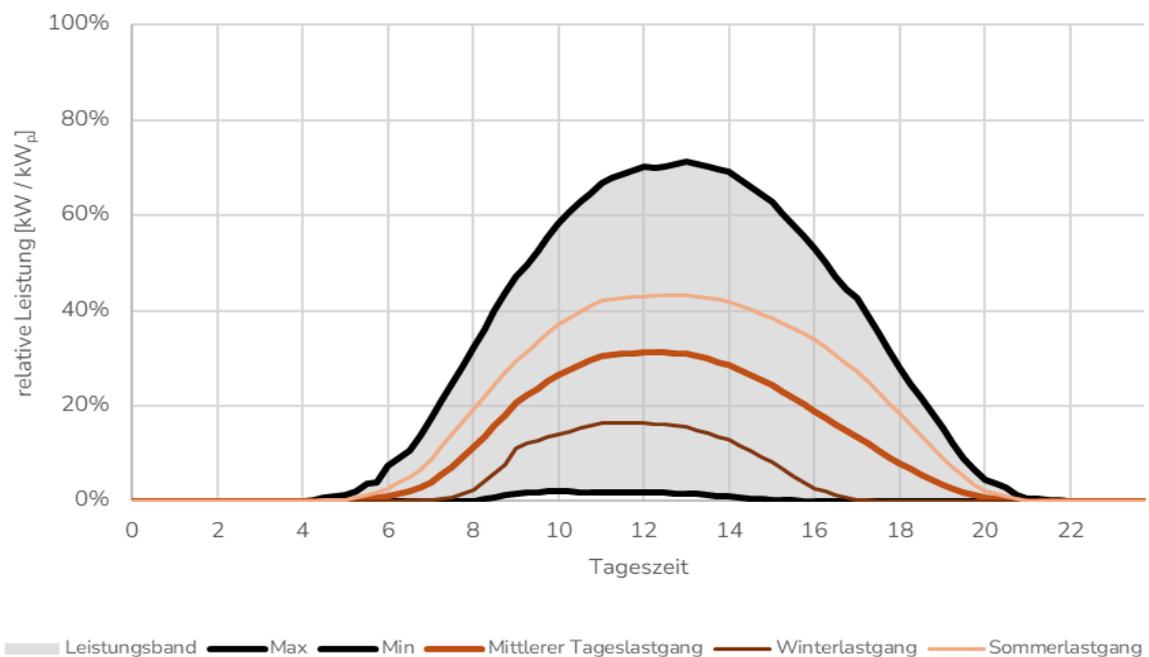


Abbildung 53: Tageszeitlicher Verlauf der PV-Erzeugung inkl. Darstellung saisonaler Effekte

- **Windkraft**

Für die Erstellung des Erzeugungslastgangs der Windkraftanlagen im Zieljahr wurden historische Wetterdaten des Landkreises verwendet. Die Windgeschwindigkeit wird dabei über Open-Meteo [69] bezogen. Diese Windgeschwindigkeit wurde daraufhin von der Messhöhe auf die Nabenhöhe einer möglichen Windkraftanlage umgerechnet. Über eine typische Anlagenkennlinie konnte die potenzielle Windkraftherzeugung zu jedem Zeitpunkt im Jahr bestimmt werden. Am Verlauf (Abbildung 54) ist zu erkennen, dass sich im Mittel die Erzeugung gleichmäßig im Tagesverlauf verhält. Zu erkennen ist zusätzlich, dass in den Wintermonaten die potenzielle Erzeugung höher ist als in den Sommermonaten.

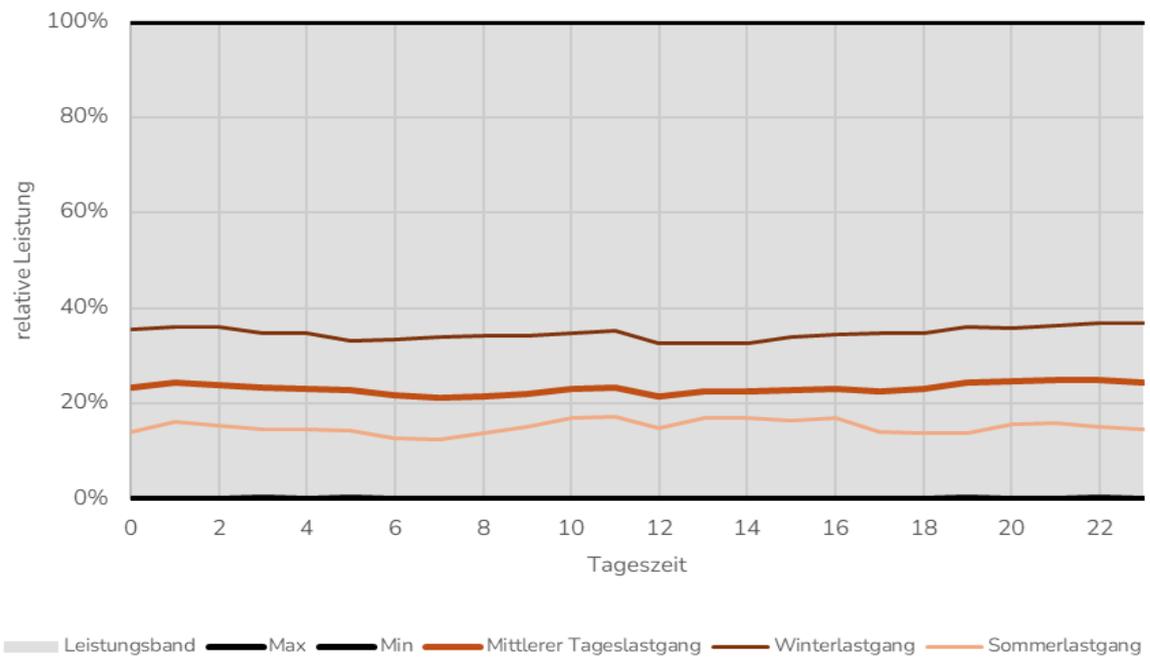


Abbildung 54: Tageszeitlicher Verlauf der Windkrafterzeugung inkl. Darstellung saisonaler Effekte

- **Biomasse-KWK**

In erster Näherung wird für die Stromeinspeisung aus Biomasse-KWK eine ganzjährig konstante Bandlast angenommen. Aufgrund der geänderten politischen Rahmenbedingungen (Biomassepaket) ist davon auszugehen, dass die Biogasanlagen zukünftig deutlich flexibler betrieben werden und sich der fluktuierenden Energieerzeugung systemdienlicher anpassen werden. Um diese Entwicklung bei den Simulationen der Zielszenarien zu berücksichtigen, orientiert sich die Stromerzeugung der KWK-Anlagen im Zieljahr an den Börsenstrompreisen des Jahres 2024. Dies führt v.a. dazu, dass in den Mittagsstunden weniger und morgens bzw. abends mehr Strom eingespeist wird. Der mittlere Tageslastgang der KWK-Anlagen im Zieljahr ist in Abbildung 55 zu sehen.

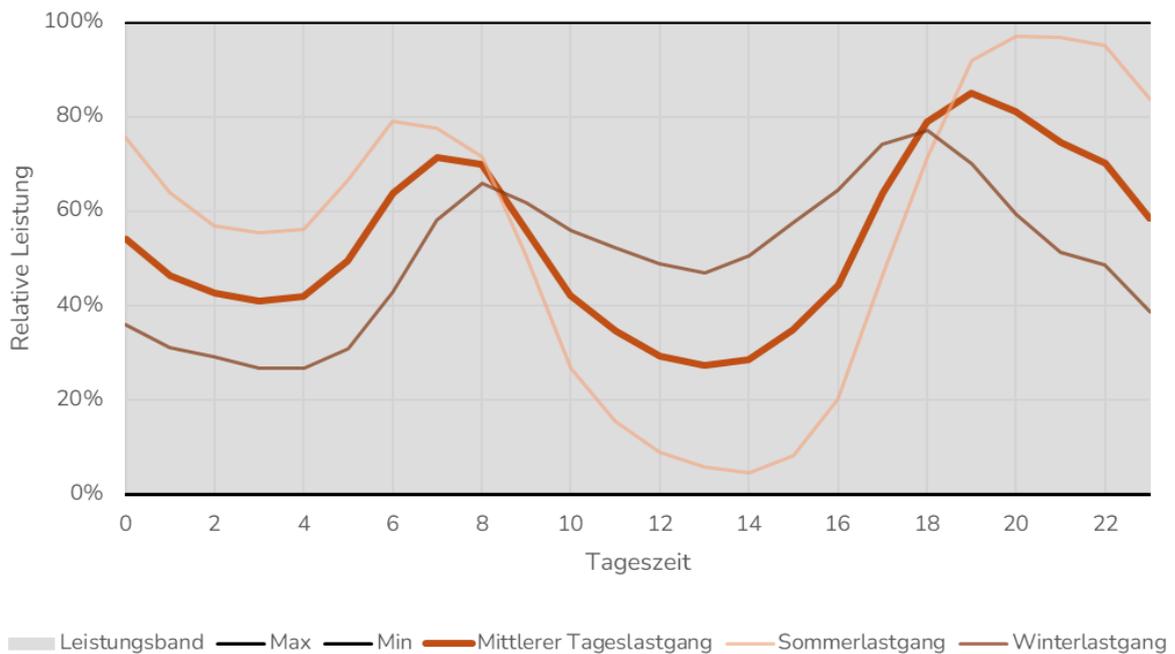


Abbildung 55: Tageszeitlicher Verlauf der Stromerzeugung durch KWK-Anlagen im Zieljahr inkl. Darstellung saisonaler Effekte

- **Sonstiges**

Sonstige Erzeugungsanlagen, z. B. Wasserkraftanlagen, wurden ebenso aufgrund fehlender Informationen als konstante Bandlast im Jahresverlauf angenommen.

7.1.4 Zuordnung zu Netzgebiet

Da die Ergebnisse der Energiebedarfe und -erzeugung zunächst für den gesamten Landkreis bilanziell vorliegen, werden diese im nächsten Schritt georeferenziert, um die möglichen Auswirkungen auf die Betriebsmittel im Stromnetz zu untersuchen. Die Zuordnung zu einem Netzgebiet erfolgt dabei über GIS-basierte Analysen, die nachfolgend erläutert werden.

Hinweis: Die Bilanzen der Bestands- und Potentialanalyse wurden für den gesamten Landkreis erstellt. Die Energiesystemmodellierung kann aus Datenschutzgründen nur für Umspannwerke durchgeführt werden, die innerhalb des Landkreises liegen, sowie für jene Netzgebiete innerhalb des Landkreises, die diesen Umspannwerken zugeordnet werden können.

Gebiete im Landkreis, die von Umspannwerken außerhalb versorgt werden, bleiben unberücksichtigt. Dadurch kann es zu geringen Abweichungen in den absoluten Zahlen kommen.

Verschneidung Kommune mit Mittelspannungsnetz

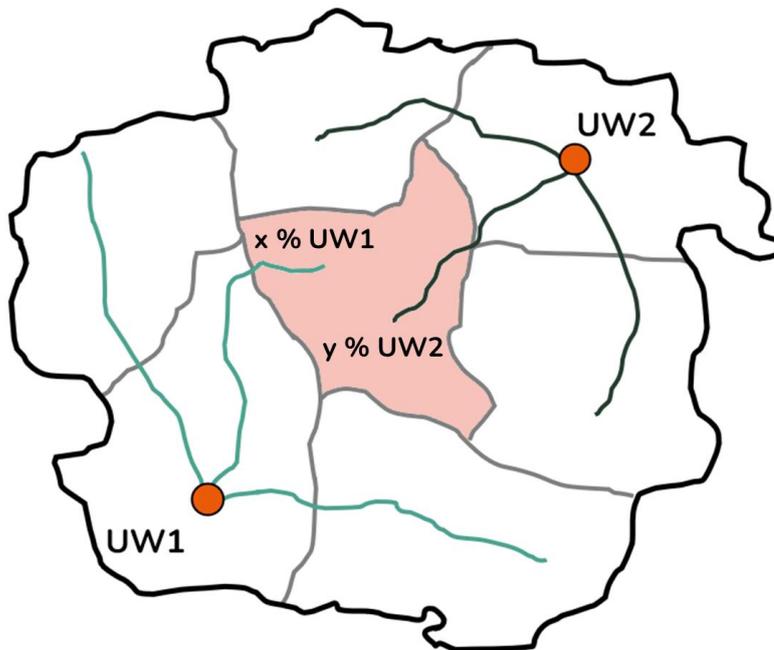


Abbildung 56: Schematische Darstellung der Verschneidung der Mittelspannungsnetze mit den Kommunen

Zunächst werden die Kommunen mit den georeferenzierten Mittelspannungsleitungen, die jeweils einem Umspannwerk zugeordnet sind, verschnitten. Dafür wird ein Puffer um die Leitungen erstellt und der Anteil der einzelnen Umspannwerke an den Kommunen berechnet. Exemplarisch wird dazu in Abbildung 56 eine beispielhafte Kommune dargestellt, die von zwei Umspannwerken versorgt wird. Der prozentuale Anteil der Kommune an den Mittelspannungsnetzen wird für die Verteilung von kommunenscharfen Werten verwendet.

Mobilität

Über die kommunenscharfen Zulassungszahlen der einzelnen Verbrauchergruppen der Elektromobilität können zunächst die prozentualen Anteile der Kommunen an den Strombedarfen der einzelnen Verbrauchergruppen ermittelt werden. Anschließend werden die Verbräuche je Kommune auf die Mittelspannungsnetze kumuliert.

Allgemeinstrom privater Haushalte, kommunaler Liegenschaften und Wirtschaft, Heizstrom privater Haushalte und Wirtschaft

Über den prozentualen Anteil der Gebäudeart (private Haushalte, kommunale Liegenschaften, Wirtschaft) der Kommune an der Summe im gesamten Landkreis lässt sich zunächst ein kommunenscharfer Wert bestimmen, der danach auf die Mittelspannungsnetze kumuliert wird.

Photovoltaikanlagen

Die Verteilung der für das Zieljahr prognostizierte PV-Erzeugung der **PV-Aufdach**-Anlagen je Szenario (siehe Abschnitt 5.5.1) erfolgt über die relative Verteilung der Gebäude im betrachteten Gebiet. Jedem Umspannwerk werden die Gebäude im Einzugsgebiet zugeordnet und der Anteil an der Gesamtanzahl an Gebäuden im Landkreis bestimmt. Dieser Anteil wird für die Verteilung der PV-Aufdach-Erzeugung verwendet.

Um eine Verteilung der zukünftigen **PV-Freiflächen**-Erzeugung je Szenario (siehe Abschnitt 5.5.2) zu bestimmen, wurden zunächst die privilegierten Flächen betrachtet, da diese besonders günstige Bedingungen aufweisen und deshalb priorisiert betrachtet werden. So liegen beispielsweise etwa ein Drittel dieser Flächen im Einzugsgebiet des Umspannwerks Bad Windsheim, weshalb hier im Rahmen der Simulation ein erhöhter Ausbau angenommen wird. Sind die privilegierten Flächen nicht ausreichend, um den je Szenario angenommenen Ausbau abzubilden, wird der verbleibende PV-Zubau gleichmäßig auf alle Umspannwerke verteilt.

Biogas

Die Prognose für die Stromerzeugung mittels Biomasse-KWK liegt kommunenscharf vor und kann direkt auf die Mittelspannungsnetze kumuliert werden.

Windkraft

Aufgrund der hohen Leistungen, die durch Windkraftparks (vgl. Abschnitt 5.5.3) zu erwarten sind, wird angenommen, dass diese direkt in die Hochspannung einspeisen, sodass keine Zuordnung zu einem Mittelspannungsnetz bzw. Umspannwerk notwendig ist.

7.2 Aufbau eines digitalen Zwillings des Mittelspannungsnetzes

Um die Netzreserven realistisch einzuschätzen und die Betriebssicherheit zu gewährleisten, wird eine modellbasierte Analyse des Mittelspannungsnetzes vorgenommen. Dabei wird geprüft, in welchem Maß die einzelnen Netzelemente ausgelastet sind, und die Ergebnisse systematisch untersucht.

Die Netzdimensionierung richtet sich nach der höchsten zu erwartenden Leistung. Das heißt: Sämtliche Netzbestandteile müssen so ausgelegt sein, dass auch unter Extrembedingungen ein stabiler Netzbetrieb möglich ist – ohne kritische Spannungsabweichungen oder thermische Überlastungen. Grundlage dafür ist ein detailliertes Wissen über die räumliche und zeitliche Ausprägung und Verteilung von Lastspitzen.

7.2.1 Aufbau des Netzmodells

Für eine realitätsgetreue Darstellung der Belastungssituationen in den verschiedenen Netzbereichen wird ein digitales Modell sämtlicher Mittelspannungs-Teilnetze nach anerkannten technischen Standards entwickelt. Als Datengrundlage dienen die vom jeweiligen Netzbetreiber zur Verfügung gestellten Informationen.

Die Modellierung bezieht Geoinformationsdaten ein, um eine geografisch exakte Zuordnung der Betriebsmittel im Modell zu gewährleisten. Damit kann die Struktur des Stromnetzes

physikalisch exakt nachgebildet werden. Technische Eigenschaften der eingesetzten Leitungstypen werden ebenso berücksichtigt, sodass Leitungsverluste, Spannungsabfälle und maximale Übertragungskapazität zuverlässig berechnet werden können.

7.2.2 Definition des Simulationszeitpunktes

Die Simulation basiert auf dem im Netzausbauplan der N-ERGIE Netz GmbH [70] festgelegten Lastfall, bei dem eine minimale Netzlast mit gleichzeitig maximaler Einspeisung auftritt. Dieser sogenannte „Erzeugungsfall“ stellt eine Netzsituation dar, in der die dezentrale Einspeisung – vor allem aus Photovoltaik- und Windanlagen – sehr hoch ist, während der Stromverbrauch niedrig ist. Dies führt zu einer besonderen Belastung für das Mittelspannungsnetz und ist deshalb ausschlaggebend für die Beurteilung der Netzstabilität und Auslegung zukünftiger Netzstrukturen.

Für die Modellierung der Transformatoren in der Mittelspannung werden neben deren Nennleistung auch typische Grundlasten einbezogen. Es wird zwischen Kundenstationen und Ortsnetzstationen unterschieden, um realistische Lastverteilungen zu ermöglichen. Dezentrale Erzeugungsanlagen werden entsprechend ihrer Lage einzelnen Transformatorstationen zugewiesen. Für kleinere, nicht georeferenzierte Kleinanlagen mit einer Leistung unter 30 kW_p erfolgt eine gleichmäßige Verteilung auf die Ortsnetzstationen.

Im Anschluss daran wird eine Korrektur der bezogenen Leistungen durch einen Anpassungsfaktor durchgeführt. Ziel ist es, die modellierte Gesamtrückspeisung mit den realen Messdaten aus dem Umspannwerk abzugleichen. Dies stellt sicher, dass das Modell eine realistische Netzbelastung widerspiegelt.

7.2.3 Bedeutung der Netzsimulation für die kommunale Energieplanung

Die Netzsimulation bildet ein zentrales Element innerhalb des Energienutzungsplans. Sie schafft die Grundlage für eine sachgerechte technische Beurteilung des Netzes im Mittelspannungsbereich und liefert belastbare Erkenntnisse für die strategische Planung von Energieversorgung und Infrastruktur auf kommunaler Ebene. Die Analyse zeigt auf, in welchen Bereichen bereits heute Engpässe vorliegen oder in Zukunft zu erwarten sind. Daraus lassen sich gezielte Investitionsmaßnahmen für einen effizienten und bedarfsgerechten Netzausbau ableiten.

Die daraus gewonnenen Erkenntnisse ermöglichen es außerdem, Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazitäten, zur Verbesserung der Spannungshaltung oder zur Netzentlastung abzuleiten. Energieversorger und Netzbetreiber erhalten somit ein klares Bild über aktuelle Belastungen und über die potenziellen Auswirkungen zukünftiger Entwicklungen wie der Zunahme dezentraler Energiequellen, Elektromobilität oder elektrischer Heizsysteme.

Der Energienutzungsplan gewinnt damit über die herkömmliche Planung hinaus eine strategische Bedeutung: Er dient als Grundlage für nachgelagerte Zielnetzplanungen. Die daraus resultierenden Daten und Analysen fließen unmittelbar in mögliche Ausbau- oder Umbauszenarien ein. Das schafft Synergien zwischen kommunaler Planung und operativer Netzführung.

Nicht zuletzt unterstützt die Netzsimulation eine transparente Kommunikation mit politischen Entscheidungsträgern, Verwaltungsbehörden und der Öffentlichkeit. Der konkrete Handlungsbedarf und notwendige Maßnahmen lassen sich sachlich begründen, was die Akzeptanz für notwendige Investitionen in die kommunale Energieinfrastruktur erhöht.

7.3 Aufbau eines digitalen Zwillings des Landkreises

Der digitale Zwilling des Landkreises Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim wurde mit Hilfe der Energiesystemoptimierungssoftware TOP-Energy® erstellt. Hierfür wurden zunächst alle Bedarfs- und Erzeugungslastgänge in die Software importiert. Anschließend wurden für alle Erzeuger, aber z.B. auch für die Abregelung von Erzeugungsanlagen, CO₂-Faktoren festgelegt. Diese sind für die Optimierung des Energiesystems zwingend notwendig, da bei der Optimierung versucht wird, eine vorgegebene Zielfunktion (hier: CO₂-Emissionen) zu minimieren. Somit lässt sich beispielweise die Priorisierung der Erzeuger (PV und Wind vor Netzbezug usw.) über die definierten CO₂-Emissionensfaktoren beeinflussen. Da es sich bei der Simulation um eine (energie-)mengenoptimierte und nicht um eine leistungsoptimierte Simulation handelt, kann jedoch nicht gleichzeitig eine Aussage zu gegebenenfalls möglichen Lastverschiebungen und Spitzenkappungen mithilfe von Flexibilitäten getroffen werden.

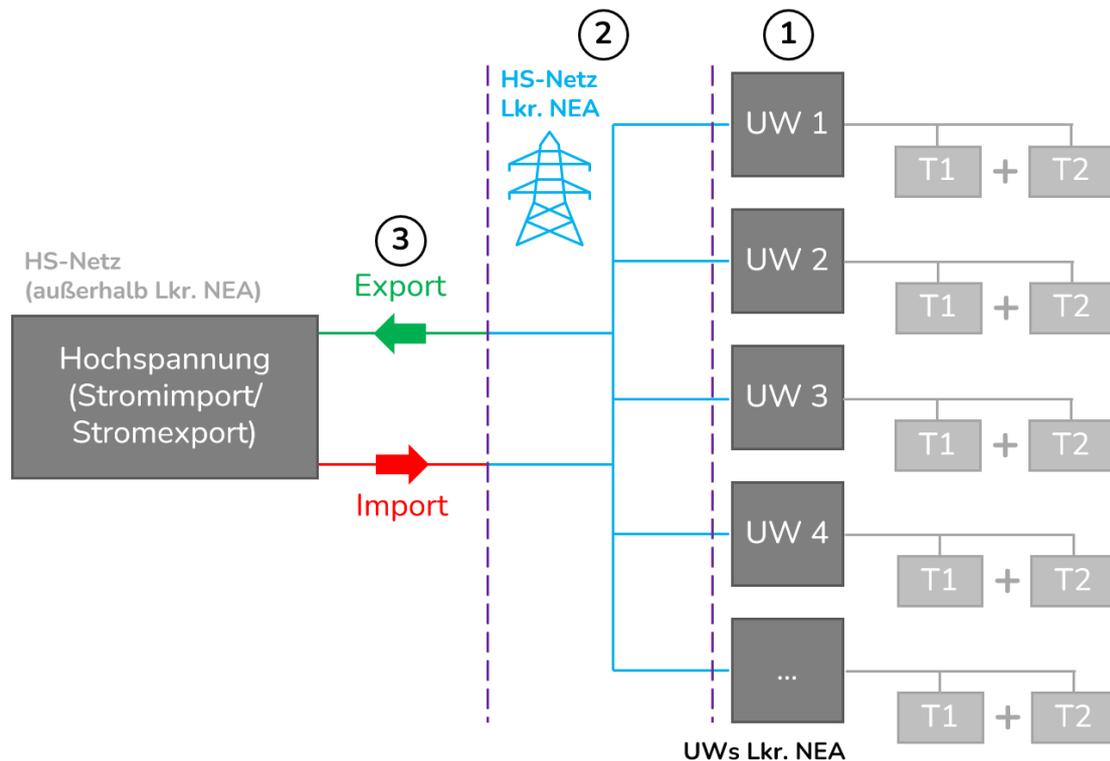


Abbildung 57: Schematische Darstellung des Simulationsmodells des Landkreises

Priorisierung der Erzeuger und Verbraucher:

1. Oberste Priorität hat die **Nutzung des lokal erzeugten Stroms**. Das bedeutet, dass jede erzeugte Energiemenge zunächst, soweit möglich, innerhalb des jeweiligen Mittelspannungsnetzes je Umspannwerk verteilt und genutzt wird (Subsidiaritätsprinzip).
2. Falls die Energiebilanz innerhalb des jeweiligen Mittelspannungsnetzgebietes nicht ausgeglichen ist, werden **Stromdefizite bzw. Stromüberschüsse zwischen den Umspannwerken ausgeglichen**. Der Austausch des Stroms zwischen den Umspannwerken erfolgt dabei über das Hochspannungsnetz innerhalb des Landkreises. Der limitierende Faktor hierbei ist die maximale Übertragungsleistung der Transformatoren der jeweiligen Umspannwerke. So muss beispielsweise bei einem Erzeugungüberschuss, welcher die kombinierte Transformatorleistung an einem Umspannwerk übersteigt, abgeregelt werden. Der abgeregelt Strom kann folglich nicht weiter genutzt werden.

- Falls auch zwischen den Umspannwerken kein ausreichender Ausgleich möglich ist, um die übergreifende Bilanz zu decken, dann wird Strom aus dem **landkreisübergreifenden Hochspannungsnetz** bezogen bzw. in dieses eingespeist.

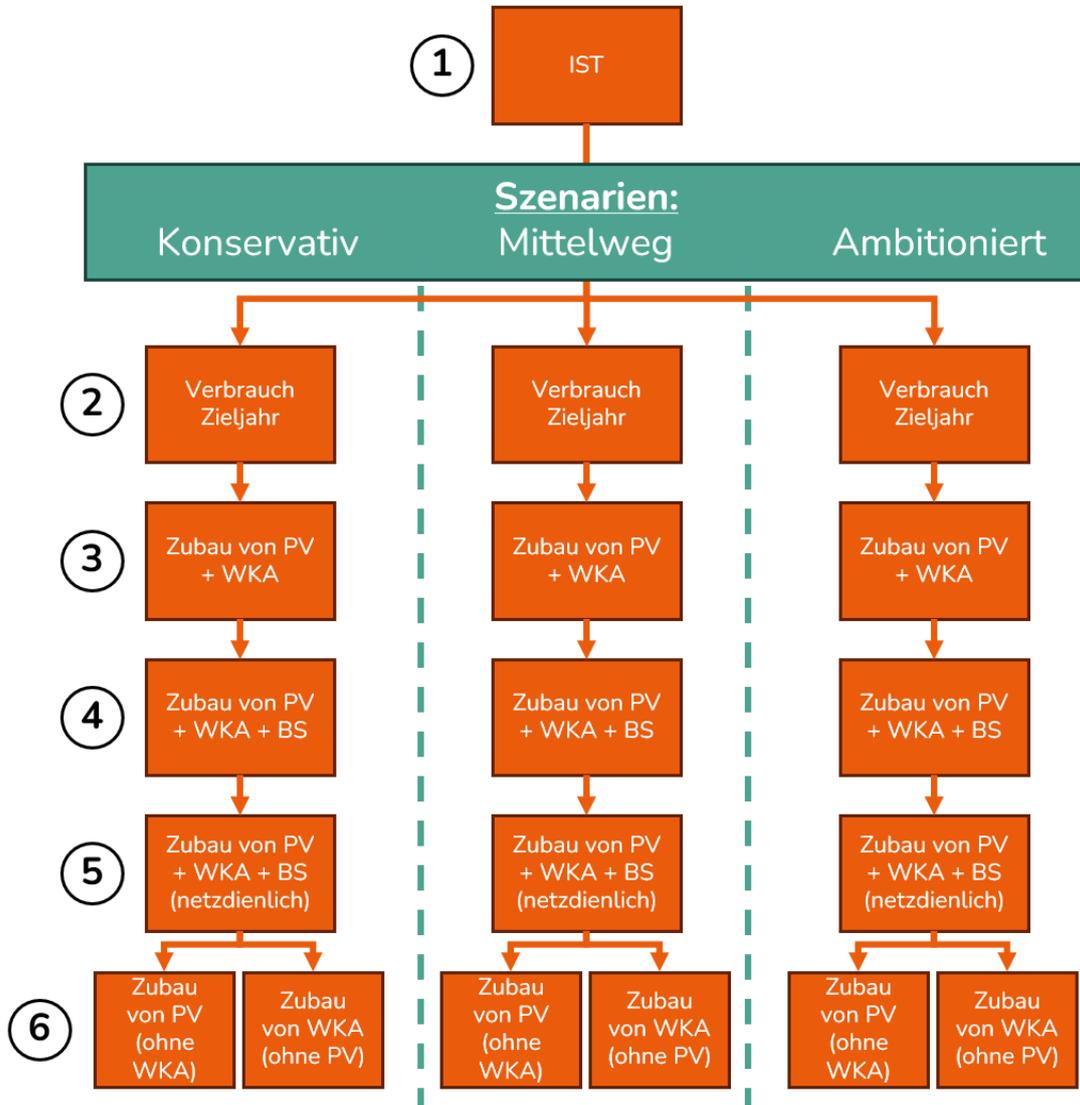


Abbildung 58: Darstellung der betrachteten Simulationsstufen

Stufen der Simulation (vgl. Abbildung 58 und Abbildung 59):

1. Als erstes wurde der **Ist-Zustand** betrachtet. Hier entspricht sowohl die Stromerzeugung als auch der Verbrauch dem aktuellen Stand.
2. In der nächsten Stufe wird der **Verbrauch** je Umspannwerk auf den für das **Zieljahr** im jeweiligen Szenario prognostizierten Wert erhöht. Gleichzeitig wird der angenommene Rückgang der Stromeinspeisung aus Biomasse-KWK berücksichtigt. Außerdem wird angenommen, dass die verbleibenden Biomasse-KWK-Anlagen nun nicht mehr mit konstanter Leistung betrieben werden, sondern sich deren Leistung dynamisch am Börsenstrompreis des Jahres 2024 orientiert.
3. Daraufhin wird der prognostizierte **Zubau an erneuerbaren Energien** ergänzt. Der Zubau von PV-Anlagen (Aufdach- und Freiflächenanlagen) findet im Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsnetz statt. Dabei wird je Umspannwerk eine unterschiedliche Menge an PV zugebaut. Die jeweils zugebauten PV-Leistungen werden dabei nach dem in Abschnitt 7.1 beschriebenen Vorgehen bestimmt. Anders als die PV-Anlagen speisen die zugebauten Windkraftanlagen direkt in die Hochspannungsebene ein. Folglich wird zunächst der lokale PV-Strom je Umspannwerk genutzt und nur, falls dieser für die Deckung des Bedarfs zu gering ist, wird der von den Windkraftanlagen erzeugte Strom über die Transformatoren der Umspannwerke bezogen.
4. Anschließend wird im Mittelspannungsnetz eines jeden Umspannwerks ein **Batteriespeicher** ergänzt. Die Kapazität des Batteriespeichers unterscheidet sich je nach Umspannwerk und ist so festgelegt, dass der Batteriespeicher etwa 200 - 250 Vollladezyklen im Jahr erreicht. Die C-Rate⁸ der Batteriespeicher wird mit 0,5 angenommen. Die Batteriespeicher erfüllen v.a. den Zweck, überschüssige erneuerbare Energiemengen aufzunehmen und zwischenzuspeichern, welche stattdessen aus dem Landkreis exportiert oder gar abgeregelt werden müssten. Dadurch lässt sich die Eigenverbrauchsquote und Autarkie im Landkreis erhöhen. Aufgrund des gewählten Ansatzes

⁸ Die C-Rate ist ein Maß für das Verhältnis der Lade- und Entladeleistung eines Batteriespeichers zu seiner Kapazität.

der Mengenoptimierung lässt sich jedoch nicht gleichzeitig eine Aussage über eine Kappung von Leistungsspitzen treffen. Sie haben deshalb keinen signifikanten Einfluss auf die auftretenden Leistungsspitzen. (Hinweis: Der simulierte Betrieb erfolgt somit ausschließlich netzdienlich und nicht marktorientiert, wie derzeit bestehende Anlagen betrieben werden.)

5. Die nächste Simulationsstufe untersucht das Netzgebiet unter der Annahme, dass im Zieljahr ein Teil der **Verbraucher netzdienlich** betrieben werden. Bei den netzdienlichen Verbrauchern handelt es sich um **private batterieelektrische Fahrzeuge** und **Wärmepumpen in privaten Haushalten**. Es wird angenommen, dass 50 % der von diesen Verbrauchern benötigten Energiemenge frei über den gesamten Tag verteilt aufgenommen werden kann.
6. Als letzte Simulations-Stufe wird das Netzgebiet erneut ähnlich wie bei Stufe 3 untersucht. Allerdings wird hier jeweils eine **Simulation nur mit Zubau von PV-Anlagen** (also ohne Zubau von Windkraftanlagen) und eine **Simulation nur mit Zubau von Windkraftanlagen** (ohne PV-Zubau) durchgeführt. Bei beiden Simulationen befinden sich **keine** Batteriespeicher im Netzgebiet und die Verbraucher werden **nicht** netzdienlich betrieben.

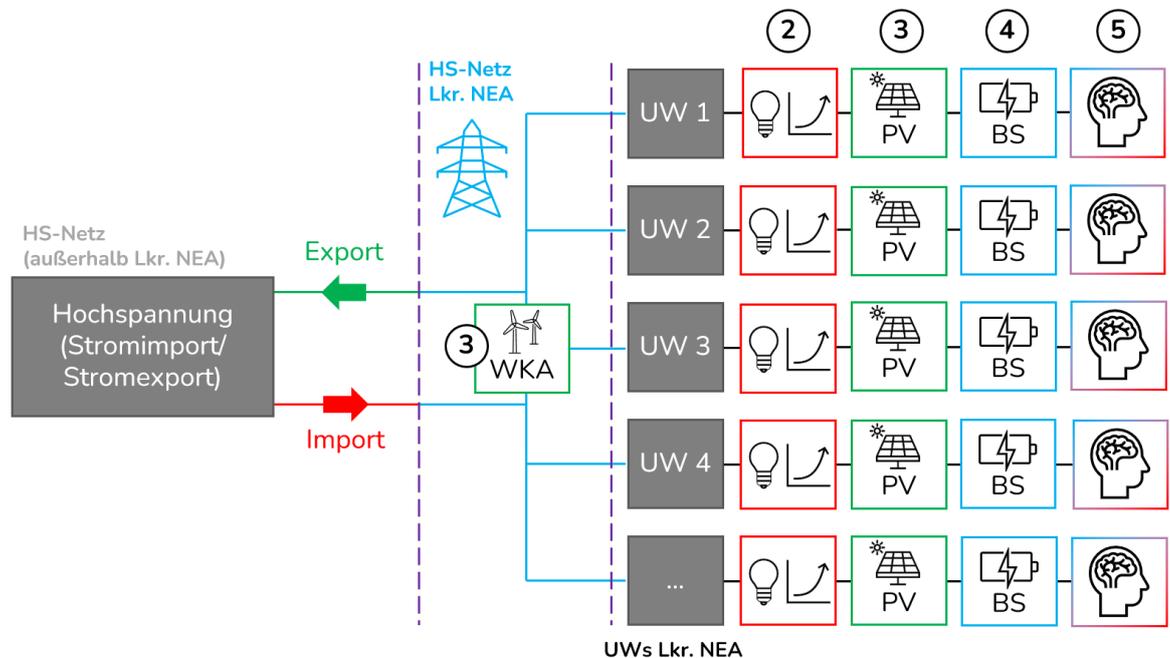


Abbildung 59: Lokalisierung der Änderungen je Simulationsstufe in der schematischen Darstellung des landkreisweiten Simulationsmodells

7.4 Ergebnisse

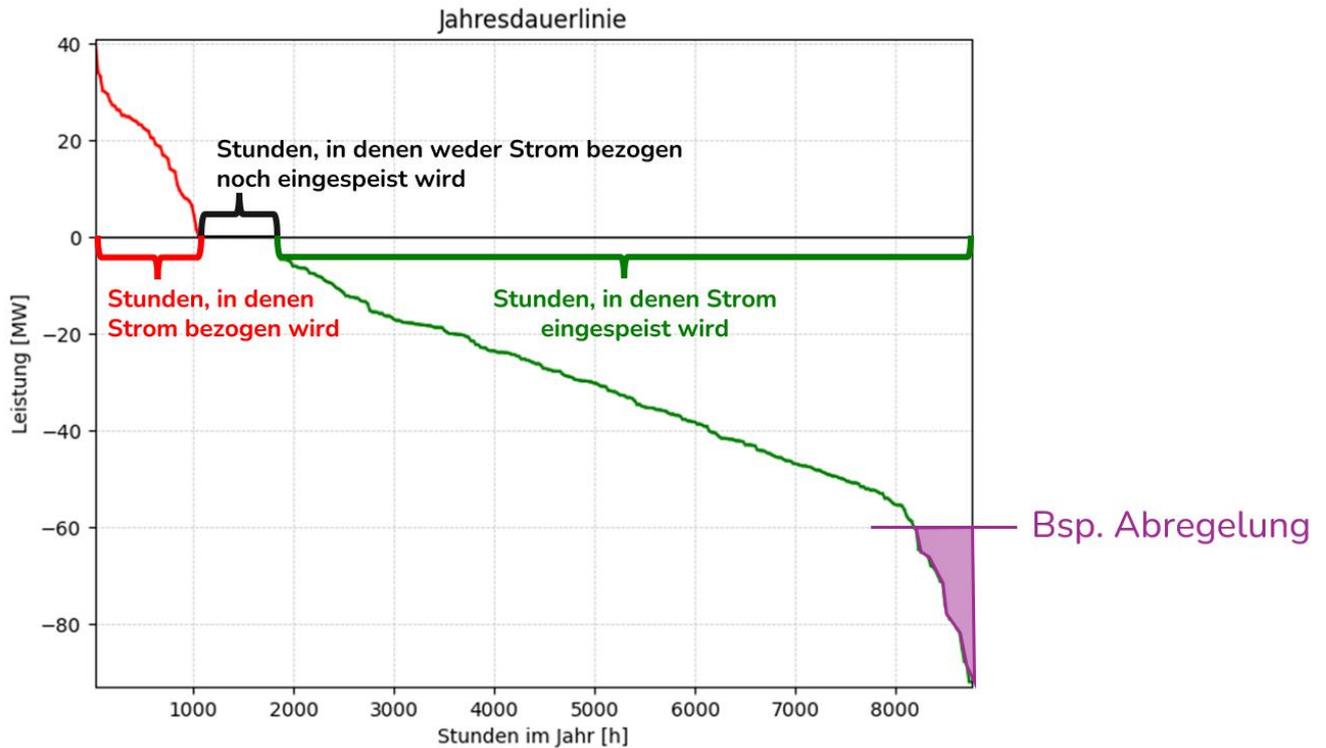


Abbildung 60: Exemplarische Darstellung einer Jahresdauerlinie inkl. Erklärungen

Die Darstellung der Simulationsergebnisse erfolgt mit Hilfe von Jahresdauerlinien (vgl. Abbildung 60). Diese stellen die nach der Größe sortierten Leistungen an einer bestimmten Stelle des Simulationsmodells dar. Diese Darstellung ist besonders gut geeignet, um beispielsweise an der Bilanzgrenze des Simulationsmodells das Verhältnis aus importierter zu exportierter Energie des Landkreises (Fläche zwischen positiven bzw. negativen Teil der Kurve und x-Achse) abzulesen und darzustellen. Ebenso lässt sich mit den Jahresdauerlinien der Umspannwerke das Verhältnis zwischen Bezug und Rückspeisung aus und in das Hochspannungsnetz darstellen. Durch die abfallende Sortierung der Leistungen lassen sich zugleich die Spitzenleistungen, sowohl positiv als auch negativ, ablesen.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der verschiedenen Stufen der Simulation diskutiert. Dabei wird sich zunächst, sofern nicht anders beschrieben, immer auf die Ergebnisse des Szenarios Mittelweg bezogen. Außerdem entsprechen die genannten Energiemengen immer der Summe eines gesamten Jahres.

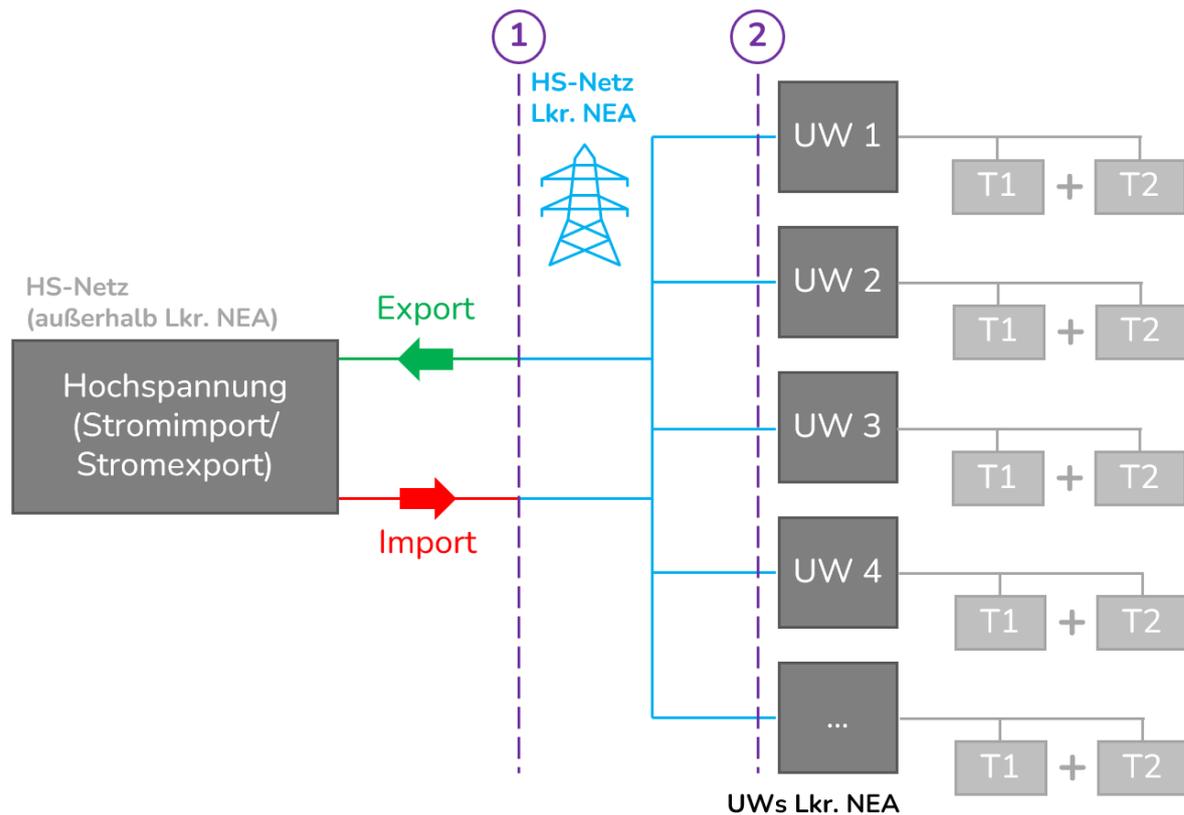


Abbildung 61: Schematische Darstellung des Simulationsmodells des Landkreises des Ist-Stands

Es ergibt sich in der Hochspannungsebene an der Landkreisgrenze (① in Abbildung 61) die **Jahresdauerlinie Hochspannung** und exemplarisch am Koppelpunkt des Umspannwerks Bad Windsheim an die Hochspannungsebene (② in Abbildung 61) die **Jahresdauerlinie UW Bad Windsheim** (siehe z.B. Abbildung 63). Im Folgenden werden die **Abkürzungen JDL** für die Jahresdauerlinie, **HS** für die Hochspannungsebene und **UW** für die Umspannwerke verwendet.

7.4.1 Ist-Stand

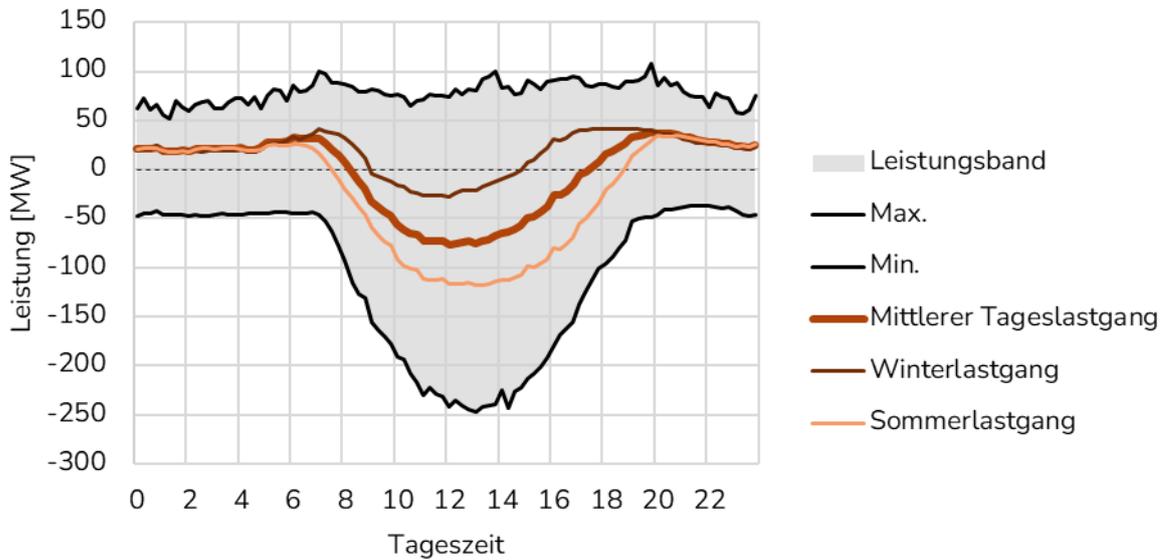


Abbildung 62: Mittlerer Tag der HS-Ebene im Ist-Stand

Im Ist-Zustand sind die bestehenden Strom-Überschüsse, welche aus dem Landkreis exportiert werden, v.a. durch PV-Anlagen geprägt, weshalb diese auch im Sommer deutlich höher sind als im Winter (vgl.

Abbildung 62). Im Mittel liegt ganzjährig ein geringer Strombezug in der HS-Ebene von ca. 17-8 Uhr vor.

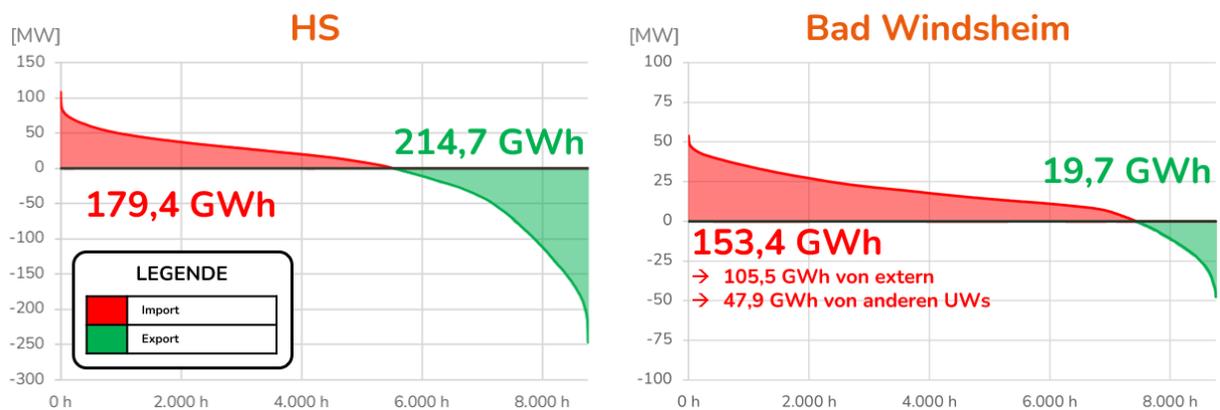


Abbildung 63: Jahresdauerlinien im Ist-Stand

Aus Abbildung 63 ist ersichtlich, dass der Landkreis im Ist-Stand in der Hochspannungsebene etwas **mehr Strom exportiert, wie er importiert**.

Betrachtet man jedoch beispielsweise die JDL des UWs Bad Windsheim, erkennt man, dass dort deutlich **mehr Strom bezogen als eingespeist** wird. Dabei ist es jedoch wichtig zu beachten, dass Bezug an einem Umspannwerk nicht grundsätzlich negativ zu bewerten ist. Im obigen Beispiel werden ca. 69 % des bezogenen Stroms von extern importiert, sprich von außerhalb des Landkreises bezogen. Der restliche Strom stammt aus Überschüssen, die im Landkreis an anderen UWs entstanden sind und über die HS-Ebene im Landkreis verteilt wurden. Im gesamten Landkreis wurden so ca. 57,1 GWh zwischen den UWs ausgeglichen. Da es sich hierbei um bestehende Überschüsse handelt, ist dieser Stromfluss positiv zu bewerten, da dadurch Stromimport in den Landkreis vermieden werden kann (vgl. Priorisierungen in Abschnitt 7.3). Genauso verhält es sich in den weiteren Szenarien mit Strom aus zugebauten Windkraftanlagen, sofern vorhanden.

Für die restlichen UWs ergeben sich im Ist-Stand folgende Energiemengen für den Bezug, die Einspeisung und die Abregelung (siehe Tabelle 20).

Tabelle 20: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken im Ist-Stand

[GWh/a]	Bezug	Einspeisung	Abregelung
Bad Windsheim	153,4	19,7	0,0
Buch	1,0	57,5	0,0
Diespeck	46,3	40,2	0,0
Markt Bibart	27,0	39,6	0,0
Wallmersbach	8,8	45,5	0,0
Niederndorf	0,1	69,4	0,0
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]	57,1		

7.4.2 Verbrauch Zieljahr

Die Darstellung der Änderung der Leistung des mittleren Tagesverlaufs in der HS-Ebene in Abbildung 64 verdeutlicht die Zunahme des Stromverbrauchs zum Zieljahr (vgl. Abschnitte 6.1 bis 6.3).

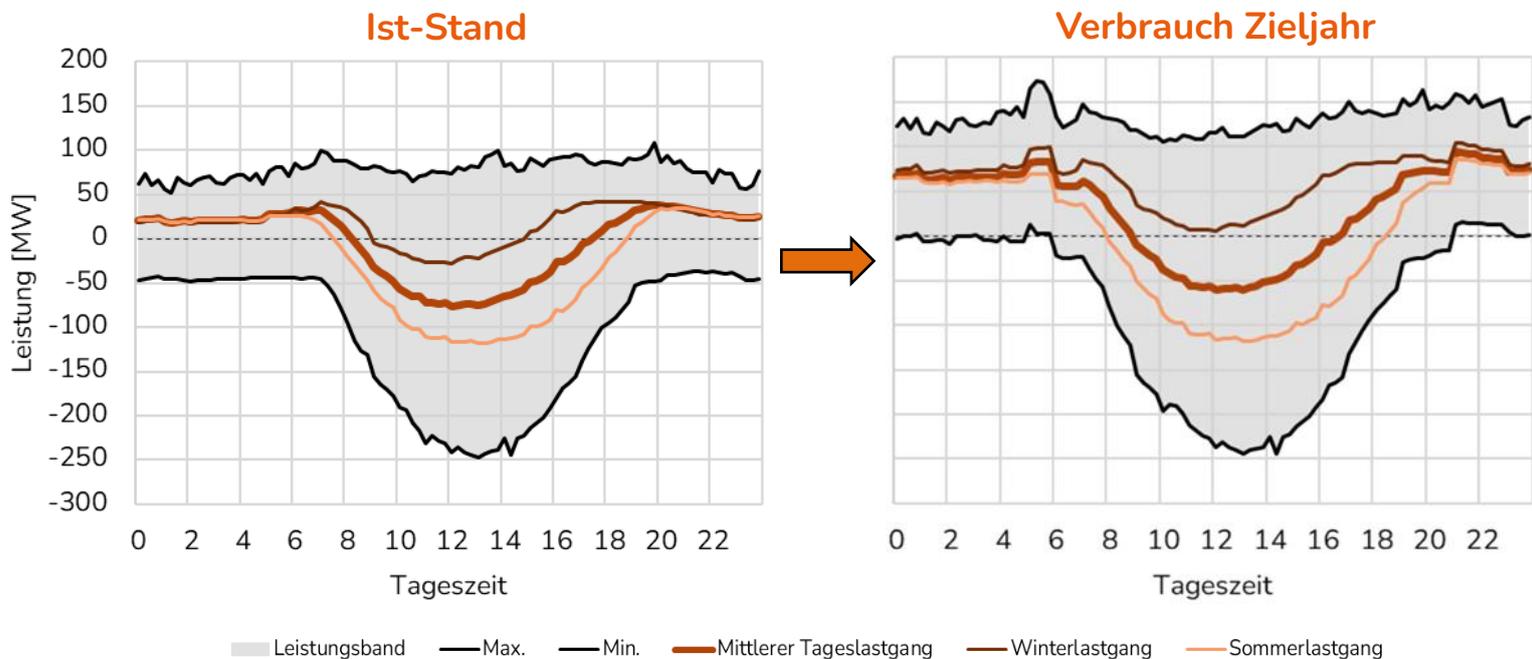


Abbildung 64: Änderung des mittleren Tages der HS-Ebene infolge der Erhöhung des Strombedarfs in Relation zum Ist-Zustand (Mittelweg)

Es ist ersichtlich, dass insgesamt die Leistung im Mittel ansteigt. Vor allem nachts ist der Einfluss der Elektromobilität zu erkennen, da dort aufgrund des Ladeverhaltens der Fahrzeuge mit höheren Verbräuchen zu rechnen ist. Beispielsweise erhöht sich die mittlere Leistung von 0 bis 4 Uhr um etwa 45 MW. Gleichzeitig ist jedoch auch zu erkennen, dass im Mittel die Leistung am Tag im Vergleich zu den Nachtstunden weniger stark zunimmt, da eine Vielzahl an Fahrzeugen zu diesen Zeiten typischerweise nicht geladen werden.

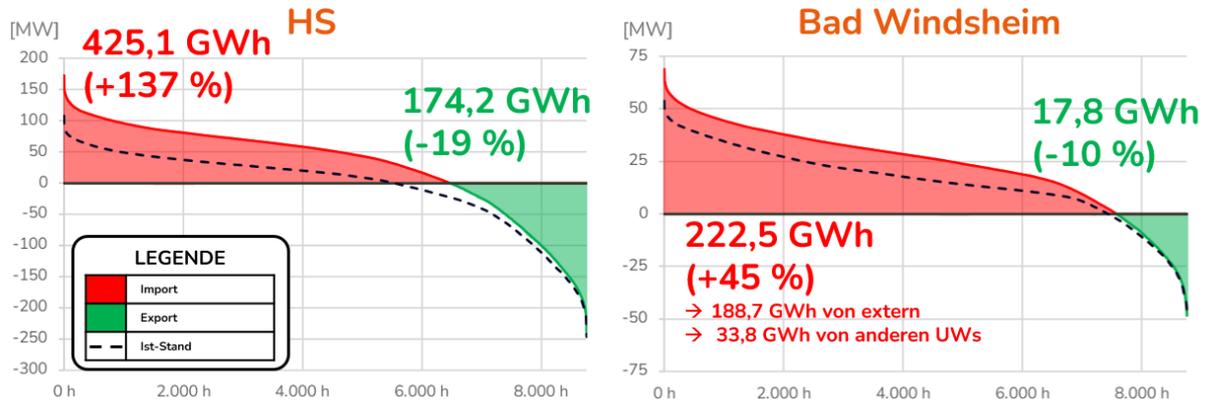


Abbildung 65: Jahresdauerlinien der Stufe Verbrauch Zieljahr im Mittelweg

Bei den JDL (Abbildung 65) zeigt sich sowohl in der Hochspannung als auch am UW Bad Windsheim, dass mit dem für das Zieljahr angenommenen Verbrauch ohne Zubau von EE-Erzeugern deutlich mehr Strom importiert werden muss (je nach Szenario in der HS-Ebene ca. 76 – 240 %). Zudem reduziert sich die exportierte Strommenge um 10 – 35 %. Dies führt dazu, dass in der HS-Ebene nun mehr als doppelt so viel Strom von außerhalb des Landkreises importiert werden muss, wie exportiert wird. Bilanziell ist somit keine Eigenversorgung mehr möglich. Am UW Bad Windsheim wird aufgrund des höheren Verbrauchs 10 % weniger Strom eingespeist. Außerdem wird der bezogene Strom zu ca. 85 % von außerhalb des Landkreises importiert.

Für die anderen UWs ergeben sich folgende Werte (vgl. Tabelle 21). Der Bezug hat sich über alle UWs hinweg teilweise deutlich erhöht und die Einspeisung aufgrund geringerer Überschüsse reduziert.

Tabelle 21: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Verbrauch Zieljahr im Mittelweg

[GWh/a]	Bezug	Einspeisung	Abregelung
Bad Windsheim	222,5	17,8	0,0
Buch	9,7	51,0	0,0
Diespeck	110,9	31,4	0,0
Markt Bibart	54,2	36,0	0,0
Wallmersbach	74,2	22,5	0,0
Niederndorf	2,5	64,5	0,0
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]		48,9	

7.4.3 Zubau von Photovoltaik und Windkraft

Der Zubau von EE-Erzeugern erfolgt zum einen in der NS-/MS-Ebene. Hier werden im Szenario Mittelweg 497,2 GWh/a Strom durch zusätzliche PV-Anlagen erzeugt. In der HS-Ebene werden 1.334,9 GWh/a durch den Zubau von Windkraftanlagen erzeugt, wovon ca. 21 % im Landkreis genutzt werden können. Die restlichen 79 % des von den WKA erzeugten Stroms werden exportiert.

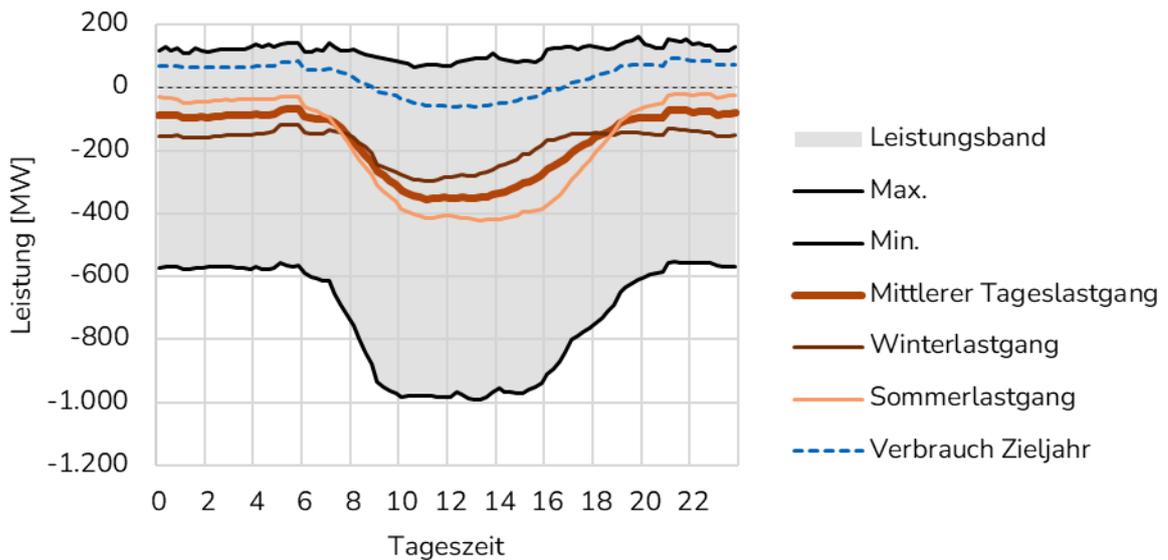


Abbildung 66: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV und WKA (Mittelweg)

Aus der Darstellung des mittleren Tages der HS-Ebene (Abbildung 66) ist ersichtlich, dass nun ganzjährig im Mittel kein Bezug mehr stattfindet. Zudem sind die saisonalen Effekte der PV- und Windkraftherzeugung zu erkennen. Im Sommer findet nachts ein leicht erhöhter Bezug im Vergleich zum ganzjährigen Mittel statt. Dies liegt an der leicht reduzierten Stromerzeugung der WKA im Sommer. Allerdings ist im Sommer die PV-Erzeugung gerade zur Mittagszeit besonders hoch, was sich an der erhöhten Einspeisung tagsüber zeigt. Im Winter sind beide Effekte umgekehrt zu beobachten.

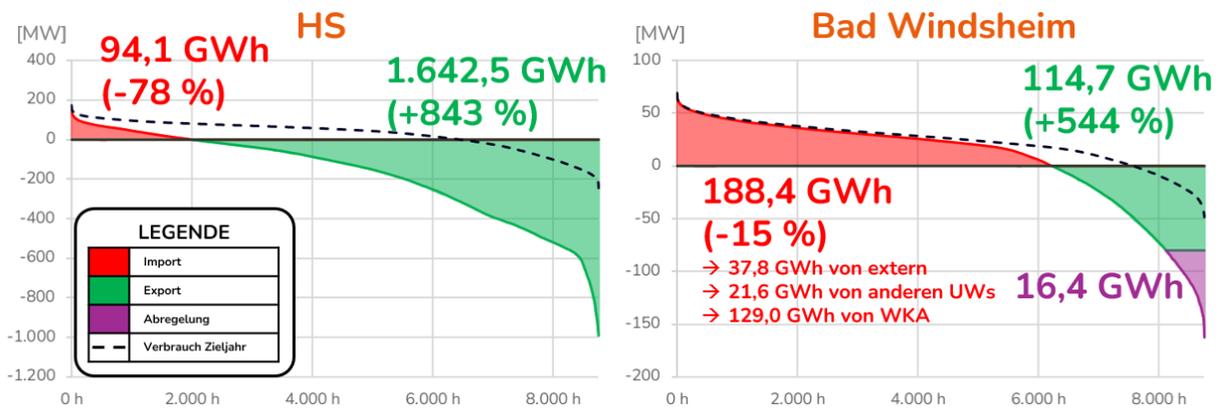


Abbildung 67: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + WKA im Mittelweg

An der Jahresdauerlinie der Hochspannung (Abbildung 67) ist eine sehr starke Steigerung (um ca. 450 – 1.400 % je nach Szenario) der aus dem Landkreis exportierten Strommenge zu erkennen. Gleichzeitig sinken die notwendigen Importe, so dass sich ein Verhältnis zwischen Export und Import von etwa 11:1 bis 17:1 ergibt. Auch beim UW Bad Windsheim sinkt die bezogene Strommenge leicht. Außerdem stammen dort nur noch ca. 20 % des Stroms von außerhalb des Landkreises. Der Rest wird entweder durch PV-Überschüsse anderer UWs (insgesamt werden 31,9 GWh zwischen den UWs ausgeglichen) oder v.a. auch durch die Windkraftanlagen gedeckt. Die überschüssige Leistung der an das UW angeschlossenen Erzeuger übersteigt zum Teil in der Spitze die Übertragungsleistung der Transformatoren, weshalb dort Abregelung notwendig ist (siehe Tabelle 22).

Tabelle 22: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau PV + WKA im Mittelweg

[GWh/a]	Bezug	Einspeisung	Abregelung
Bad Windsheim	188,4	114,7	16,4
Buch	9,4	65,3	0,0
Diespeck	98,6	121,6	8,8
Markt Bibart	48,3	129,6	2,6
Wallmersbach	63,9	116,8	5,1
Niederndorf	2,4	76,6	0,0
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]		31,9	

Je nach Szenario ist über alle UWs hinweg insgesamt eine Abregelung von 0 – 4 % des Überschussstromes notwendig. Im Szenario Mittelweg entspricht dies beispielsweise ca. 33 GWh. Theoretisch müssten (je nach Szenario) 5 – 12 neue Transformatoren mit jeweils 40 MVA zugebaut werden, damit keine Abregelung stattfinden muss.

7.4.4 Zubau von Photovoltaik, Windkraft und Batteriespeicher

Die Kapazität der zugebauten Batteriespeicher je UW wurden in jedem Szenario so gewählt, dass diese in etwa 200 - 250 Vollladezyklen pro Jahr erreichen.

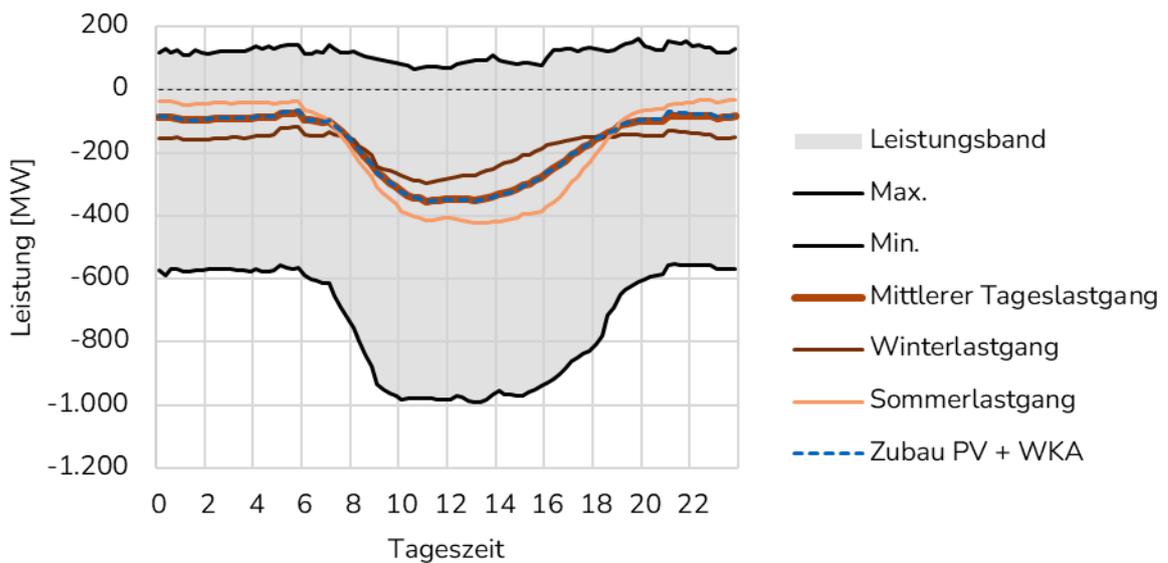


Abbildung 68: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV, WKA und BS (Mittelweg)

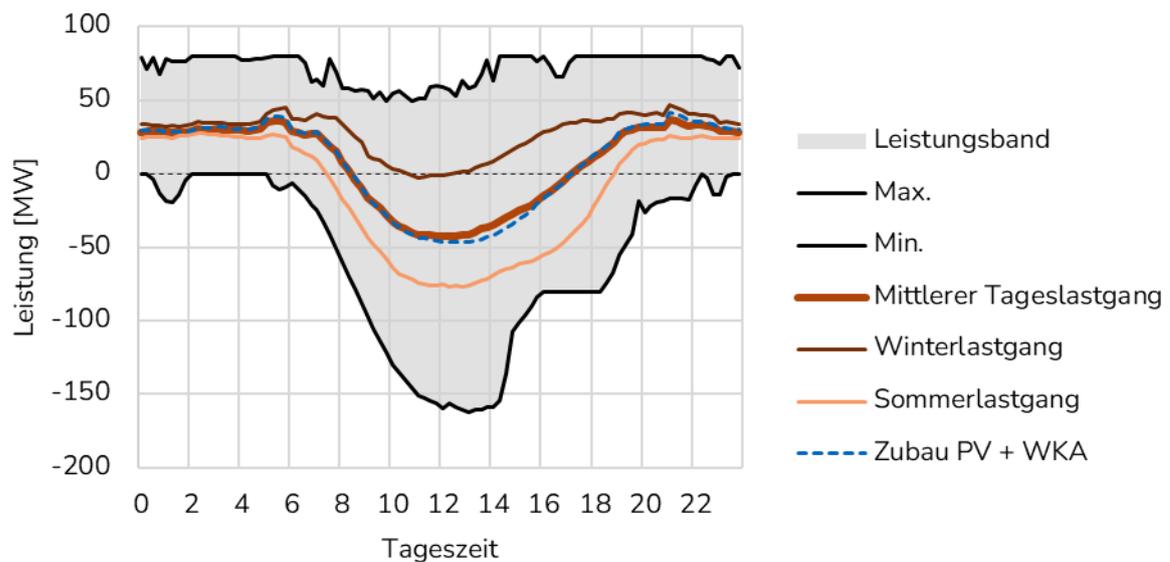


Abbildung 69: Mittlerer Tag des UWs Bad Windsheim bei Zubau von PV, WKA und BS (Mittelweg)

Der mittlere Tageslastgang in der HS-Ebene (Abbildung 68) deckt sich größtenteils mit dem des vorangegangenen Abschnitts (ohne BS, siehe Abbildung 66). Es ist eine leichte zeitliche Verschiebung der Energiemengen zu erkennen. Deutlicher ist der Effekt an dem Lastgang des UWs Bad Windsheim (Abbildung 69) zu sehen. Die exportierte Leistung mittags ist geringfügig reduziert, da hier überschüssiger (v.a. durch PV-Anlagen erzeugter) Strom zur Beladung der Batteriespeicher genutzt wird. Dort bleibt der Strom zu großen Teilen bis in die

Abendstunden gespeichert, um ihn anschließend zu nutzen, sobald die PV-Erzeugung nicht mehr vorhanden ist.

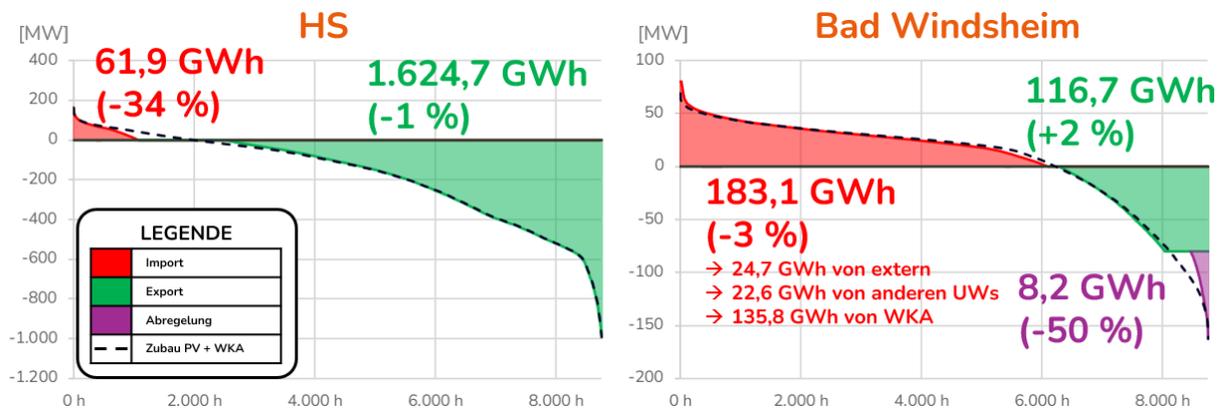


Abbildung 70: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + WKA + BS im Mittelweg

Die Batteriespeicher sorgen dafür, dass nun im Landkreis erzeugte Stromüberschüsse zwischengespeichert werden können, welche zuvor zum Großteil abgeregelt werden mussten. Der Stromimport in der HS-Ebene sinkt entsprechend um 24 – 36 % (je nach Szenario). Zudem findet nun für etwa 1.500 Stunden im Jahr weder Import noch Export statt („Stufe“ in JDL der Hochspannung / Leistung ist null). Bei der JDL des UWs Bad Windsheim (Abbildung 70) ist v.a. die um 50 % geringere abgeregelt Energie menge zu erwähnen. Außerdem findet auch hier für ca. 200 h/a weder Bezug noch Einspeisung statt.

Tabelle 23: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau PV + WKA + BS im Mittelweg

[GWh/a]	Bezug	Einspeisung	Abregelung	BS [MWh]
Bad Windsheim	183,1	116,7	8,2	75
Buch	8,9	64,7	0,0	5
Diespeck	94,7	121,9	4,1	50
Markt Bibart	46,1	128,6	1,1	25
Wallmersbach	61,6	116,2	3,0	25
Niederndorf	1,9	76,0	0,0	5
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]	33,6			$\Sigma = 185 \text{ MWh}$

In Summe wird im Szenario Mittelweg von einem Zubau von Batteriespeichern mit einer Kapazität von insgesamt 185 MWh ausgegangen (siehe Tabelle 23). Die über alle UWs hinweg abgeregelte Energiemenge kann dadurch um 50 % reduziert werden. Das entspricht einer weiterhin notwendigen Abregelung von 16,4 GWh. Im Szenario konservativ verringert sich die abgeregelte Energiemenge um 74 % auf 0,9 GWh, im ambitionierten Szenario um 38 % auf 53,4 GWh.

7.4.5 Netzdienliche Flexibilisierung bestimmter Verbrauchergruppen

Mit einer netzdienlichen Betriebsweise von 50 % der Verbraucher in den ausgewählten Verbrauchergruppen (private batterieelektrische Fahrzeuge und private Wärmepumpen) lassen sich im Mittelweg insgesamt 102,9 GWh des Bedarfs flexibilisieren. Die Flexibilität ist dabei so definiert, dass der gesamte Strombedarf, der an einem Tag anfällt, auf 24 Stunden verteilt werden kann, um Abregelung und Stromimport zu vermeiden.

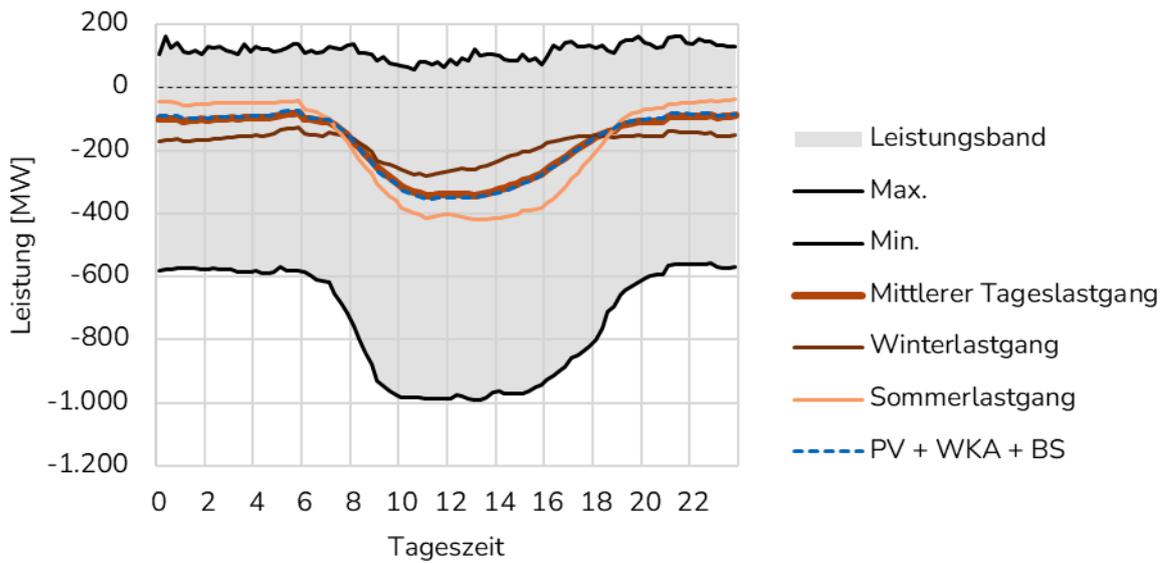


Abbildung 71: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV, WKA und BS sowie netzdienlicher Flexibilisierung bestimmter Verbraucher (Mittelweg)

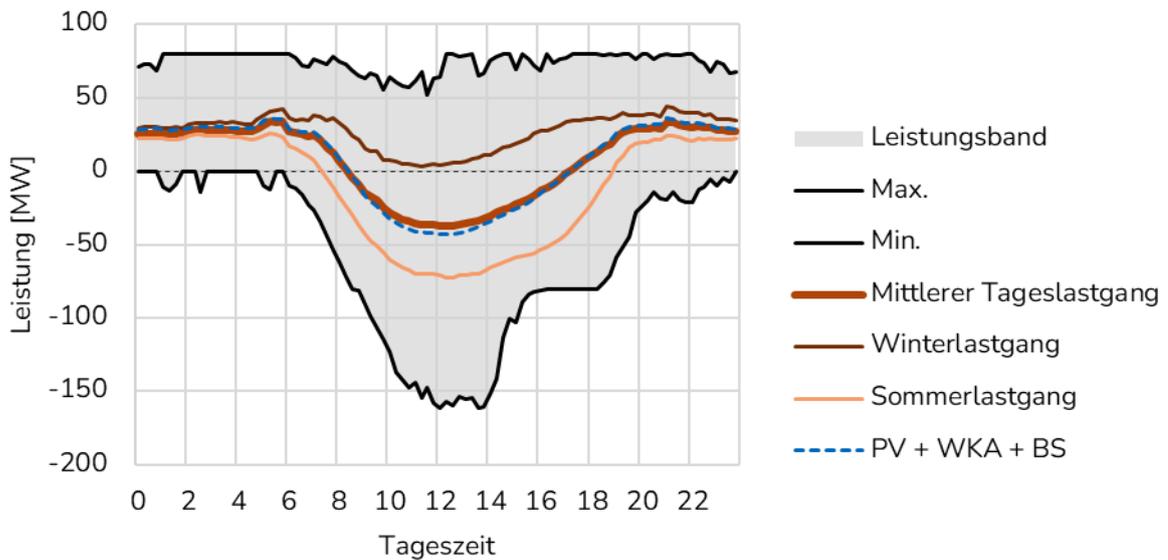


Abbildung 72: Mittlerer Tag des UWs Bad Windsheim bei Zubau von PV, WKA und BS sowie netzdienlicher Flexibilisierung bestimmter Verbraucher (Mittelweg)

Der Verlauf des Lastgangs eines mittleren Tages mit Flexibilisierung bestimmter Verbraucher unterscheidet sich nur geringfügig von dem Lastgang ohne Flexibilisierung (Abbildung 71) Dennoch sind die positiven Auswirkungen zu erkennen (v.a. beim UW Bad Windsheim, siehe

Abbildung 72). Ähnlich wie beim Zubau von Batteriespeichern sinkt aufgrund der netzdienlichen Flexibilisierung der Stromüberschuss zur Mittagszeit leicht ab und steigt dafür in den Morgenstunden leicht an. Dieser Effekt fällt allerdings deutlich geringer aus als beim Zubau von Batteriespeichern.

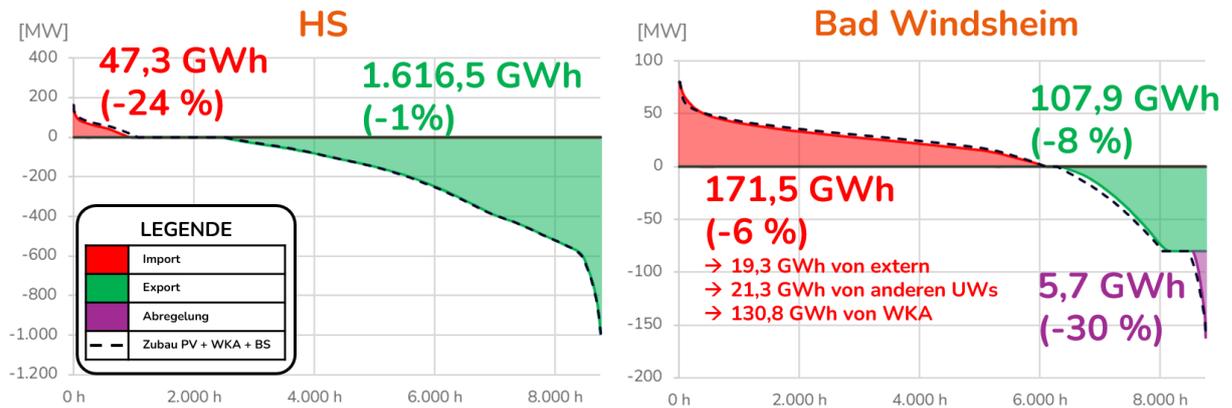


Abbildung 73: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + WK + BS + netzdienliche Flexibilisierung im Mittelweg

Die Verläufe der beiden JDL (Abbildung 73) unterscheiden sich nur wenig von den Ergebnissen ohne Flexibilisierung bestimmter Verbraucher. Die Strommenge, welche von außerhalb des Landkreises importiert werden muss, kann je nach Szenario jedoch nochmals um 18 – 24 % reduziert werden. Der Grund dafür ist, dass die flexiblen Verbraucher ihren Strombezug im Tagesverlauf so anpassen können, dass diese v.a. dann Strom beziehen, wenn dieser ansonsten abgeregelt und damit vernichtet hätte werden müssen. Dem entsprechend sinkt auch die insgesamt über alle UWs abgeregelt Strommenge um 26 – 56 % (siehe Tabelle 24). Allerdings bleiben auch bei anteiliger netzdienlicher Fahrweise die exportierten Strommengen nahezu unverändert. Bezüglich auftretender maximaler Leistungen in den JDL ist deshalb im Allgemeinen kein signifikanter Einfluss zu erkennen.

Tabelle 24: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau PV + WKA + BS + netzdienliche Flexibilisierung im Mittelweg

[GWh/a]	Bezug	Einspeisung	Abregelung	BS [MWh]
Bad Windsheim	171,5	107,9	5,7	75
Buch	9,3	65,1	0,0	5
Diespeck	81,9	111,3	2,0	50
Markt Bibart	40,8	123,9	0,6	25
Wallmersbach	60,0	115,4	2,3	25
Niederndorf	2,3	76,5	0,0	5
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]		33,0		$\Sigma = 185 \text{ MWh}$

7.4.6 Zubau von Photovoltaik und Batteriespeicher ohne Windkraft

Die Ergebnisse dieser Simulation zeigen die Auswirkungen, wenn im Zieljahr nur der prognostizierte Zubau je Szenario von PV-Anlagen in der NS-/MS-Netzebene stattfindet und **keine** Windkraftanlagen zugebaut werden. In den betrachteten Szenarien findet **keine** Flexibilisierung der Verbraucher statt.

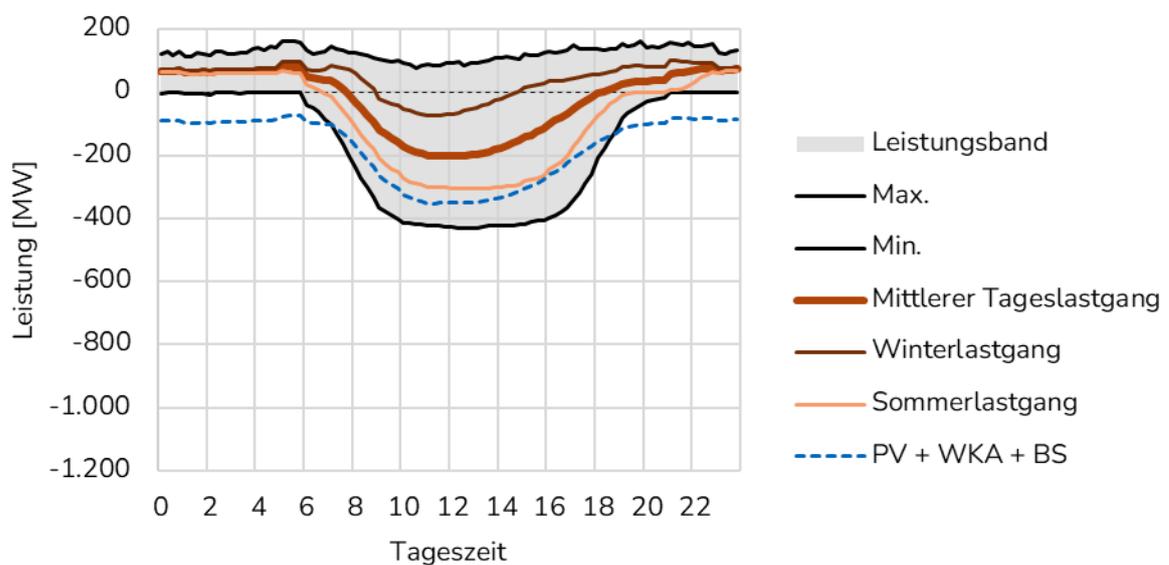


Abbildung 74: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV und BS, aber **ohne** Zubau von WKA (Mittelweg)

Die Auswirkungen des fehlenden Zubaus von WKA sind am mittleren Tag der HS-Ebene (Abbildung 74) deutlich zu erkennen, da nun von ca. 21 – 6 Uhr im Mittel ganzjährig kein Strom-Export mehr stattfindet. Die v.a. durch PV-Erzeugung geprägten Überschüsse zur Mittagszeit sind weiterhin vorhanden, jedoch fallen sie auch deutlich geringer aus als mit Zubau von WKA (vgl. Abschnitt 7.4.4).

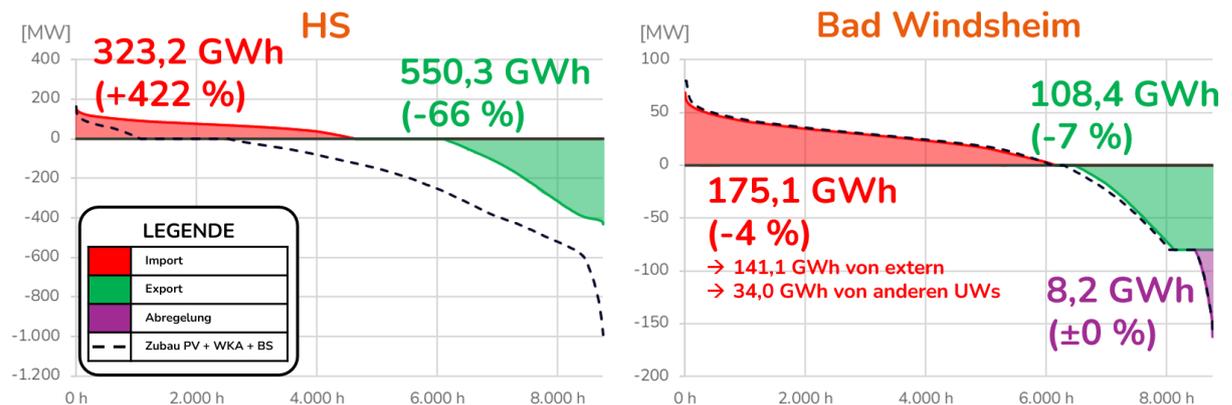


Abbildung 75: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + BS ohne WKA im Mittelweg

Der **Verzicht auf den Zubau von Windkraftanlagen** führt dazu, dass etwa **drei- bis sechsmal so viel Strom im Landkreis importiert werden muss**, verglichen mit den Szenarien mit Zubau von Windkraft. Des Weiteren ist jetzt je nach Szenario zu etwa 4.600 – 4.900 h/a Stromimport notwendig (siehe Abbildung 75). Mit Zubau von WKA waren es ca. 1.000 – 1.700 h/a. Gleichzeitig sinkt die aus dem Landkreis exportierte Strommenge um 57 – 71 %. Die abgeregelten Energiemengen in an den UWs bleibt unverändert, da der hierfür verantwortliche PV-Zubau, der in MS-Ebene stattfindet, unverändert bleibt. Die zwischen den UWs ausgeglichene Strommenge erhöht sich deutlich, da die Deckung der Defizite durch den von den WKA erzeugten Strom entfällt. Die Eigennutzung des erzeugten PV-Stroms wird jedoch durch eine hohe Gleichzeitigkeit der Überschüsse der UWs begrenzt.

Tabelle 25: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau PV + BS ohne WKA im Mittelweg

[GWh/a]	Bezug	Einspeisung	Abregelung	BS [MWh]
Bad Windsheim	175,1	108,4	8,2	75
Buch	8,4	64,2	0,0	5
Diespeck	86,3	113,2	4,1	50
Markt Bibart	42,3	124,7	1,1	25
Wallmersbach	56,7	111,3	3,0	25
Niederndorf	2,1	76,2	0,0	5
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]	47,7			$\Sigma = 185 \text{ MWh}$

Insgesamt müssen weiterhin 16,4 GWh des erzeugten Stroms abgeregelt werden (siehe Tabelle 25), was allerdings aufgrund der geringeren Gesamterzeugung einem höheren Anteil entspricht (3 % anstatt 1 % im Mittelweg mit Zubau von WKA).

7.4.7 Zubau von Windkraft und Batteriespeicher ohne Photovoltaik

Die Ergebnisse dieser Simulation zeigen die Auswirkungen, wenn im Zieljahr nur der prognostizierte Zubau je Szenario von Windkraft in der HS-Netzebene stattfindet und **keine** PV-Anlagen zugebaut werden. In den betrachteten Szenarien findet **keine** Flexibilisierung der Verbraucher statt.

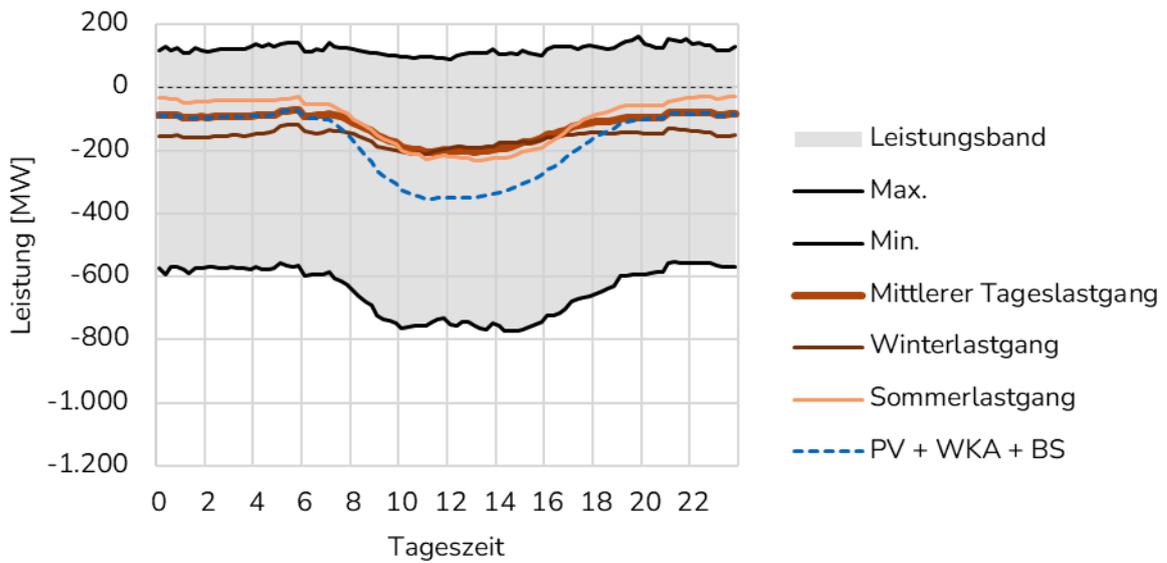


Abbildung 76: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von WKA und BS, aber ohne Zubau von PV (Mittelweg)

Im Gegensatz zu der in Abschnitt 7.4.4 beschriebenen Variante mit Zubau von PV, WKA und BS, zeigt sich in Abbildung 76 ein deutlich geringerer Strom Export zur Mittagszeit. Der verbleibende Export zu dieser Zeit ist zum Großteil auf bereits im Ist-Zustand bestehende PV-Anlagen zurückzuführen.

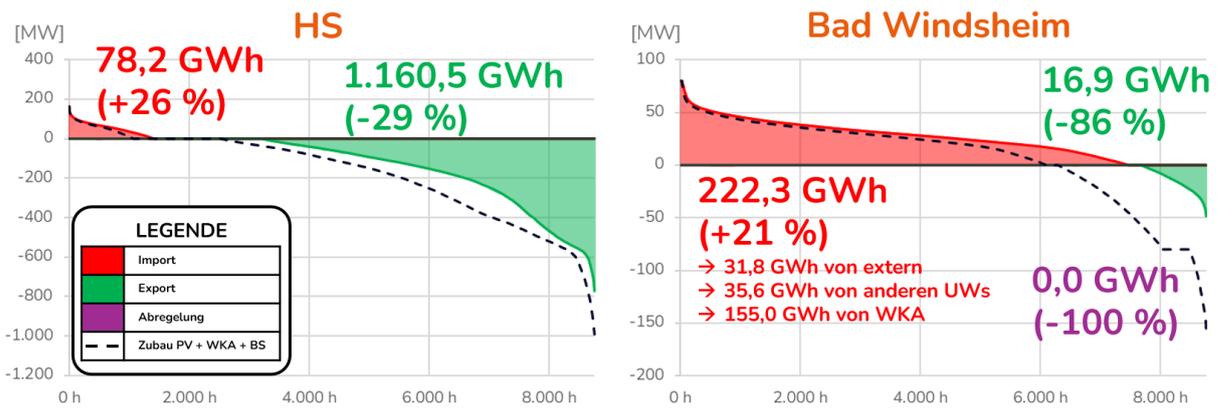


Abbildung 77: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau WKA + BS ohne PV im Mittelweg

Die importierte Strommenge in der HS-Ebene steigt mit ca. 17 – 33 % (je nach Szenario) deutlich weniger stark an als in der Variante ohne Zubau von WKA. Das liegt an den grundlegend unterschiedlichen Erzeugungsprofilen von PV und WKA. Während die Photovoltaik

taggeprägt ist, und damit v.a. zur Mittagszeit viel Leistung liefert, ergibt sich bei der Windkraft ein deutlich ausgeglicheneres Profil. Außerdem wird hier zum Teil auch nachts Strom erzeugt, weshalb sich ein besserer Deckungsgrad mit dem Ladeverhalten von batterieelektrischen Fahrzeugen ergibt. Die exportierte Strommenge sinkt dennoch um etwa 29 % aufgrund der fehlenden PV-Erzeugung. An der JDL des UWs Bad Windsheim (

Abbildung 77) ist zu erkennen, dass in der MS-Ebene deutlich weniger Überschüsse auftreten, welche ins HS-Netz eingespeist werden. Gleichzeitig hat sich die zwischen den UWs ausgeglichene Energiemenge erhöht.

Tabelle 26: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau WKA + BS ohne PV im Mittelweg

[GWh/a]	Bezug	Einspeisung	Abregelung	BS [MWh]
Bad Windsheim	222,3	16,9	0,0	75
Buch	9,2	50,4	0,0	5
Diespeck	109,7	29,7	0,0	50
Markt Bibart	52,6	34,2	0,0	25
Wallmersbach	73,2	21,2	0,0	25
Niederndorf	2,0	63,9	0,0	5
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]	52,1			$\Sigma = 185 \text{ MWh}$

Es findet ohne Zubau von PV-Anlagen keine Abregelung in der MS-Ebene mehr statt (siehe Tabelle 26). Der von den bereits installierten PV-Anlagen erzeugte Strom kann entweder sofort genutzt werden oder etwaige Überschüsse sind so gering, dass sie zu keinem Zeitpunkt die Transformatorleistungen der UWs übersteigen.

Hinweis: Da bei der Betriebsstrategie der Batteriespeicher das Ziel, Abregelung zu vermeiden, in dieser Simulationsstufe obsolet geworden ist, werden diese, im Gegensatz zur Variante mit PV- und Windkraftzubau, nur zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote genutzt. Überschussstrom aus der Windkraft wird folglich zwischengespeichert und bei Bedarf ausgespeichert und zusätzlich, falls notwendig, UW-übergreifend genutzt.

In Tabelle 27 werden zusammenfassend der Verlauf der abgeregelten Energiemengen je Szenario dargestellt.

Tabelle 27: Übersicht der abgeregelten Energiemengen je Simulationsstufe und Szenario

[GWh] (% vom Gesamtüberschuss)	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Verbrauch Zieljahr ohne EE-Zubau	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
Verbrauch Zieljahr + PV + WKA	86 (4%)	33 (2%)	4 (0%)
Verbrauch Zieljahr + PV + WKA + BS	53 (2%)	16 (1%)	1 (0%)
Verbrauch Zieljahr + PV + WKA + BS + Netzdienlich	40 (2%)	11 (1%)	0 (0%)
Verbrauch Zieljahr + PV + BS (ohne WKA-Zubau)	53 (8%)	16 (3%)	1 (0%)
Verbrauch Zieljahr + WKA + BS (ohne PV-Zubau)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)

7.4.8 Beispielhafte Dimensionierungen möglicher Elektrolyseure im Landkreis

Anstatt den überschüssigen Strom über die Landkreisgrenzen hinweg zu exportieren, wäre es denkbar, Elektrolyseure zu betreiben. Der dort erzeugte Wasserstoff könnte dann entweder exportiert, lokal für die Prozesswärme bei z. B. der Industrie genutzt oder über ein Reservekraftwerk im Landkreis rückverstromt werden, um so eine vollständige elektrische Autarkie des Landkreises zu erreichen. Bei der Rückverstromung ergäbe sich unter der Annahme eines Elektrolysewirkungsgrades von 65 % und einem elektrischen Wirkungsgrad einer dynamisch regelbaren Gasturbine von 45 % ein Gesamtwirkungsgrad von ca. 30 % (siehe Abbildung 78). Eine Nutzung der anfallende Abwärme in der Wärmeversorgung wäre darüber hinaus perspektivisch denkbar.

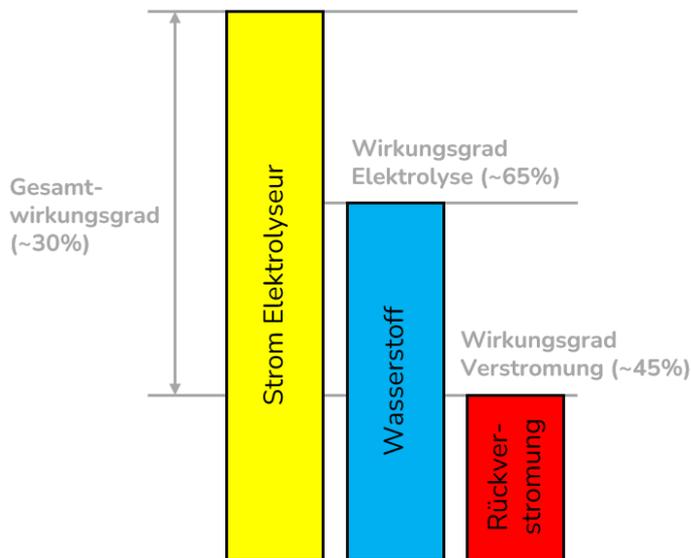


Abbildung 78: Verluste bei der Erzeugung von Wasserstoff aus Überschussstrom und anschließender Rückverstromung

Als erste Indikation für den wirtschaftlichen Betrieb eines Elektrolyseurs sind etwa 4.000 Vollbenutzungsstunden anzustreben. Die Methodik zur Auslegung anhand der Überschüsse in der HS-Netzebene ist dabei in Abbildung 79 dargestellt.

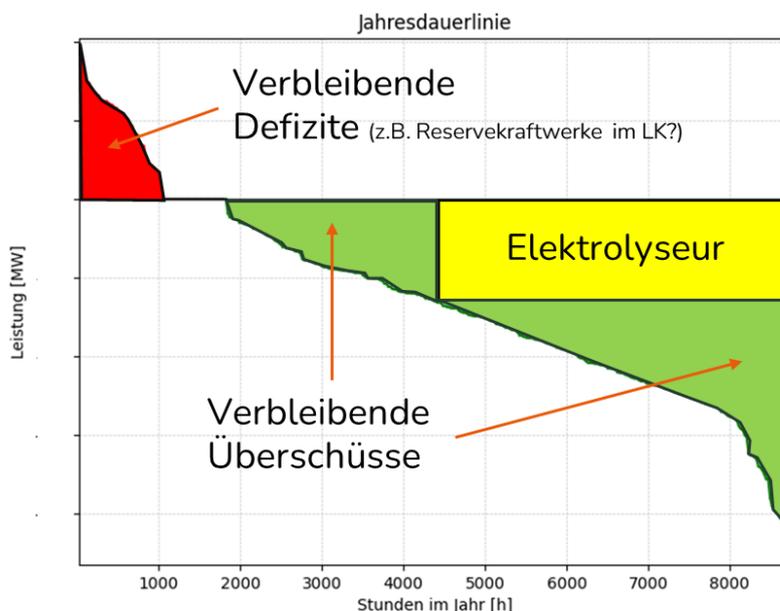


Abbildung 79: Exemplarische Darstellung der Auslegung der elektrischen Leistung eines Elektrolyseurs an einer Jahresdauerlinie

Tabelle 28: Gegenüberstellung der potenziell mit Überschussstrom erzeugbaren Wasserstoffmengen mit den theoretisch benötigten Wasserstoffmengen zur Deckung des Stromdefizits über ein Wasserstoff-Reservekraftwerk zur Erreichung elektrischer Autarkie im Landkreis

	Amb.	Mit.	Kon.
Export aus dem Lkr. NEA [GWh] (Szenario Netzdienlich)	2.085	1.617	1.016
Leistung Elektrolyseur* [MW_{el}]	176	131	70
Theoretische erzeugbare Wasserstoffmenge mittels Elektrolyse** [GWh_{Hi}]	457	342	181
Verbleibender Export [GWh]	1.382	1.091	738
Import in den Lkr. NEA [GWh] (Szenario Netzdienlich)	60	47	60
<i>Theoretische Spitzenleistung eines Reservekraftwerk [MW_{el}]</i>	442	361	305
Theoretisch benötigte Wasserstoffmenge für Reservekraftwerk*** [GWh_{Hi}]	134 (29%)	105 (31 %)	134 (74 %)

Aus den prognostizierten Stromüberschüssen im Landkreis ergäbe sich, je nach Szenario, eine theoretisch erzeugbare Wasserstoffmenge von 181 – 457 GWh_{Hi} (siehe Tabelle 28). Der spezifische Flächenbedarf der hierfür notwendigen Elektrolyseure kann in erster Näherung mithilfe von Tabelle 31 aus Abschnitt 8.6.2 mit 200 – 820 m^2/MW abgeschätzt werden. Zur Deckung der zu importierenden Strommengen durch ein Reservekraftwerk wären ca. 105 – 134 GWh_{Hi} notwendig. Es könnte also je nach Szenario 1,4 – 3,4-mal so viel Wasserstoff erzeugt werden, wie für eine vollständige **elektrische Autarkie** des Landkreises benötigt werden würde. Der Wasserstoffbedarf für ein Reservekraftwerk wäre somit territorial gedeckt.

Hinweis: Die Beispielrechnung umfasst nicht alle benötigten Energieträger, sondern ist exemplarisch für den Sektor Strom.

8 Wasserstoffpotenzialanalyse und Sektorkopplung

Mit dem Ziel die fossilen Energieträger in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität bis zum Jahr 2040 deutlich zu reduzieren bzw. zu verdrängen, muss verstärkt auf Erneuerbare Energien und damit auf fluktuierende Energieträger, wie z.B. Windkraft und Photovoltaik, gesetzt werden. Dafür müssen sowohl PV-Freiflächen- als auch Windkraftanlagen weiter ausgebaut werden. Die installierte Leistung von PV-Freiflächenanlagen für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch - Bad Windsheim liegt je nach Szenario zwischen 360 MW_p und 719 MW_p (vgl. Kapitel 5.5.2). Die installierte Leistung der Windkraft im Landkreis liegt je nach Szenario zwischen 470 MW und 940 MW (vgl. Kapitel 5.5.3). Vor allem mit dem Zubau an PV-Freiflächen liegen gerade in den Sommermonaten hohe Erzeugungslasten vor, welche die Stromnetzkomponenten stark belasten bzw. überlasten können. Dies liegt an einer hohen Einspeisung von elektrischer Energie gerade zu den Mittagszeiten, welche zum Zeitpunkt der Einspeisung nicht vollständig benötigt wird. Zwei Möglichkeiten zur Reduzierung der anfallenden Lastspitzen sind die Drosselung der Erzeugungsanlagen sowie das Abschalten dieser. Eine weitere und zukünftig notwendige Möglichkeit zur Reduzierung der Lastspitzen sind die Errichtung von Speichern und die intelligente Verbindung der Sektoren Strom und Wärme mit den Verbrauchersektoren Haushalte, Industrie und Mobilität (vgl. Kapitel 6). Man spricht hier von der sog. Sektorkopplung.

Der Einsatz von Speichertechnologien bringt die Vorteile, dass zum einen Einspeiselastspitzen reduziert werden können und zum anderen die Nachfrage an elektrischer Energie während sog. Dunkelflauten gedeckt werden kann. Dies kann mittels Batteriespeicher (Kurzzeitspeicher) oder mittels Herstellung strombasierter Energieträger erfolgen. Hierbei handelt es sich zum Beispiel um sog. Power-to-Gas-Technologien (PtG). Mittels PtG über das Elektrolyseverfahren kann aus Wasser und elektrischer Energie Wasserstoff und Sauerstoff erzeugt werden. Zudem fällt auch nutzbare Abwärme an. Der gasförmige Energieträger Wasserstoff kann im Anschluss wieder rückverstromt werden und somit Schwankungen im Stromnetz ausgleichen oder die Dekarbonisierung diverser Industrieprozesse vorantreiben.

Sowohl die Bundesregierung als auch das Land Bayern sehen in ihren Wasserstoffstrategien einen deutlichen Bedeutungszuwachs von Wasserstoff vor [61]. So soll ein sog. Wasserstoffkernnetz in Deutschland bzw. auf europäischer Ebene der European Hydrogen Backbone (EHB) für den gasförmigen Transport von Wasserstoff aufgebaut werden [61], [71]. Der genehmigte Verlauf des Kernnetzes in Deutschland mit Stand 22.10.2024 ist unter [72] zu finden. Das gesamte Leitungsnetz hat eine Länge von 9.040 km und besteht zum Großteil aus umgestellten Erdgastransportleitungen (60 %). Die restlichen Abschnitte werden bis 2032 neu errichtet.

Wie aus dem Verlauf ersichtlich wird, liegt nicht jeder Landkreis in Bayern in räumlicher Nähe des Wasserstoffkernnetzes. Um dennoch die regionalen und überregionalen Wasserstoffbedarfe in Landkreisen ohne räumliche Nähe zum Kernnetz in den nächsten 10 bis 20 Jahre zu decken, sollte hier an eine regionale Wasserstofferzeugungs- und Verteilungsinfrastruktur gedacht werden. Dies haben auch die bayerischen Förderprogramme „Bayerische Förderung zum Aufbau einer Elektrolyse-Infrastruktur“ (BayFELI) sowie „Aufbau einer Wasserstofftankstelleninfrastruktur in Bayern“ zum Ziel. Die Fördermöglichkeiten werden in den nachfolgenden Gliederungspunkten noch ausführlicher betrachtet.

Innerhalb dieses Schwerpunktprojekts soll die gesamte Wasserstoff-Wertschöpfungskette – ausgehend vom Strombezug und dessen Zusammensetzung, die Produktion von grünem Wasserstoff an einem geeigneten, möglichen Standort mittels Elektrolyse, die Wasserstoffspeicherung und der Wasserstofftransport sowie Wasserstoffnutzung – detailliert eruiert werden. Für die Standortfindung für mögliche Wasserstoffproduktionsanlagen oder allgemein Cluster für die Sektorkopplung wird im Verlauf der Studie eine GIS-Potenzialflächenanalyse durchgeführt. Die Prüfung der Machbarkeit dient als Grundlage zur Beschaffung notwendiger Fördermittel zum Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim.

Zu Beginn des Projekts wird daher eine umfassende Datenerhebung bei z.B. Energieversorgungsunternehmen, Industrie- und Gewerbebetrieben und Biogasanlagenbetreibern durchgeführt (vgl. Kapitel 4.1.2). Diese Datenbasis ist notwendig, um mögliche Wasserstoffabnehmer und damit auch den zukünftigen Wasserstoffbedarf, Bedarf an synthetischem Methan

(SNG) und „grünen“ Gasen allgemein, aber auch Abnehmer der Nebenprodukte Sauerstoff und Abwärme in der Region zu ermitteln und das sog. „Henne-Ei-Problem“ zu umgehen. Sauerstoff kann z. B. in einer belüfteten Kläranlage oder als Reaktant innerhalb einer sog. Oxyfuel-Verbrennung eingesetzt werden. Die Abwärme könnte über ein Wärmenetz an nahegelegene Haushalte geliefert werden. Somit hat die Nutzung der Nebenprodukte sowohl einen wesentlichen ökologischen als auch ökonomischen Einfluss auf das Gesamtkonzept und die Region.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die Rahmenbedingungen, vor allem die rechtlichen Kriterien für die Produktion von grünem Wasserstoff, die Vorgehensweise im Projekt inkl. der Datenerfassung, allg. Standortfaktoren sowie die Erzeugungs- und Verteilungsszenarien von grünen Gasen dargestellt. Weiterhin gibt es eine Empfehlung für die weiteren Schritte nach der Machbarkeitsstudie.

8.1 Örtliche Rahmenbedingungen

Der Landkreis Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim liegt im bayerischen Regierungsbezirk Mittelfranken. Damit ist er einer der eher nördlich gelegenen Landkreise im Freistaat Bayern zwischen den Landkreisen Würzburg, Kitzingen, Bamberg, Erlangen-Höchstadt, Fürth sowie Ansbach und grenzt direkt an Baden-Württemberg. Zur besseren Einordnung ist der Landkreis in Abbildung 80 rot umrandet. In den Abbildungen sind die geplanten Leitungsabschnitte bis 2032 dargestellt.

Es ist zu sehen, dass das Wasserstoffkernnetz direkt durch den Landkreis verläuft. Es ist daher wahrscheinlich, dass ein Teil des Landkreises bereits ab 2032 mit leitungsgebundenem Wasserstoff versorgt werden kann. Um Wasserstoff zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Wasserstoffkernnetzes bereits nutzen und die Zeit bis dahin überbrücken zu können, ist es wichtig, den regionalen Wasserstoffhochlauf mit einer dezentraler Wasserstoffproduktion und straßengebundenem Transport in die Wege zu leiten und regionalen Wasserstoffbedarf bis 2040 decken zu können. Zusätzlich könnten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme vorhandene Elektrolyseure das Kernnetz mit Wasserstoff versorgen. Hierzu wurde auch eine weitere Analyse im Verlauf des Projekts zur Identifizierung von Flächen zur Ansiedelung wasserstoffaffiner Unternehmen durchgeführt (vgl. Kapitel 8.6.3).

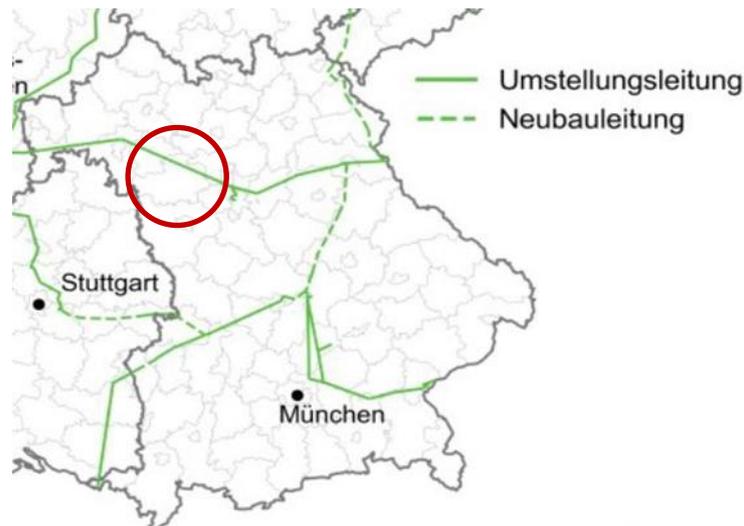


Abbildung 80: Auszug des genehmigten Wasserstoffkernnetz für Bayern [72].

Zudem gibt es bereits im Raum der Stadt Uffenheim (süd-westlicher Landkreis) Bestrebungen zur Errichtung eines 5 MW-Elektrolyseurs, für welchen bereits ein positiver Förderbescheid nach BayFELI (vgl. Kapitel 8.4.1) vorliegt. Der geplante 5 MW-Elektrolyseur unter dem Projekttitel „H₂UFF“ soll zukünftig unter anderem eine Tankstelle an der Autobahn A7 mit Wasserstoff versorgen. Der Standort ist am Rande des Gewerbegebiets Langensteinach in räumlicher Nähe zum Umspannwerk Wallmersbach. [73]

Außerdem weist der Landkreis bzw. allgemein die Region Westmittelfranken eine hohe Dichte an Biogasanlagen auf, welche in den nächsten Jahren aus EEG-Förderung auslaufen. Um den Betrieb dieser Anlagen auch über das EEG hinaus gewährleisten zu können, könnte das dort anfallende CO₂ zusammen mit H₂ genutzt werden, um synthetisches Methan CH₄ zu erzeugen. Der Vorteil liegt darin, dass die bereits vorhandene Infrastruktur zunächst weiter genutzt werden kann.

8.2 Kriterien für die Produktion von erneuerbarem RFNBO-Wasserstoff mittels Elektrolyse

Die nachfolgende Definition bezieht sich auf erneuerbare Brenn- und Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (RFNBOs) und lediglich auf Wasserstoff, der im Mobilitätssektor eingesetzt wird. Weiterhin muss nachgewiesen werden, dass die sog. RFNBOs über ihre gesamte Wertschöpfungskette inkl. Transport zur Tankstelle (z.B. grüner Wasserstoff) mind. 70 % der

THG-Emissionen gegenüber der fossilen Referenz einsparen. Die Kriterien wurden auf EU-Ebene in einem sog. „Delegierten Rechtsakt“ im Rahmen der RED II formuliert und am 14.03.2024 in die 37. BImSchV (nationale Ebene) übernommen [74], [75]. Zudem sieht die neue RED III eine Mindestquote von RFNBO-Kraftstoffen (z.B. Wasserstoff) von 1 % des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor vor [76].

Für den Fall, dass eine Direktleitung zwischen der RFNBO-Anlage (auch PtX-Anlage genannt) und der EE-Anlage existiert, gilt der Wasserstoff als erneuerbar, sofern die EE-Anlage nicht mehr als 36 Monate vor der RFNBO-Anlage in Betrieb genommen wurde und der Netzstrombezug der RFNBO-Anlage ausgeschlossen werden kann.

Für die Möglichkeit des Netzbezuges ergeben sich die folgenden vier Fälle:

8.2.1 Fall 1

Wasserstoff ist demnach erneuerbar hergestellt, wenn sich die Anlage in einer Gebotszone befindet, in der der durchschnittliche Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien im vorangegangenen Kalenderjahr über 90 % lag und die Erzeugung eine Höchstzahl von Stunden nicht überschreitet, die im Verhältnis zum Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien in der Gebotszone festgelegt wurde.

Sobald der durchschnittliche Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien in einem Kalenderjahr 90 % übersteigt, gilt er auch in den folgenden fünf Kalenderjahren als höher als 90 %.

Die für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim geltende Gebotszone ist die Zone Deutschland-Luxemburg; in dieser müssen nach der 37. BImSchV 90 % Erneuerbare Energien im Strommix enthalten sein, um ohne weitere Einschränkungen Netzstrom zu RFNBO zu verarbeiten.

8.2.2 Fall 2

Sind die in Fall 1 genannten Bedingungen nicht erfüllt, können Kraftstoffhersteller aus dem Netz entnommenen Strom als vollständig erneuerbar anrechnen, wenn die Anlage in einer Gebotszone liegt, in der die Emissionsintensität von Strom weniger als 18 g CO₂eq/MJ beträgt, sofern die folgenden Kriterien erfüllt sind:

- wenn ein PPA vorliegt, welcher den gesamten für erneuerbaren Wasserstoff verwendeten Strom bereitstellt
- wenn die Bedingungen für die zeitliche und geografische Korrelation gemäß den Artikeln 6 und 7 des delegierten Rechtsaktes erfüllt sind

Die Emissionsintensität von Strom wird nach Artikel 28 Abs. 5 der Richtlinie (EU) 2018/2001 berechnet. Sobald die Emissionsintensität von Strom in einem Kalenderjahr unter 18 g CO₂eq/MJ (65 g CO₂eq/kWh) liegt, gilt die durchschnittliche Emissionsintensität von Strom auch in den folgenden fünf Kalenderjahren als unter 18 g CO₂eq/MJ (65 g CO₂eq/kWh) liegend.

Diese Erleichterung ermöglicht es, RFNBO in Gebotszonen mit geringem EE-Anteil und zugleich geringen spezifischen Emissionen herzustellen. Dies ist insbesondere in Gebotszonen relevant, welche von „emissionsneutralem“ Strom aus Kernkraftwerken geprägt sind.

8.2.3 Fall 3

Aus dem Netz entnommene Elektrizität kann ebenfalls als vollständig erneuerbar angerechnet werden, wenn diese während eines Ausgleichszeitraums verbraucht wird, in dem der Erzeuger des Kraftstoffs auf der Grundlage von Nachweisen des nationalen Übertragungsnetzbetreibers beweisen kann, dass:

- Stromerzeugungsanlagen, die erneuerbare Energiequellen nutzen, gemäß Artikel 13 der Verordnung (EU) 2019/943 nach unten „redispatched“ wurden
- der für die Erzeugung von Wasserstoff verbrauchte Strom den Bedarf an Redispatching in entsprechendem Umfang verringert hat

8.2.4 Fall 4

Aus dem Netz entnommener Strom kann als vollständig erneuerbar angerechnet werden, wenn er die Bedingungen der Zusätzlichkeit, der zeitlichen und der geografischen Korrelation gemäß den Artikeln 5, 6 und 7 des delegierten Rechtsakts erfüllt.

Zusätzlichkeit:

Eigene EE-Anlage oder PPA mit der entsprechenden Strommenge,

- Die frühestens 36 Monate vor der PtX Anlage in Betrieb genommen wurde
- Wenn die EE-Anlage keine Förderungen in Form von Betriebs- oder Investitionsbeihilfen erhalten hat (es existieren gewisse Ausnahmen)

Hinweis: RFNBO-Anlagen, die vor 2028 in Betrieb genommen werden, sind bis 31.12.2037 von den Auflagen in Bezug auf die Zusätzlichkeit ausgenommen. So wird gewährleistet, dass Elektrolyseure auch mit EE-Bestandsanlagen Wasserstoff produzieren können, sofern der Strom über PPA bezogen wird.

Zeitliche Korrelation:

- Bis Ende 2029: wenn Wasserstoff im selben Kalendermonat hergestellt wird wie der dafür verwendete Strom (direkt genutzt oder im selben Kalendermonat eingespeichert)
- Ab Anfang 2030: Zeithorizont wird auf eine Stunde verkürzt
- Zeitliche Korrelation gilt als immer erfüllt, wenn der Clearingpreis für Elektrizität unter 20 Euro/MWh oder niedriger als das 0,36-fache des CO₂-Zertifikatspreises liegt

Damit wird sichergestellt, dass sich kein fossiler Strom im Netz befindet oder ausschließlich fossiler Strom, der keinesfalls zur Deckung der Grenzkosten des fossilen Kraftwerks beiträgt und demnach unwirtschaftlich vermarktet wird (Stichwort „Merit-Order-Effekt“).

Geografische Korrelation:

- PtX-Anlage mit PPA liegt in gleicher Gebotszone wie die EE-Anlage
- EE-Anlage kann auch in einer zusammenhängenden Gebotszone liegen, wenn die Strompreise größer als oder gleich hoch sind wie diejenigen in der Gebotszone der PtX-Anlage
- Offshore-Anlagen, die im Rahmen eines PPA den Strom an eine mit der Offshore-Zone verbundene Gebotszone an Land, in welcher die PtX Anlage steht, liefern

Abbildung 81 stellt einen Entscheidungsbaum dar, in dem alle Prüfschritte korrekt aufeinander aufbauend abgefragt werden. Dieser ermöglicht eine individuelle Einschätzung zum erzeugten Wasserstoff im konkreten Fall bzw. Projekt.

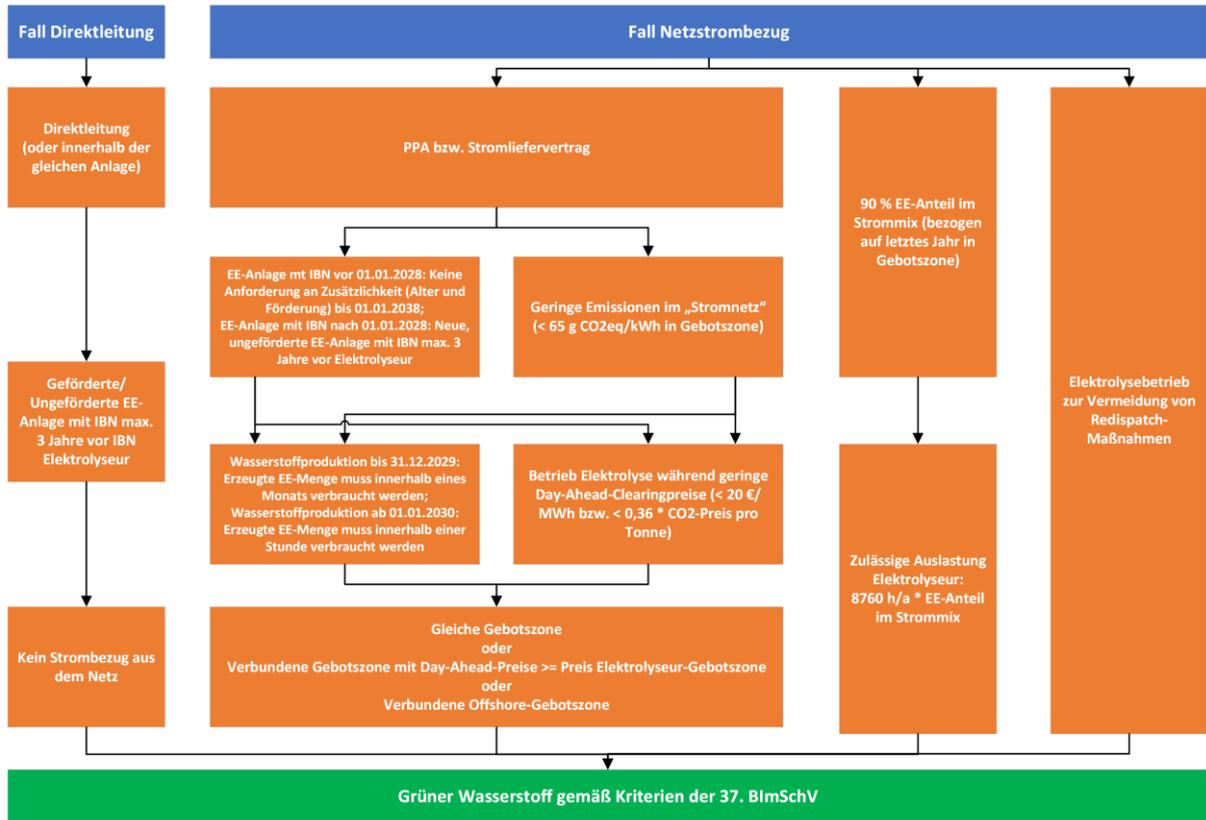


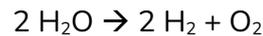
Abbildung 81: Kriterien für die Erzeugung von grünem Wasserstoff gemäß des delegierten Rechtsakts der RED II und der 37. BImSchV.

8.3 Technische Rahmenbedingungen

Nachdem nun die Standortvoraussetzungen und die rechtlichen Rahmenbedingungen ausführlich erläutert wurden, beschreibt dieses Kapitel die technischen Rahmenbedingungen. Darunter fallen die am Markt verfügbaren Technologien der Wasserelektrolyse, die Speicher- und Transporttechnologien sowie die möglichen (zukünftigen) relevanten Nutzungs- bzw. Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff. Als einer der Bausteine dieses Gliederungspunkts dienen die eigens verfassten Kapitel 4.3 und 4.4 aus [77].

8.3.1 Wasserstoff aus Elektrolyse

Die Elektrolyse ist eine Schlüsseltechnologie zur Erzeugung von Wasserstoff als sauberem und vielseitig einsetzbarem Energieträger. Das Grundprinzip der Wasser-Elektrolyse ist die Aufspaltung von Wasser (H₂O) in die beiden Moleküle Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) gemäß der chemischen Reaktionsgleichung [78]:



Neben einer Stromquelle sind außerdem ein Transformator und Gleichrichter notwendig. Zusätzlich wird in den meisten Fällen eine Wasseraufbereitung, welche das Leitungswasser z. B. von störenden Salz-Ionen befreit, sowie eine Gastrocknung benötigt. Eine Gastrocknung sorgt dafür, dass der erzeugte Wasserstoff und Sauerstoff frei von Feuchtigkeit sind. Verschiedene Elektrolysetechnologien wurden entwickelt, um den steigenden Anforderungen an Effizienz, Kostenreduktion und Flexibilität gerecht zu werden. Es gibt mehrere Elektrolysearten, welche serienreif auf dem Markt verfügbar sind. Das sind u. a. die alkalische Elektrolyse (AEL), Proton Exchange Membrane Elektrolyse (PEM), Anion Exchange Membrane Elektrolyse (AEM) und Hochtemperatur Festoxid-Elektrolyse (SOEC).

In dieser Studie wird ausschließlich die PEM-Elektrolysetechnologie betrachtet. Die Proton Exchange Membrane Elektrolyse (PEM) ist eine fortschrittliche Technologie zur Wasserstoffproduktion. PEM-Elektrolysesysteme nutzen eine Protonenaustauschmembran, die den Transport von Protonen ermöglicht, während sie den Elektronenfluss blockiert. Insbesondere für dezentrale Anwendungen und erneuerbare Energiequellen mit variabler Leistungserzeugung bieten PEM-Elektrolyseure viele Vorteile, deren Effizienz typischerweise im Bereich von 60 – 70 % liegt. In der Praxis erfordert die PEM-Technologie regelmäßige Überwachung und Wartung, da nur so die optimale Leistung der Membran und anderer Komponenten sichergestellt werden kann. Insbesondere die Membran ist eine teure und filigrane Komponente, der aufgrund ihrer Anfälligkeit für Degradation besondere Beachtung geschenkt werden muss. In der folgenden Abbildung 82 ist ein 1,25-MW-PEM-Elektrolyseur von Siemens (links im Bild) im realen Betrieb dargestellt, betrieben vom Stadtwerk Haßfurt in Unterfranken.



Abbildung 82: 1,25 MW_{el} PEM-Elektrolyseur (links) mit Wasseraufbereitung (rechts) beim realen Betrieb in der Stadt Haßfurt [79].

Dieser Elektrolyseur liefert bis zu 225 Nm³ H₂/h aus Überschussstrom Erneuerbarer Energien. Rechts im Bild ist eine Wasseraufbereitung zu sehen, die das verwendete Leitungswasser vollständig entsalzt, denn diese Wasser-Aufbereitung ist für den störungsfreien Betrieb der gesamten Anlage unabdingbar.

8.3.2 Wasserstoff aus Abwasser und biogenen Reststoffen

Neben der klassischen Elektrolyse, bei der Wasserstoff durch die Spaltung von Wasser mittels elektrischer Energie gewonnen wird, gibt es auch alternative Methoden zur Wasserstoffherzeugung. Eine vielversprechende Möglichkeit ist die Nutzung von Biomasse, die organisches Material wie Pflanzenreste oder Abfälle umfasst. Je nach Technologie können neben der Biomasse auch andere Edukte wie Klärschlamm, Autoreifen oder Holzabfälle eingesetzt werden. Für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim sind vor allem die Technologien, bei welchen Wasserstoff als Produkt entsteht, interessant. Im Rahmen des Energienutzungsplanes werden im nachfolgenden die Technologien und Anbieter kurz beschrieben,

welche bereits Anlagen in der Pilotphase haben. Jedoch kann hier noch nicht auf einen ausführlichen Erfahrungsbericht zurückgegriffen werden. Es werden daher die Plasmalyse, die blueFLUX-Technologie und die BtX-Technologie dargestellt und grob bewertet.

Die Plasmalyse-Technologie stellt eine innovative Methode zur Wasserstofferzeugung dar, bei der organische und anorganische Verbindungen in Abwässern, Schlämmen und anderen industriellen Reststoffen genutzt werden. Diese Technologie nutzt ein Plasma, um chemische Bindungen zu brechen und Wasserstoff sowie andere Gase zu erzeugen. Ein führendes Unternehmen in diesem Bereich ist Graforce, das Container-Kläranlagen mit einer Jet-Loop-Technologie zur NH_4 -Aufkonzentrierung und einer Plasmalyse-Technologie anbietet. Diese Anlagen ermöglichen die effiziente Reinigung und Umwandlung von industriellen, gewerblichen und kommunalen Abwässern. [80]

Das blueflux-Verfahren beinhaltet drei Prozessschritte zur Verwertung der Biomasse und der Herstellung von Wasserstoff, die Hydrolyse, die Vergasung und die anschließende Wassergas-Shift Reaktion. Die biogenen Stoffe (Klärschlamm, Gülle, Mist, Industrieabfälle, Bioabfall) werden durch Hydrolyse in festen Kohlenstoff und Wasserdampf abgetrennt. Der ideale Trockensubstanzgehalt der Eingangsstoffe liegt bei 30 – 40 %. Zur Erhöhung der Trockensubstanz können beispielsweise Hackschnitzel oder Grünschnitt beigemischt werden. Anschließend werden die beiden Komponenten in den Flugstromvergaser gegeben, wobei sich durch eine chemische Reaktion der Kohlenstoff mit dem Sauerstoff des Wasserdampfes verbindet. Das dabei entstehende Synthesegas enthält Wasserstoff und Kohlenmonoxid. Bei der Wassergas-Shift-Reaktion reagiert das Kohlenmonoxid mit Wasser zu Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff, wodurch eine Steigerung der H_2 -Ausbeute erzielt wird. Als Reststoff bleiben 1,5 % vom Input als Schlacke übrig, die entsorgt werden muss. [81]

Die Technologie der BtX Energy basiert auf dem Reforming von Biogas. Das bei Biogasanlagen oder Vergärungsanlagen entstehende Biogas wird hier im ersten Schritt mit Hilfe eines Gasfilters von den Störstoffen befreit. Im zweiten Schritt wird aus Kohlendioxid und Methan in einem Reformier mit Wassergas-Shift-Reaktion Wasserstoff und Kohlenmonoxid erzeugt. Der Wasserstoff wird dann mittels Druckwechseladsorption aus dem Synthesegas separiert.

Derzeit existiert eine Pilot-Anlage in Krefeld, welche zertifizierten Wasserstoff für Mobilitätszwecke erzeugt. [82], [83]

Nachfolgende Tabelle zeigt einen Überblick der Technologien:

Tabelle 29: Übersicht der alternativen Erzeugungstechnologien.

	Plasmalyse	blueFLUX	BtX Energy
Entwicklungsstand	1 Pilotanlage auf der Kläranlage Berlin Waßmannsdorf	2 Pilotanlagen im Aufbau im Lkr. Weilheim-Schongau	1 Pilotanlage in Krefeld in Betrieb
Notwendiger Input	1 kg NH ₄ -N Konzentration pro m ³ Schmutzwasser; Kleinste Anlage: 3 m ³ /h	1.200 t/a Biomasse (30 % TS)	10 m ³ Biogas für 1 kg H ₂
H₂ Output (Angaben Hersteller)	214 t H ₂ /a bei 1.218 t NH ₃ /a	33 t _{H₂} /a (unterschiedlich je nach Input)	1 kg _{H₂} 10 m ³ Biogas
Spezifischer Wasserstoffoutput	0,17 tH ₂ / tNH ₃	0,03 t _{H₂} /t Input	0,00010 t _{H₂} / m ³ Biogas

8.3.3 Wasserstofftransport und -Speicherung

Ein weiterer Baustein des Schwerpunktprojekts innerhalb des vorliegenden ENPs ist die Analyse möglicher Verteilungswege von grünem Wasserstoff in der Region. Die Anlieferung per Trailer stellt in der Regel die kostenintensivste Variante dar. Da die Anlieferung aktuell mit dieselbetriebenen LKW erfolgt, ist mit einer Preissteigerung der Lieferkosten zu rechnen, die sich dann auf den Wasserstoffabnahmepreis auswirken werden. Allerdings könnte der regionale Hochlauf von grünem Wasserstoff per Trailer erfolgen, insofern er nicht am Ort der

Erzeugung benötigt wird. Für einen kostengünstigen Transport größerer Mengen Wasserstoff, die nur bedingt regional erzeugt werden können, ist der leitungsgebundene Transport geeignet. Aktuell kann dies über die Beimischung in das Erdgasnetz oder in neu errichtete Wasserstoff-Leitungen erfolgen.

Welche dieser Möglichkeiten verwendet wird, hängt von mehreren individuellen Faktoren ab, wie z. B.:

- Entfernung der Erzeugungsanlagen und Verbraucher
- Vorhandensein der nötigen Infrastruktur wie (Erdgas-)Leitungen
- Transportkosten
- benötigte Reinheit des Wasserstoffs u. a.

Wie eingangs erwähnt, wird bis 2032 schrittweise das sog. Wasserstoffkernnetz als übergeordnetes Transportnetz (vgl. Hoch- und Höchstspannungsebene im Stromnetz) aufgebaut bzw. werden teilweise bereits vorhandene Leitungsabschnitte auf Wasserstoff umgestellt. Einer dieser Abschnitte, welcher bis spätestens 2032 umgestellt werden soll, verläuft durch den Landkreis. Um den Zeitraum bis zur Inbetriebnahme des relevanten Kernnetzabschnitts bis 2032 zu überbrücken und den Hochlauf von Wasserstoff im Landkreis zu starten, gibt es neben dem leitungsgebundenen Transport von Wasserstoff weiterhin auch die Möglichkeit sog. LKW-Wasserstofftrailer für den straßengebundenen Transport einzusetzen. Bei Wasserstofftrailer handelt es sich in der Regel um mehrere Druckflaschen vom Typ 1 (Stahlflasche) bis 4 (Behälter aus Kunststoff und faserverstärkten Verbundwerkstoffen), welche auf einem LKW-Auflieger befestigt sind. Diese können je nach Typ mit unterschiedlichen Druckniveaus befüllt werden und demnach unterschiedliche Mengen an Wasserstoff fassen. Typ-4-Behälter haben gegenüber den klassischen Stahlflaschen ein geringeres Gewicht und ein höheres Fassungsvermögen, da Wasserstoff bei hohem Druck bis zu 500 bar bzw. im PKW oder LKW bis zu 750 bar gespeichert und transportiert werden kann [84]. Diese Behälter befinden sich gebündelt in 20 bzw. 40-Fuß-Containern und werden als „Multi-Element-Gas-Container“ (MEGC) bezeichnet [84]. Bekannt ist hier z.B. das Konzept der Fa. Hydrospider AG. Das System besteht aus mobilen Wasserstoffspeichern, welche mit bis zu 450 bar (entspricht ca. 440 kg) Wasserstoff befüllt werden können [85].



Abbildung 83: Abfüllstation mit Logistikkomponenten für die Wasserstoffproduktion und Auslieferung [85].

Wie in Abbildung 83 zu sehen ist, können die befüllten Container mittels Standardauflieger via LKW an den Ort der Verwendung gebracht werden. Nötig sind hierzu „Dockingstations“ und Wechselbrücken am Be- und Entladestandort.

Zudem finden Gespräche zwischen den Energieversorgern sowie Unternehmen des Landkreises bzgl. einer möglichen leitungsgebundenen Versorgung statt, um energieintensive Unternehmen zukünftig mit Wasserstoff bzw. grünen Gasen versorgen zu können.

8.3.4 Wasserstoffnutzung

Die Anwendungsgebiete von Wasserstoff sind vielfältig. Als vorerst wichtigste Anwendungsfelder sind die stoffliche und energetische Nutzung in Industriebereichen, welche nur bedingt oder nicht anderweitig dekarbonisierbar sind, anzusehen. Das sind z. B. die Chemie- und Stahlindustrie, aber auch Glas- und Keramikhersteller, welche hohe Prozesstemperaturen benötigen [61]. Aber auch im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) könnte zukünftig Wasserstoff eingesetzt werden. Aus Wasserstoff kann z. B. mittels Brennstoffzelle oder Verbrennungsmotor über KWK sowohl elektrische als auch thermische Energie gewonnen werden. Ein solches Aggregat zeigt die folgende Abbildung.



Abbildung 84: Wasserstoffverbrennungsmotor (Wasserstoff-BHKW).

Ein weiteres wichtiges Anwendungsgebiet ist Wasserstoff in der Mobilität, v. a. in der Schwerlastmobilität. Dazu zählen v.a. Flugzeuge und die Schifffahrt. Diese Segmente können derzeit nur bedingt auf batterieelektrische Antriebe umgerüstet werden. Abhilfe kann hier Wasserstoff z.B. für mobile Brennstoffzellen oder Wasserstoffverbrennungsmotoren schaffen. Daneben spielen auch die sog. E-Fuels eine große Rolle, synthetisch hergestellt aus Strom und Wasserstoff. Auf langfristige Sicht kann Wasserstoff auch zur Beheizung von Wohngebäuden und als Energieträger in Gaskraftwerken als Spitzenlastherzeuger eingesetzt werden. [61]

8.4 Förderprogramme

Nach aktuellem Stand gibt es eine Vielzahl an Förderungsmöglichkeiten im Bereich des Wasserstoffs, sowohl für Kommunen als auch für Unternehmen und Forschungseinrichtungen. Hierzu zählen die Erzeugung, Verteilung, aber auch Beschaffung von wasserstoffbetriebenen Nutz- und Sonderfahrzeugen sowie von Fahrzeugen für den öffentlichen Personennahverkehr. Im Nachfolgenden werden die wichtigsten Förderinstrumente auf bayerischer Ebene kurz vorgestellt. Eine vollständige Übersicht ist auf der Webseite der Landesagentur für Energie und Klimaschutz unter [86] zu finden. Diese Übersicht wird stetig aktualisiert und an aktuelle Rahmenbedingungen angepasst.

8.4.1 Bayerische Förderung zum Aufbau einer Elektrolyse-Infrastruktur (BayFELI)

BayFELI soll den Hochlauf von dezentralen Elektrolyseuren in Bayern, welche ausschließlich erneuerbaren Wasserstoff produzieren, vorantreiben. Die Elektrolyseure können z. B. mit Strom aus PV, Windkraft, Wasserkraft oder Geothermiekraftwerken betrieben werden. Projektträger ist das VDI TZ (www.vditz.de/bayfeli). Die maximale Fördersumme pro Projekt beträgt 5 Mio. Euro. Gefördert werden damit Elektrolyseanlagen mit einer Mindestleistung von 1 MW (Anschlussleistung). Die Förderquote beläuft sich auf 45 % der zuwendungsfähigen Ausgaben, welche je nach Unternehmensgröße um bis zu 20 Prozentpunkte auf 65 % der zuwendungsfähigen Ausgaben erhöht werden kann. Des Weiteren muss ein vollständiges Konzept vorliegen. Das Antragsverfahren läuft zweistufig ab. In der ersten Stufe muss eine Projektskizze mit einem vollständigen und umfangreichen Wasserstoffkonzept mit Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Region vorliegen. Wie bereits erwähnt, wird der geplante Elektrolyseur im Gewerbegebiet Langensteinach über dieses Förderprogramm gefördert.

Die Skizzen werden vom Projektträger mit unterschiedlichen Gewichtungsfaktoren (die Summe der Gewichtung aller Faktoren ergibt 100 %) priorisiert und bewertet:

1. Fördereffizienz: erwartete Wasserstoffproduktion/Fördervolumen in kg H₂/Euro
2. Wirtschaftlichkeit und Geschäftsmodell: Angaben zu Ausgaben, Einnahmen, Finanzierung, Abnahmekonzept und Kostenplan
3. Nachhaltigkeit: Konzept über Strom- und Wasserbezug sowie Zubau von weiteren EE-Anlagen
4. Regionale Verwendung des Wasserstoffs: erzeugungsnahe Eigen- und/oder Fremdnutzung
5. Vorliegen einer Machbarkeitsstudie: Angaben zum Planungsstand, zeitnahe Umsetzung möglich und Machbarkeitsstudie

Sobald eine Skizze in die zweite Antragsstufe gelangt, muss ein Vollantrag mit Daten zur Finanzierung sowie mit Vergleichsangeboten für die förderfähigen Investitionskosten eingereicht werden. Die Förderrichtlinie tritt am 31.12.2026 außer Kraft. [87]

8.4.2 Bundesförderprogramm Industrie und Klimaschutz

Das Bundesförderprogramm Industrie und Klimaschutz (BIK) unterstützt die Industrie und Abfallwirtschaft bei der Reduktion von Treibhausgasemissionen. So sollen 40 Mio. t CO₂-Äquivalente bis 2045 eingespart werden. Insgesamt stehen bis 2030 ca. 3,3 Milliarden Euro zur Verfügung. Antragsberechtigt sind Unternehmen, die Anlagen planen oder betreiben, sowie Konsortien, wobei der Zuwendungsempfänger eine Betriebsstätte in Deutschland haben und das Vorhaben in Deutschland umgesetzt werden muss. Das Förderprogramm gliedert sich in zwei Fördermodule. Modul 1 zielt dabei auf die Dekarbonisierung von Produktionsprozessen ab (Reduktion der direkten Emissionen um min. 40 %). Die Abscheidung und anschließende Speicherung/Nutzung von *schwer* vermeidbaren CO₂-Emissionen wird über das Modul 2 gefördert. In beiden Modulen werden sowohl Investitionsvorhaben in Bestands- und Neuanlagen als auch Innovationsvorhaben (Forschungs- und Entwicklungsvorhaben bzw. Durchführbarkeitsstudien) gefördert. Der Energieträger Wasserstoff wird im BIK gesondert berücksichtigt. Vorhaben zur Nutzung oder Produktion von Wasserstoff werden nur gefördert, wenn dieser aus der Elektrolyse von Wasser mit erneuerbarem Strom stammt, wobei Anlagen zur Erzeugung oder -speicherung des Stroms im Modul 1 nicht Bestandteil der Förderung ist. Werden im Modul 1 die THG-Emissionen durch den Bau von sogenannter *gewidmeter Infrastruktur* (vorab festgelegte kleine Nutzergruppe) für Wasserstoff reduziert, so sind die Kosten für Infrastruktur und Speicher mit einer Förderintensität von 100 % bis zu einem Fördervolumen von max. 25 Mio. EUR förderfähig. [88]

8.4.3 Klimaschutzverträge

Klimaschutzverträge (KSV) sind ein zentrales Instrument zur Förderung klimafreundlicher Technologien und Produktionsumstellungen, insbesondere in der energieintensiven Industrie. Die Bundesregierung fördert ausgewählte Projekte über einen Zeitraum von 15 Jahren, indem sie die Mehrkosten für klimafreundliche Anlagen gegenüber einer definierten Referenzanlage übernimmt. Sobald sich die über die Klimaschutzverträge geförderten Anlagen innerhalb der Vertragslaufzeit ohne weitere Fördermittel wirtschaftlich betreiben lassen, zahlen die Unternehmen Geld an die Bundesregierung zurück. Die KSV funktionieren über ein Gebotsverfahren, bei dem Unternehmen den Preis pro eingesparter Tonne CO₂ pro Tonne hergestelltem Produkt kalkulieren und anbieten. Diese Projekte zeichnen sich durch einen

hohen Innovationsgrad aus, da sie in der jeweiligen Branche noch nicht in diesem Stil umgesetzt wurden. Auch die Fördereffizienz (Gebotspreis pro eingesparter Tonne CO₂) ist dabei ein wichtiges Vergabekriterium. Je niedriger der Gebotspreis pro eingesparter Tonne CO₂, desto höher die Zuschlagswahrscheinlichkeit. Das Verfahren dient somit auch dem Aufzeigen von technischen Möglichkeiten und Wegweisern für die Zukunft. Dabei spielt auch die Umstellung bestehender Industrieanlagen auf grünen Wasserstoff eine wichtige Rolle. Die Erzeugung von Wasserstoff ist jedoch nicht Teil der Förderrichtlinie. Weitere Informationen sind unter [89] zu finden.

8.5 Vorgehen innerhalb des Wasserstoffkonzepts

8.5.1 Datengrundlage und Datenquellen

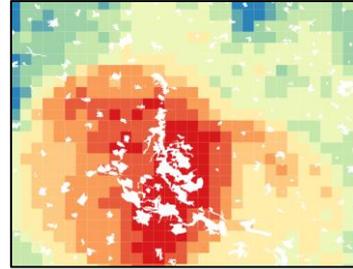
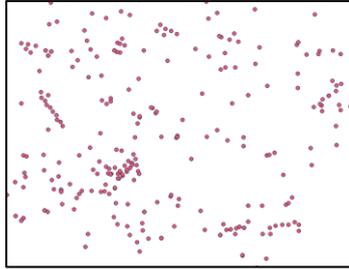
Um ein fundiertes regionales Wasserstoffkonzept zu entwickeln und im Rahmen des ENPs zu prüfen, bedarf es einer qualitativ hochwertigen Datenbasis. Hierzu wurden im Laufe des Projekts mehrere Datenerhebungen durchgeführt. Die Datenquellen gehen aus Kapitel 4.1.2 hervor.

8.5.2 Methodik der GIS-Analyse

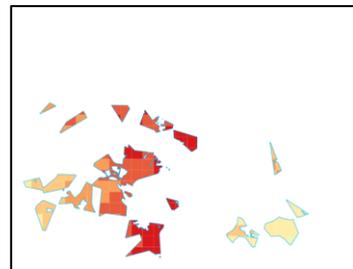
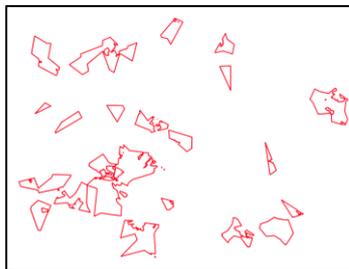
Im Rahmen des ENPs wird eine GIS-basierte Potenzialflächenanalyse zur Ermittlung möglicher Flächen für den Aufbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft bzw. Cluster für die Sektorkopplung durchgeführt. In diese Analyse fließen die unter Punkt 8.5.1 genannten Daten ein. Des Weiteren werden zusätzlich Geodaten aus dem Kapitel 5.5 herangezogen. Bei den für die Analyse herangezogenen Daten handelt es sich um sog. Up- und Downstream-Faktoren. Die Upstream-Komponenten enthalten alle relevanten Bausteine, welche für den technischen Betrieb einer Wasserstofferzeugungsanlage notwendig sind. Das sind z.B. EE-Anlagen (im Bestand und Potenziale) für die Bereitstellung der elektrischen Energie, aber auch die Wasserverfügbarkeit. Die Downstream-Faktoren beinhalten dagegen Komponenten für die Verteilung der Elektrolyseprodukte, wie z.B. das durch nord-östlichen Landkreis verlaufende Wasserstoffkernnetz.

Tabelle 30: Schematischer Ablauf der GIS-Analyse für die Ausweisung dezentraler Wasserstoffgebiete

Schritt 1: Georeferenzierung Schritt 2: Bewertungsgitter



Schritt 3: Vorl. Potenzialräume Schritt 4: Verschneidung



Schritt 5 : Kriterienprüfung

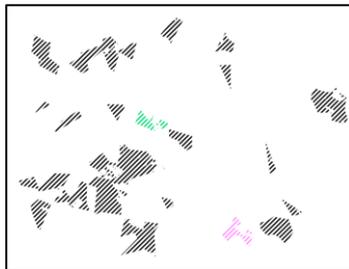


Tabelle 30 zeigt den schematischen Ablauf und die notwendigen Schritte der GIS-Analyse, welche im nachfolgenden genauer erläutert werden. Die Analyse läuft dabei in den folgenden Schritten ab:

1. Darstellung aller landkreisweiten Standortfaktoren bzw. „Points of Interest (POI)“ als Punktlayer
2. Bildung einer landkreisweiten Bewertungsgitters durch eine Kriterien- und Bewertungsmatrix abzüglich von Restriktionsgebieten (Schutzgebiete, Siedlungsflächen, etc.) auf Basis der POI. Die Bewertungspunktzahl ergibt sich aus zuvor festgelegten Bewertungspunkten je POI und dem jeweiligen Gewichtungsfaktor.
3. Bildung von vorläufigen Potenzialräumen (max. 10 % der Landkreisfläche) in Gebieten mit einer besonders hohen Dichte an POI
4. Verschneidung der Potenzialräume (Schritt 2) mit dem Bewertungsgitter (Schritt 3) und Ausweisung der 5 % besten Flächen im Landkreis → Potenzialräume mit optimalen, infrastrukturellen Rahmenbedingungen für eine Wasserstoffinfrastruktur
5. Kriterienprüfung für die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse durch die Prüfung auf ein räumliches Verhältnis zwischen den vorläufigen Potenzialflächen (Schritt 3) und folgenden Kriterien (→ Optimale Potenzialräume für die Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse)
 - a. Wasserstoffabnahme in räumlicher Nähe
 - b. Ausreichendes EE-Potenzial vorhanden
 - c. Wärmesenke in der Nähe
 - d. Sauerstoffsinken in der Nähe

Abbildung 85 zeigt den Betrachtungsraum und stellt das systematische Vorgehen der GIS-Analyse dar. Es wird zunächst die gesamte Landkreisfläche (vgl. Schritt 1 und 2) herangezogen. Aus der gesamten Landkreisfläche werden die sog. vorläufigen Potenzialräume (vgl. Schritt 3) ausgewiesen. Die vorläufigen Potenzialräume werden mit dem in Schritt 2 gebildeten Bewertungsgitter verschnitten. Von den verschnittenen Flächen werden sämtliche Restriktionsgebiete abgezogen. Daraufhin ergeben sich die bestbewerteten Potenzialräume, welche max. 5 % der Landkreisfläche sind (vgl. Schritt 4). Die Schnittmenge aus Schritt 4, 5 und 6 ergeben am Ende die optimalen Potenzialstandorte.

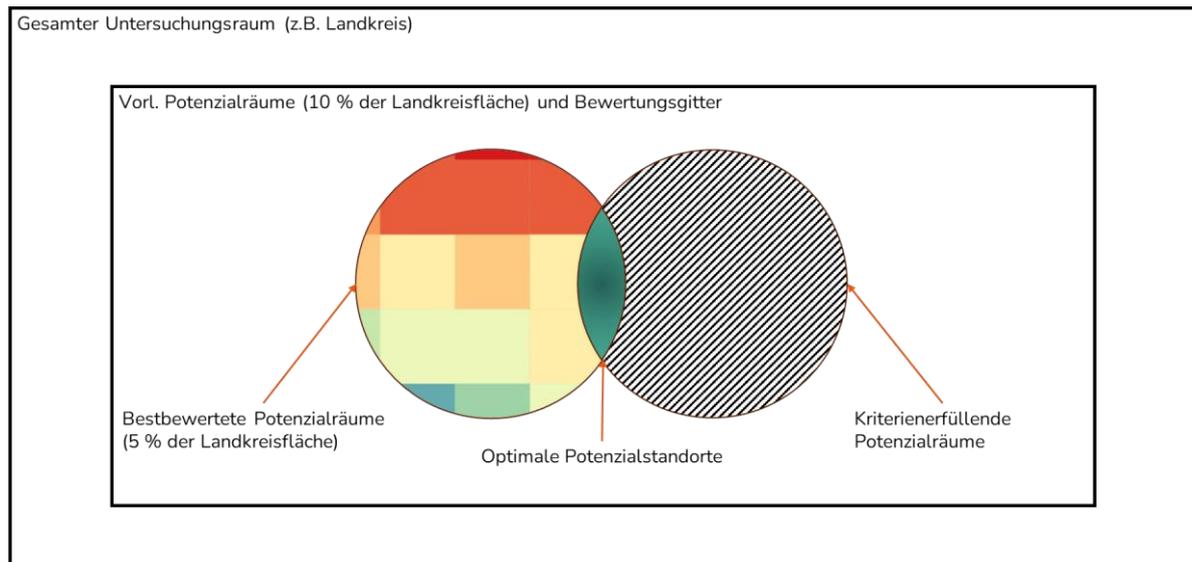


Abbildung 85: Betrachtungsraum der GIS-basierten Potenzialflächenanalyse für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim.

Aus der Analyse gehen mehrere Ergebnisse hervor. So zeigt sie zum einen Räume mit guten infrastrukturellen Rahmenbedingungen im Landkreis auf (s. Schritt 4 in Tabelle 30). Es ist daher möglich, dass in diesen Flächen keine EE-Potenziale vorhanden sind, allerdings eine Vielzahl an sog. Downstream-Faktoren. Diese können z.B. Wasserstoffsinken, Sauerstoffsinken, Wärmenetze, Kläranlagen etc. sein. Für die regionale Wasserstoffherzeugung sollten allerdings auch immer sog. Upstream-Faktoren, wie Potenziale für EE-Anlagen (PV und Wind), in ausreichender Menge vorhanden sein. Idealerweise werden diese Potenziale bzw. zukünftige EE-Anlagen mittels Direktleitung an den Elektrolyseur angeschlossen, um Abgaben für den durch das öffentliche Stromnetz durchgeleiteten Strom zu vermeiden. Außerdem sollte der produzierte Wasserstoff in räumlicher Nähe verbraucht werden. Daher werden die Flächen aus Schritt 3 der Kriterienprüfung aus Schritt 5 unterzogen. Die Schnittmenge aus den Flächen des Schrittes 4, 5 und 6 ergeben optimale Potenzialräume für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur.

8.6 Potenziale und Ergebnisse

Dieses Kapitel geht auf die ermittelten Potenziale und die Ergebnisse der durchgeführten Analyse für den Aufbau einer lokalen Wasserstoffinfrastruktur im Landkreis ein. Dabei werden die folgenden Komponenten der Wasserstoffwertschöpfungskette beleuchtet:



Abbildung 86: Vereinfachte Darstellung des betrachteten Systems.

Für das Konzept wurden zunächst die möglichen Abnehmer von Wasserstoff, aber auch Abwärme der Elektrolyse sowie Sauerstoff identifiziert. Im nächsten Schritt wurde eine GIS-basierte Standortanalyse anhand einer Bewertungs- und Kriterienmatrix durchgeführt. Auf Basis der Standorte und dem Wasserstoffbedarf wurden Szenarien für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft im Landkreis erstellt, welche auch ein Logistikkonzept beinhalten. Anhand des Standorts sowie des Wasserstoffbedarfs wurde die vorläufige Dimensionierung von Wasserstofferzeugungsanlagen mit dem jeweiligen Strombezug durchgeführt. Daraus ergibt sich eine Wasserstoffbilanz für den Landkreis, welche die Über- oder Unterdeckung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs aufzeigt. Daraus resultieren die notwendigen Im- oder Exporte von Wasserstoff in bzw. aus der Region. Mit dem Verlauf des Kernnetzes durch den Landkreis sind beste Voraussetzungen für den zusätzlichen Import von Wasserstoff aber auch dessen Export gegeben.

8.6.1 Ermittlung der Wasserstoffpotenzialräume im Landkreis

Nachfolgend werden die Ergebnisse der GIS-basierten Potenzialflächenanalyse dargestellt. Neben den verorteten Daten aus dem Kapitel 5.4.3 werden weitere verfügbare Daten herangezogen und verortet. Ein Auszug der weiteren Daten ist dem Kapitel 4.1.2 zu entnehmen. Die genannten Faktoren wurden im Anschluss gebündelt als POI in GIS übertragen. Die re-

levanten POI für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim können der nachfolgenden Abbildung 87 entnommen werden. Dabei ist zu sehen, dass sich die POI über den ganzen Landkreis verteilt finden lassen, wobei sie in konzentrierter Form eher im westlichen Teil auftreten.

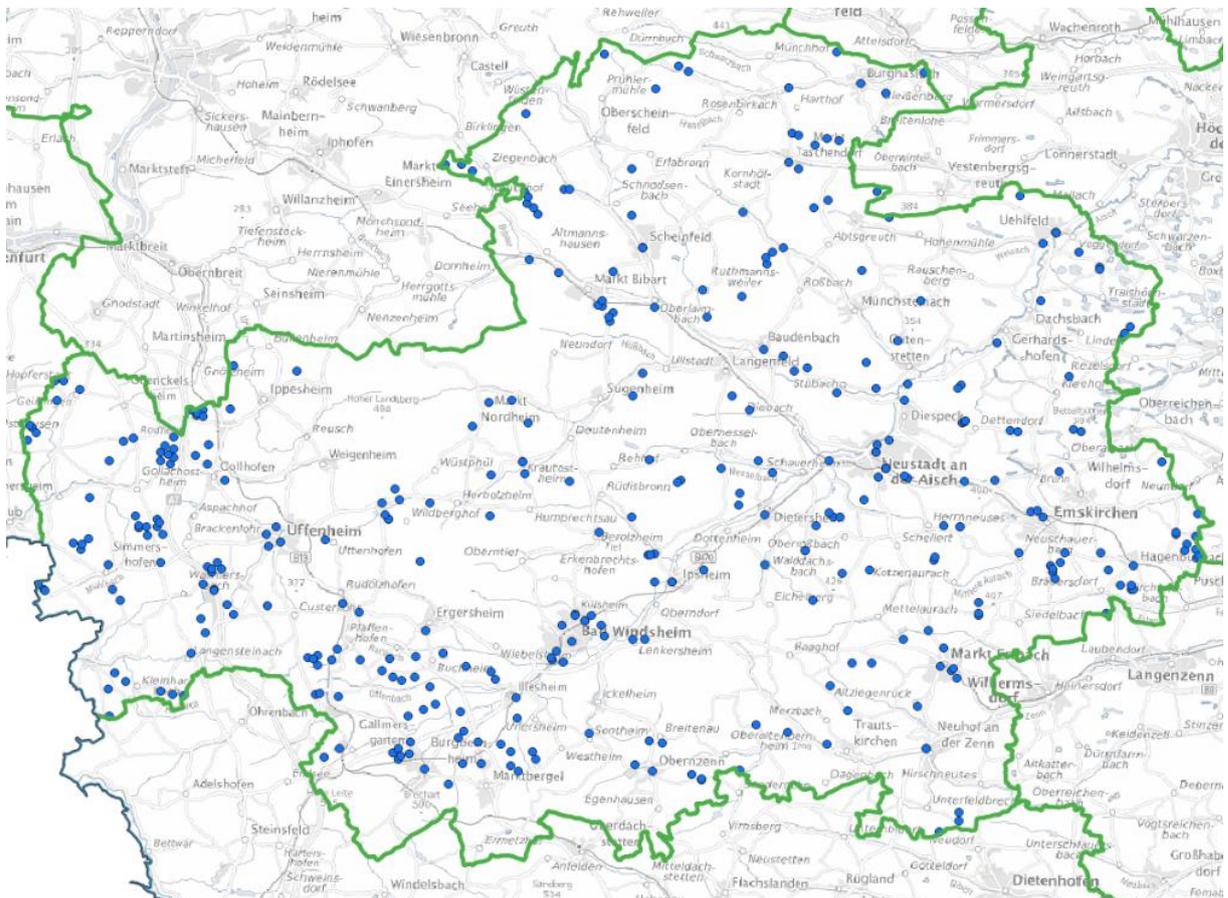


Abbildung 87: POI für die GIS-basierte Standortanalyse (z.B. PV- und Windkraftpotenzialflächen, potenzielle Wasserstoffabnehmer uvm.).

Auf Basis der POI folgt gemäß der Methodik aus Kapitel 8.5.2 das landkreisweite Bewertungsgitter. Dafür werden die einzelnen POI im Landkreis bewertet. Die Bewertungen der einzelnen POI werden in das Bewertungsgitter mit einem Raster von je 1 km x 1 km überführt. Naturschutz- und Wohngebiete und Gebiete mit militärischer Nutzung wurden dabei schon entfernt. Die in Rot eingezeichneten Gitter enthalten POI mit einer sehr guten Bewertung. Die Bewertung jedes einzelnen POI erfolgt auf Basis einer festgelegten Bewertungspunktzahl

und der Gewichtung. So besitzt z.B. die Umstellung der Prozesswärmeerzeugung (Temperaturniveau $> 200\text{ °C}$) auf Wasserstoff und ein ausreichendes EE-Potenzial eine höhere Priorisierung als die installierte Biogas-Kapazität. Die rot markierten Zonen weisen damit POI mit einer hohen Relevanz für den Aufbau einer Wasserstofferzeugung bzw. -infrastruktur auf. Dagegen weisen, wie aus der Legende hervorgeht, blau markierte Zonen POI mit einer eher geringen Relevanz auf. Für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim ist zu sehen, dass gerade im Südwesten des Landkreises rund um Bad Windsheim sehr gute bzw. hochwertige POI vorhanden sind.

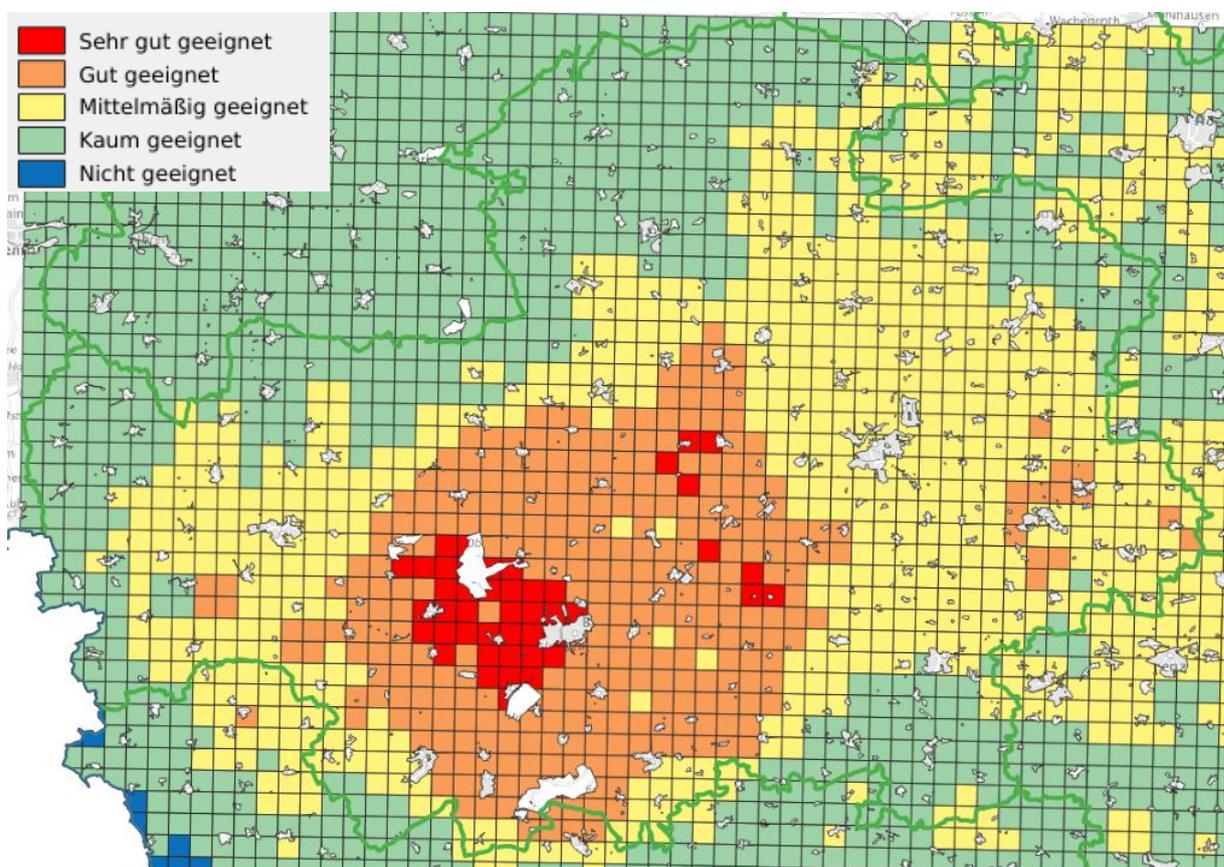


Abbildung 88: Finales Bewertungsgitter für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim.

Nach der Bildung des Bewertungsgitters erfolgt in einem weiteren Schritt (vgl. Schritt 3 aus Tabelle 30) die Flächenbildung. Dabei bildet jeder in Abbildung 87 dargestellte POI eine eigene, gleichmäßige Fläche aus. Je mehr POI in einem bestimmten Gebiet vorhanden sind, desto kleiner werden die von jedem POI ausgebildeten Flächen, da die Flächen unmittelbar

auf die Flächen anderer POI treffen und dadurch eine feingliedrige Zerlegung der Umgebung entsteht (= Je kleiner die Flächen, desto konzentrierter die POI in der Umgebung). Die kleinsten ausgebildeten Flächen werden zusammengefasst bis 10 % der Landkreisflächen als Potenzialräume abgebildet werden. Hierbei handelt es sich um die sog. vorläufigen Potenzialräume gemäß Schritt 3 aus Gliederungspunkt 8.5.2. Die ausgebildeten vorläufigen Potenzialräume sind der nachfolgenden Abbildung 89 zu entnehmen. Diese sind verteilt über den gesamten Landkreis, wobei sich der Großteil um Neustadt a.d. Aisch, Bad Windsheim und westlich von Uffenheim befindet.

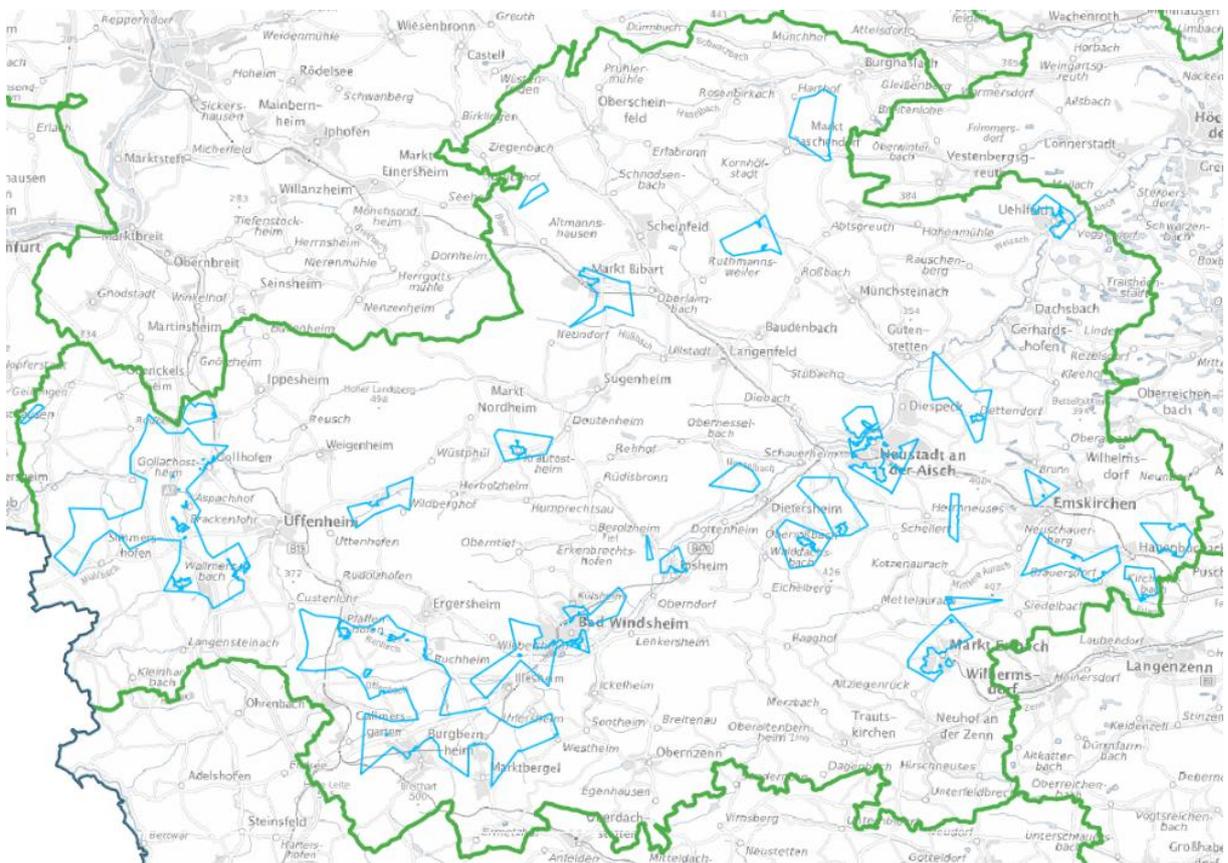


Abbildung 89: Vorläufige Potenzialräume im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim.

Gemäß der Methodik erfolgt nun mit Schritt 4 die Verschneidung der vorläufigen Potenzialräume mit dem erzeugten Bewertungsgitter. Das Ergebnis dieser Verschneidung sind die 5

% besten Potenzialräume im Landkreis. Es handelt sich hierbei um Potenzialräume mit optimalen, infrastrukturellen Rahmenbedingungen für eine regionale Wasserstoffinfrastruktur. Im Landkreis liegen die Potenzialräume vor allem südwestlich von Bad Windsheim und im Raum Neustadt a.d. Aisch.

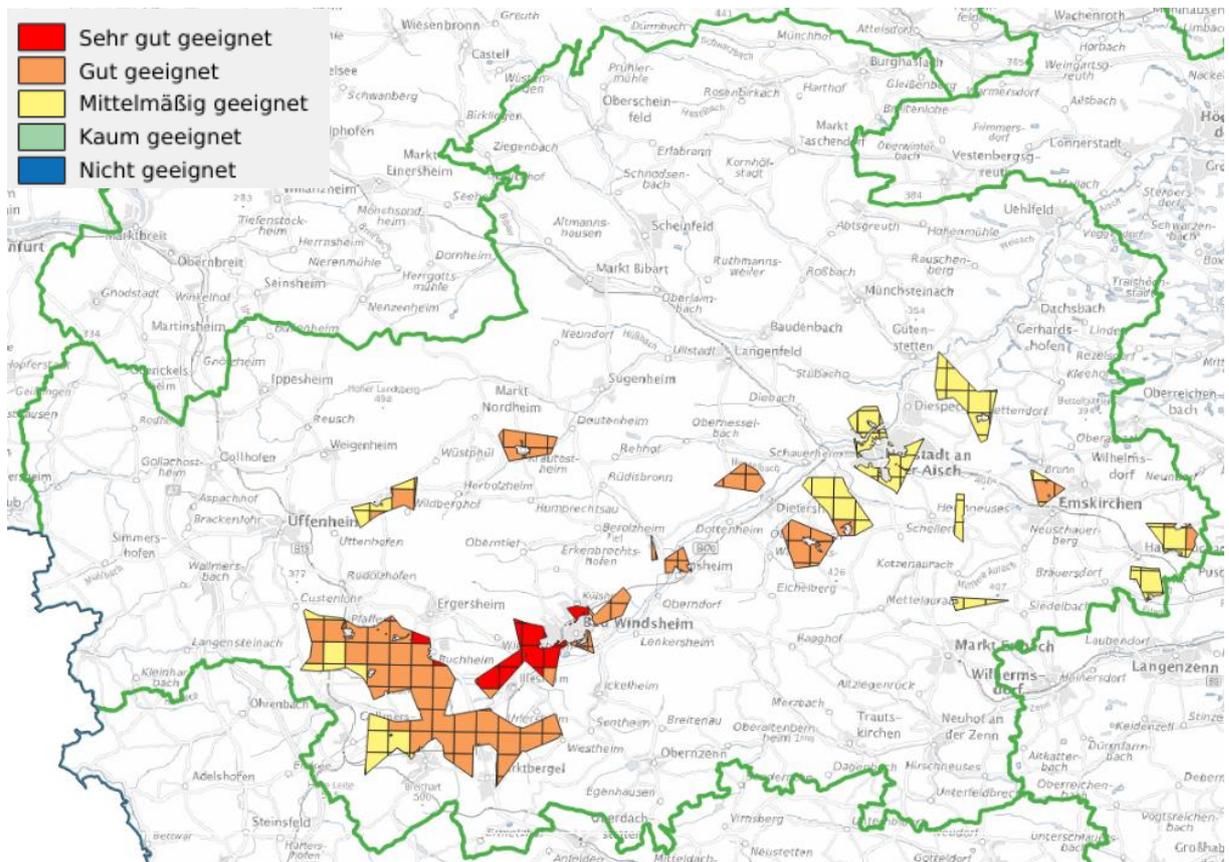


Abbildung 90: Potenzialräume für eine Wasserstoffinfrastruktur im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim.

Wie bereits erwähnt, weisen diese Potenzialräume sehr gute infrastrukturelle Rahmenbedingungen auf. Allerdings kann die Bewertung und damit die Ausweisung dieser Potenzialräume auch durch besondere geografische Ansammlungen von prädestinierten Wasserstoffabnehmern als sehr gut geeignet gekennzeichnet sein, obwohl bspw. EE-Potenziale überhaupt nicht zur Verfügung stehen. Um die regionale Wertschöpfung in der Region auszubauen ist es sinnvoll, die Wege zwischen regionalen EE-Erzeugern (z.B. Wind und PV) der Wasserstoffproduktion und möglichen Abnehmern gering zu halten, da auch die Transportkosten

von Wasserstoff die Wirtschaftlichkeit eines Projekts deutlich beeinflussen können. Idealerweise könnte so ein Elektrolyseur mittels Direktleitung Strom aus einer EE-Anlage beziehen und so Wasserstoff für eine nahegelegene Firma oder Wasserstofftankstelle produzieren. Um diese Fälle zu betrachten, wurde eine nachgeschaltete Kriterienprüfung implementiert.

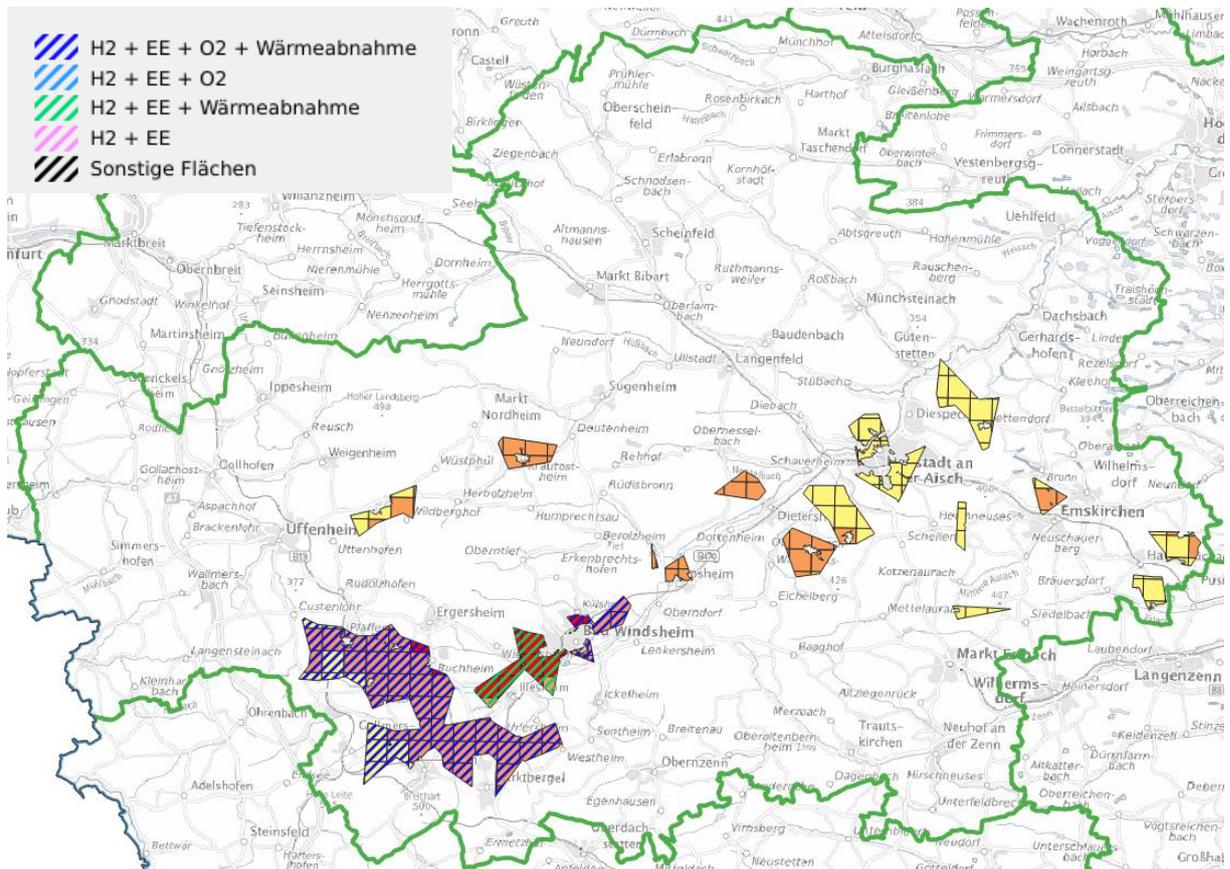


Abbildung 91: Ergebnis der Kriterienprüfung für die Erzeugung von Wasserstoff.

Dabei werden die Flächen auf folgende Kriterien geprüft:

- Ausreichende Wasserstoffabnahme im Umkreis vorhanden?
- Ausreichende EE-Anlagenpotenziale (PV und Wind) im Umkreis vorhanden?
- Sauerstoffabnahme im Umkreis vorhanden?
- Abwärmesenken im Umkreis vorhanden?

Die beiden Mindestkriterien sind die ausreichende Wasserstoffabnahme im Umkreis als auch ausreichende EE-Anlagenpotenziale für PV und Wind im Umkreis. Diese Überprüfung bezieht sich auf die vorläufigen Potenzialräume aus Schritt 3 bzw. Abbildung 89. Das Ergebnis der

Analyse für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim ist der Abbildung 91 zu entnehmen. Die grün und dunkelblau schraffierten Flächen um die Stadt Bad Windsheim erfüllen die Kriterien EE-Anlagenpotenziale, Abwärmesenke und Wasserstoffabnahme für den Einsatz in KWK-Anlagen bzw. Fuelswitch und zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme (Umstellung von Erdgas/sonstigen fossilen Energieträger auf Wasserstoff) als auch die Abnahme des erzeugten Sauerstoffs für die Oxyfuel-Verbrennung. Zugleich gehören die schraffierten Flächen um die Stadt Bad Windsheim zu den bestbewerteten Potenzialräumen im Landkreis. Demnach sind die Flächen als geeignete Flächen für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur mit kurzen Distanzen zwischen EE-Erzeugung, Wasserstofferzeugung und Abnahme sowie Nutzung der anfallenden Elektrolyse-Abwärme sowie zur Abnahme des anfallenden Sauerstoffs zu verstehen.

8.6.2 Resultierende dezentrale Erzeugungsszenarien und Standortfestlegung

Gerade beim Hochlauf einer Wasserstoffinfrastruktur ist es wichtig, eine geeignete Elektrolysekapazität aufzubauen und bei steigendem Wasserstoffbedarf erweitern zu können und so den regionalen Hochlauf von Wasserstoff in der Region voranzutreiben. So wäre z.B. die Erhöhung der Vollbenutzungsstunden eines Elektrolyseurs im Laufe der Jahre und damit die Anpassung der Wasserstoffproduktion an eine erhöhte Nachfrage möglich. Eine steigende Nachfrage an grünem Wasserstoff fördert die Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlagen und der Verteilungsinfrastruktur. Weiterhin ist mit einem steigenden Ausbau an erneuerbaren Energien, wie PV-Freiflächenanlagen und Windkraftanlagen zu rechnen. Es sollte die Produktion von grünem Wasserstoff gemäß den Kriterien der 37. BImSchV angestrebt werden, da diese Definition auch für weitere Sektoren gültig ist, wie z.B. für industriell eingesetzten Wasserstoff oder perspektivisch in Einzelfällen auch für die Wärmeversorgung von Wohngebäuden. Für die Produktion von grünem, förderfähigem Wasserstoff bedarf es in aller Regel Stromlieferverträge, sog. PPA, mit EE-Anlagenbetreibern (v.a. Wind und PV). Daher ist im Vorfeld eines möglichen Wasserstoffprojekts ein Strombezugskonzept zu erstellen.

Wie bereits erwähnt, sind Elektrolysesysteme in aller Regel modular aufgebaut. Die Elektrolyse sollte sich zunächst dem Hochlauf bzw. Bedarf in den nächsten Jahren anpassen. Das

heißt, dass zu Beginn des Hochlaufs zunächst mit geringeren Elektrolyseleistungen zu rechnen ist, welche kontinuierlich erweitert werden. Im Folgenden sollten zukünftig die nachfolgenden Standorte näher betrachtet werden:

- Umgebung Uffenheim/Burgbernheim/Bad Windsheim: Errichtung eines lokalen Wasserstoffclusters mit Wasserstofferzeugung und -Nutzung vor Ort:
 - o Wasserstofferzeugung zur Deckung des Bedarfs (KWK, HT-Prozesswärme und Mobilität) im Landkreis im Jahr 2040
 - o Abwärmenutzung
 - o Sauerstoffnutzung
 - o Elektrische Spitzenleistung der Elektrolyseleistung zwischen 5 und 39 MW (je nach Szenario; vgl. Kapitel 5.4.3)

Der Betrachtungsraum ist in Abbildung 92 grafisch dargestellt (schwarz eingekreist). Es ist zu empfehlen, den Kontakt auch zum angrenzenden Landkreis Ansbach zu suchen. Dadurch können sich unter Umständen weitere Synergieeffekte heben lassen. Unter anderem können dadurch weitere potenzielle Wasserstoffabnehmer akquiriert werden. Weiterhin können so mögliche Betreiberrisiken einer Wasserstoffinfrastruktur reduziert werden.

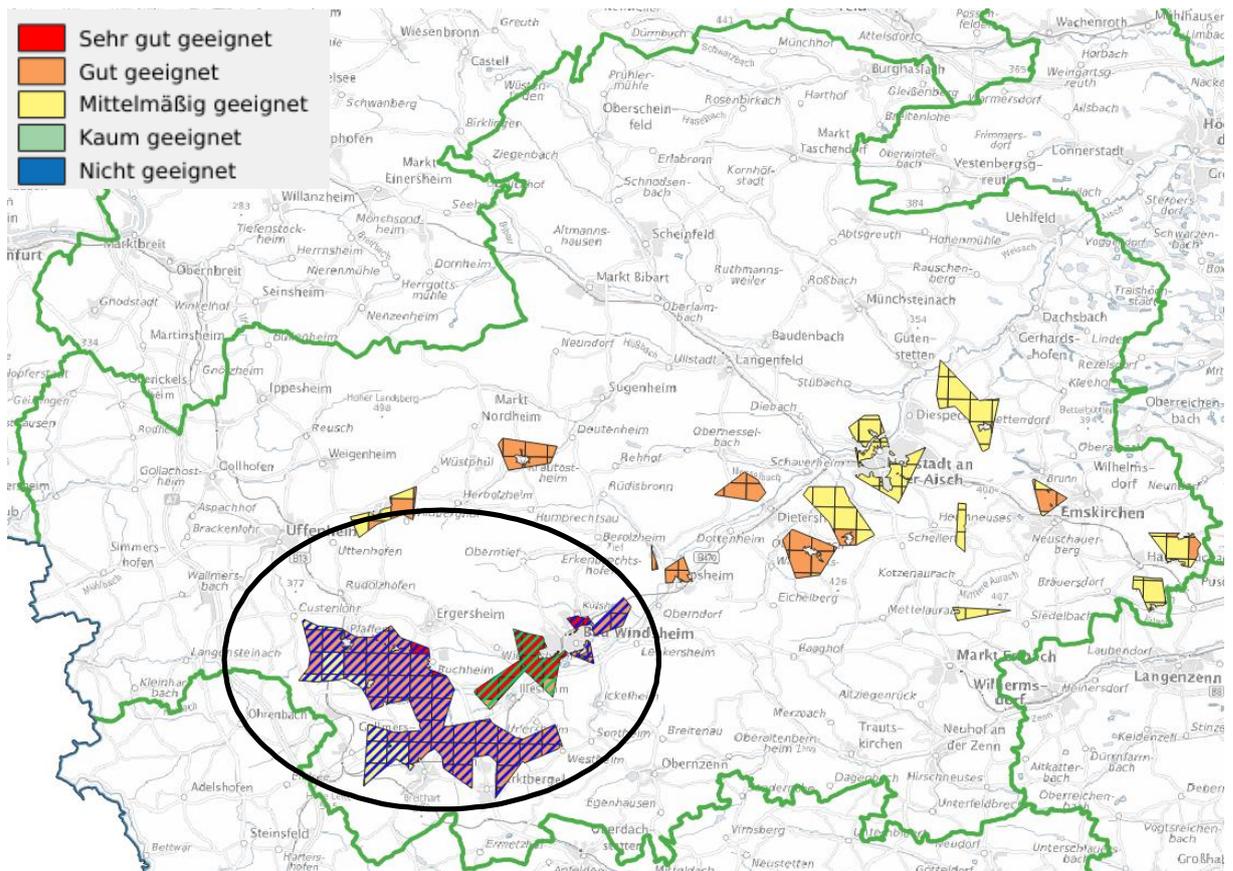


Abbildung 92: Betrachtete Standorte (schwarz eingekreist) für die Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur im Landkreis Neustadt a.d. Aisch – Bad Windsheim.

Im eingekreisten Gebietsumgriff ist es denkbar ein dezentrales Wasserstoffcluster bis zur Inbetriebnahme des Wasserstoffkernnetzes aufzubauen. Gerade auch aufgrund der Tatsache, dass ohnehin ein positiver Förderbescheid für das Elektrolysevorhaben im Gebiet der Stadt Uffenheim vorliegt. Im Rahmen der Energiesystemmodellierung wurde auch das Umspannwerk Wallmersbach (vgl. Abschnitt 7.4), welches sich ebenfalls im Gebiet der Stadt Uffenheim und an der A7 befindet, mit einem Elektrolyseur betrachtet. Das Gebiet befindet sich in der Nähe zum Gewerbegebiet Langensteinach. Der hier zukünftig erzeugte Wasserstoff kann mittels Trailer zukünftig die im Gebietsumgriff liegenden Unternehmen versorgen. Dafür gibt es mögliche Anwendungsfälle im Hochtemperaturbereich ab 200 °C im Rahmen einer Oxyfuel-Verbrennung und für die Umstellung erdgasbasierter KWK-Anlagen (BHKWs) auf Wasserstoff und der Aufbau einer möglichen Tankstelleninfrastruktur entlang der A7, um zukünftig Wasserstoff im Verkehrssektor nutzen zu können.

Als Alternative wäre auch die Methanisierung von grünem Wasserstoff als Prozessgas mit Kohlenstoffdioxid aus den Biogasanlagen denkbar. Im Umfeld des Umspannwerks gibt es mehrere Biogasanlagen, welche bereits aus dem EEG ausgelaufen sind bzw. demnächst auslaufen. Der Vorteil einer Methanisierung wäre die sofortige Nutzung bestehender Infrastruktur, wie z.B. das Gasnetz. Ein anderer Vorteil wäre die gesicherte Nachfolgenutzung von Biogasanlagen.

Mit einer PEM-Elektrolysekapazität von 5 MW bis 39 MW elektrischer Leistung lassen sich unter der Annahme einer wirtschaftlichen Mindestgrenze von 4.000 Vollbenutzungsstunden jährlich ca. 390 t bis 3.060 t Wasserstoff produzieren, um den regionalen Wasserstoffbedarf zum Teil zu decken. Aufgrund der Lage am Kernnetz wird davon ausgegangen, dass der Landkreis auch leitungsgebundenen Wasserstoff erhält, um den gesamten Bedarf decken zu können. Als Nebenprodukte der Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse fallen Sauerstoff (ca. 3.100 bis 24.500 t/a) und Abwärme (ca. 7.000 bis 55.000 MWh_{th}) an. Der Wasserbedarf für die Elektrolyse liegt bei ca. 4.000 m³ bis 34.000 m³. Gerade bei einer höheren Elektrolyseleistung, wie es im Fall der 39 MW ist, ist ein besonderes und nachhaltiges Wasserkonzept essenziell. Mit steigenden Jahrestemperaturen und längeren Dürreperioden könnte in Zukunft weniger (Grund-)Wasser vorhanden sein. Die Abwärme fällt grundsätzlich bei einem Temperaturniveau von 50 °C bis 60 °C an und könnte damit ein mögliches Wärmenetz speisen, welches zukünftig die nahegelegene Siedlung oder Lagerhallen in Gewerbegebieten mit Wärme versorgen könnte. Um höhere Vorlauftemperaturen zu erzielen, könnte die anfallende Abwärme z.B. mittels Wasser/Wasser-Wärmepumpe weiter erhöht werden, um nicht bzw. kaum sanierte Bestandsgebäude mit Wärme versorgen zu können. In diesem Kontext sollten auf jeden Fall die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanungen herangezogen werden, um mögliche Synergieeffekte für die zukünftige Wärmeversorgung zu identifizieren.

In nachfolgender Tabelle 31 sind die wichtigsten Zahlen der Wasserstofferzeugung nochmal zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 31: Dimensionierung der möglichen Wasserstofferzeugungsanlagen im Landkreis.

	Einheit	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
EE-Leistung ⁹	MW	98	38	13
Elektrische Leistung	MW	39	15	5
Wirkungsgrad	%	65 %	65 %	65 %
Vollbenutzungs- stunden	h/a	4.000	4.000	4.000
Elektrische Energie	MWh	156.000	60.000	20.000
Wasserstoff	MWh _{Hi} /a	101.400	39.000	13.000
Abwärme	MWh _{th} /a	55.000	21.000	7.000
Wasserstoff	t/a	3.060	1.170	390
Sauerstoff	t/a	24.500	9.360	3.100
Wasserbedarf ¹⁰	m ³ /a	33.660	12.870	4.290
Geschätzter Platzbedarf ¹¹	m ²	8.000 – 13.000	4.000 – 7.500	3.000 – 4.100
Platzbedarf bezogen auf inst. Leistung	m ² /MW	200 - 300	270 - 500	600 - 820

⁹ Annahme Überbauungsfaktor: 2,5 (Wind + PV)

¹⁰ Annahme spez. Wasserbedarf Elektrolyse: ca. 11 Liter Wasser/kg Wasserstoff

¹¹ Inkl. Sicherheitsflächen, Rangierflächen für LKW und Wasserstoff-Abfüllanlage; geschätzte Werte aus Annahmen und Referenzprojekten

8.6.3 Entwicklung neuer Wasserstoff-Gewerbe- und Industriegebiete

Im Rahmen einer weiteren GIS-basierten Potenzialraumanalyse, welche zusammen mit dem Landkreis entwickelt wurde, wurden potenzielle Flächen bzw. Gebiete in Abhängigkeit des durch den Landkreis verlaufenden Wasserstoffkernnetzes und auf Basis der Ergebnisse der dezentrale Wasserstoffanalyse ermittelt. Hierfür wurde zunächst ein Flächenpool erstellt, bei welchem vorab definierte Ausschlusskriterien, wie z.B. Naturschutzgebiete und FFH-Gebiete „entfernt“ wurden. Das Resultat (gelbe Flächen) kann der Abbildung 93 entnommen werden. Dieser Flächenpool wurde als Ausgangsbasis für weitere Analyse herangezogen.

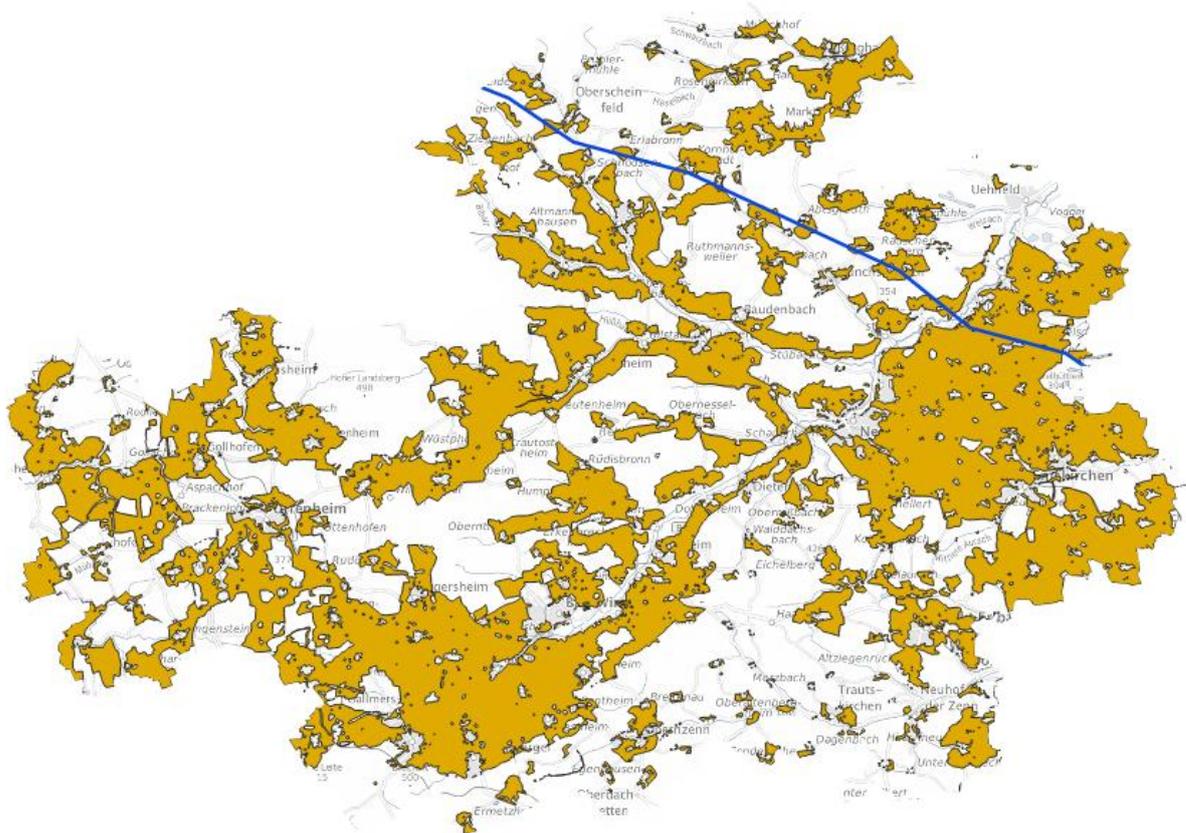


Abbildung 93: Flächenpool (Gelbe Flächen) der Gewerbe- und Industriegebietsanalyse inkl. Verlauf des Wasserstoffkernnetzes durch den Landkreis (Blaue Linie).

In den nachfolgenden Schritten wurden nun Erfüllungskriterien zusammen mit dem Landrat samt definiert, welche für die Einstufung bzw. Priorisierung der Flächen notwendig sind. Ergebnis dieser Betrachtung sind unterschiedlich priorisierte Flächen:

- Flächen 1. Ordnung:
 - o Potenzielle Gewerbegebiete innerhalb von 5 km-Puffer Kernnetz
 - o Innerhalb 5 km-Radius um Umspannwerke
 - o Innerhalb von „H2 Potenzialfläche 10 Prozent“ (vgl. Kapitel 8.6)
- Flächen 2. Ordnung:
 - o Potenzielle Gewerbegebiete innerhalb von 10 km-Puffer Kernnetz
 - o Innerhalb 5 km-Radius um Umspannwerke
 - o Innerhalb von „H2 Potenzialfläche 10 Prozent“ (vgl. Kapitel 8.6)
- Flächen 3. Ordnung:
 - o Potenzielle Gewerbegebiete innerhalb von 5 km-Puffer Kernnetz
 - o Innerhalb 5 km-Radius um Umspannwerke
- Flächen 4. Ordnung:
 - o Potenzielle Gewerbegebiete innerhalb von 10 km-Puffer Kernnetz
 - o Innerhalb 5 km-Radius um Umspannwerke
- Flächen 5. Ordnung:
 - o Potenzielle Gewerbegebiete innerhalb von 10 km-Puffer Kernnetz

Die Flächen erster und zweiter Ordnung sind hoch priorisiert. Diese Flächen sind im nächsten Schritt als künftige Gebiete für die Ansiedlung wasserstoffaffiner Gewerbe- und Industriebetriebe zu verstehen. Die ausgewiesenen Standorte sollen den Wasserstoffbezug vom Wasserstoffkernnetz als auch die Wasserstoffeinspeisung in das Wasserstoffkernnetz zukünftig nach der Umwidmung des Stranges (vgl. Abbildung 80) ermöglichen. Danach folgen die Flächen der dritten bis fünften Ordnung. Alle Flächen werden dem Landkreis in digitaler Form zur Verfügung gestellt. Im Rahmen des Berichts werden nur die Ergebnisse der Flächen erster und zweiter Ordnung dargestellt. Die Flächen erster Ordnung können der nachfolgenden Abbildung entnommen werden. In grau sind die Flächen erster Ordnung und in blau sind die Flächen zweiter Ordnung dargestellt. Zu sehen ist, dass sich Flächen im Raum Neustadt a.d. Aisch, Emskirchen, Diespeck, Markt Bibart und Markt Taschendorf ergeben.

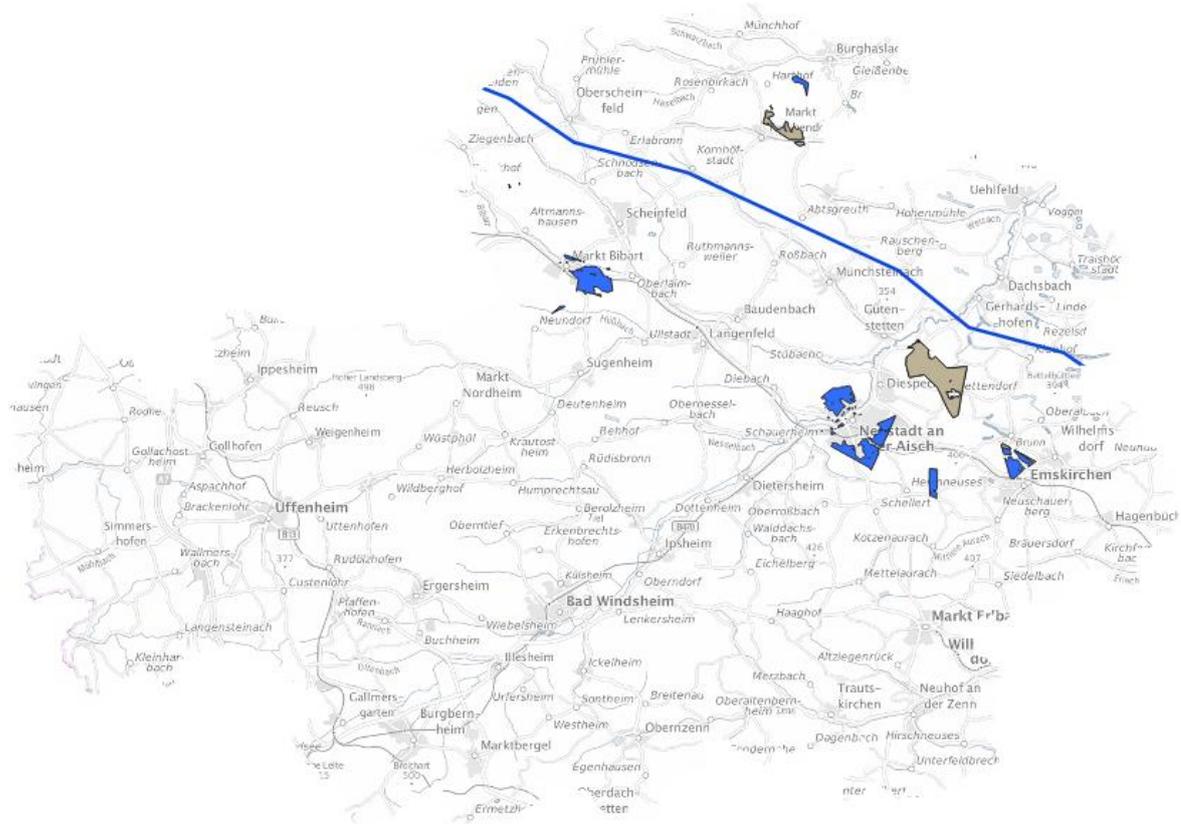


Abbildung 94: Flächen erster (grau) und zweiter Ordnung (blau) für potenzielle Wasserstoff-Gewerbe- und Industriegebiete inkl. Verlauf des Wasserstoffkernetzes durch den Landkreis (Blaue Linie).

Diese Flächen erfüllen die Kriterien „Abstand zum Kernnetz mit 5 bzw. 10 km“, „Abstand von 5 km zu Umspannwerken“ und „Flächen innerhalb der vorläufigen Wasserstoffpotenzialräume (vgl. Abbildung 89)“. Im Vergleich zum Flächenpool aus Abbildung 93 ist hier eine deutliche Reduktion der Flächen aufgrund der Erfüllungskriterien zu erkennen. Für die ermittelten Flächen werden zudem noch Steckbriefe erstellt. Mittels dieser Steckbriefe kann im Anschluss überprüft werden, welche Flächen das vorgegebene Anbindegebot erfüllen und welche Flächen das Anbindegebot nicht erfüllen.

8.6.4 Einordnung der Ergebnisse

Der Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim weist aufgrund der ermittelten Ergebnisse aus den Kapiteln 8.6.1 und 8.6.2 sehr gute Rahmenbedingungen, gerade im Süd-Osten

des Landkreises, für den Aufbau einer regionalen und dezentralen Wasserstoffwirtschaft bzw. regionaler Wasserstoffcluster in Verbindung mit der Erzeugung von synthetischem Methan (vgl. Abbildung 92) auf. Innerhalb dieser Wasserstoffcluster ist die Wasserstofferzeugung und -Nutzung sowie die Abnahme der Nebenprodukte Sauerstoff und Abwärme in räumlicher Nähe möglich. Denkbar ist hier auch ein landkreisübergreifendes Konzept, da die Potenzialräume in unmittelbarer Nähe zum angrenzenden Landkreis Ansbach liegen. Des Weiteren besitzt der Landkreis mit dem Verlauf des Wasserstoffkernnetzes einen wichtigen strategischen Vorteil. Ab 2032 ist es möglich, dass der Landkreis mit relevanten Akteuren aufgrund seiner hohen überschüssigen Strommengen aus erneuerbaren Energien als Produzent und Lieferant von grünem, RFNBO-konformen Wasserstoff (Kriterien vgl. 8.2) für das Wasserstoffkernnetz dienen kann. Außerdem ist es denkbar, zukünftig Betriebe auf den ausgewiesenen Flächen (vgl. Abbildung 94) anzusiedeln, welche erhebliche Mengen Wasserstoff benötigen und diesen über das Kernnetz beziehen können.

9 Maßnahmenkatalog

Einleitung

Der digitale Energienutzungsplan soll den Landkreis Neustadt a.d. Aisch – Bad Windsheim auf dem Weg zur CO₂-Minderung und idealerweise zur CO₂-Neutralität gezielt unterstützen. Dabei stehen die Versorgungssicherheit und die Bezahlbarkeit von Energie im Fokus.

Ein koordinierter und kontinuierlicher Ausbau erneuerbarer Energien sowie der dazugehörigen Infrastruktur ist entscheidend, um langfristig stabile und bezahlbare Energiepreise zu sichern und somit einen Standortvorteil für Bürgerinnen und Bürger sowie der Unternehmen entstehen zu lassen.

Zur Erreichung der ambitionierten Ziele des digitalen Energienutzungsplans wird ein **praxisnaher und umsetzungsorientierter Maßnahmenkatalog** entwickelt. Dieser enthält konkrete Handlungsempfehlungen für den Landkreis, die Kommunen sowie regionale Netzbetreiber.

Der Katalog soll gezielt Projekte identifizieren, die zur Umsetzung des im Energienutzungsplan beschriebenen Szenarios „Mittelweg“ beitragen. Die Maßnahmen wurden in enger Abstimmung mit der Steuerungsrunde erarbeitet, priorisiert und fortlaufend an die aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen angepasst.

Ziele des Maßnahmenkatalogs

Handlungsorientierung:

Der Maßnahmenkatalog gibt konkrete Empfehlungen und Maßnahmen vor, um die Energiewende im Landkreis aktiv voranzutreiben. Das erleichtert die Umsetzung von Zielen wie Energieeinsparung, Ausbau erneuerbarer Energien oder Effizienzsteigerung sowie eine Transformationsplanung (z.B. Power to X)

Priorisierung:

Der Maßnahmenkatalog hilft dabei, Maßnahmen nach Dringlichkeit, Machbarkeit oder Wirkung zu ordnen, sodass Ressourcen gezielt eingesetzt werden können. Hierbei wird eine Priorisierung nach hoch, mittel und niedrig getroffen.

Transparenz und Nachvollziehbarkeit:

Der Maßnahmenkatalog dokumentiert die geplanten Schritte zur Umsetzung der Energiewende im Landkreis. Er schafft Transparenz und Orientierung für alle Beteiligten – von der Verwaltung über die Kommunen bis hin zu den Bürgerinnen und Bürgern. Die einzelnen Maßnahmen basieren auf den vorangegangenen Analysen und Berechnungen im Rahmen des digitalen Energienutzungsplans (ENP+). Sie bilden die Brücke zwischen den erarbeiteten Szenarien und der konkreten Umsetzung vor Ort.

Kooperation und Koordination:

Der Maßnahmenkatalog zeigt auf, in welchen Bereichen/bei welchen Maßnahmen Zusammenarbeit zwischen den Beteiligten eine Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende im Landkreis ist und welche Partner beteiligt sein müssen.

Wesentliche Erkenntnisse aus dem ENP+, auf dessen Basis die Maßnahmenentwicklung beruht

Im Rahmen des Energienutzungsplans wurde eine umfassende Analyse technischer Potenziale erneuerbarer Energien (EE) im Landkreis durchgeführt. Dabei wird deutlich, dass der Landkreis Neustadt a.d. Aisch – Bad Windsheim insbesondere im Bereich Photovoltaik und Windkraft aufgrund seiner topografischen Bedingungen große Potenziale zum weiteren Ausbau EE bietet. Im Rahmen des Energienutzungsplans wurde auch die bestehende Stromnetzinfrastuktur detailliert analysiert. Grundlage hierfür war eine zeitlich hochaufgelöste Simulation von Verbrauchs- und Erzeugungslastgängen. Dabei zeigte sich an einzelnen Umspannwerken, dass aufgrund der bereits heute hohen installierten Leistung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen eine direkte Nutzung der erzeugten Strommengen vor Ort zeitweise nicht mehr möglich ist. In diesen Fällen muss der überschüssige Strom über Hoch- und Höchstspannungsleitungen in benachbarte Regionen abgeführt werden.

Durch die im Energienutzungsplan bis zum Jahr 2040 prognostizierten Transformationsprozesse (Ausbau Elektromobilität, Ausbau Wärmepumpen) wird der Strombedarf künftig stark

steigen. Aus diesem Grund ist ein weiterer Ausbau regionaler erneuerbarer Energien zur Erreichung der Klimaziele zwingend erforderlich. Zur Maximierung der regionalen Wertschöpfung und der bestmöglichen Integration der im Landkreis erzeugten Energiemengen ist eine kluge Strategie in Verbindung mit Speichertechnologien (Batteriespeicher, Elektrolyse) sowie einer möglichst hohen Lastverschiebung (z.B. Laden von Elektroautos, Wärmepumpenbetrieb, o.ä.) zwingend erforderlich und nicht mehr nur der reine Zubau an erneuerbaren Energien anzustreben. Hierfür gilt es, unter Berücksichtigung der geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen, möglichst netz- und systemdienlich vorzugehen, was eine koordinierte Vorgehensweise aller Akteure erfordert.

Aber auch der weitere Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende nimmt weiter an Bedeutung zu und ist elementar für den Anschluss weiterer zentraler und dezentraler Erzeuger sowie Verbraucher. Es gilt somit künftig den idealen Mix aus Investitionen in Anlagen zur Erzeugung EE, Speichertechnologien und Netzinfrastruktur im Verhältnis zu den möglichen Erträgen der regionalen Erzeugung bzw. des Energieexports zu finden. Bei einer koordinierten und vorausschauenden Planung und Umsetzung kann dies sowohl zum Erreichen der Klimaschutzziele als auch zu einer gesteigerten regionalen Wertschöpfung (z.B. durch Gewerbesteuererinnahmen, Beteiligung an Anlagen, etc.) führen.

Als wichtige Maßnahme wird die Verstetigung der für den Energienutzungsplan gegründeten Steuerungsrunde mit Vertretern des Landratsamtes, der Kommunen und der Netzbetreiber gesehen (M9). Hierbei sollte geprüft werden, ob die Steuerungsrunde aus dem ENP um weitere Akteure der regionalen Energiewirtschaft (Projektierer, Biogasanlagenbetreiber, Wärmenetzbetreiber, ...) ergänzt werden könnte.

Zahlreiche Maßnahmen werden künftig durch die einzelnen Netzbetreiber im Landkreis zu erbringen sein, z.B. der koordinierte Ausbau der Netzinfrastruktur in den verschiedenen Spannungsebenen. Hierfür konnten in enger Abstimmung mit der Steuerungsrunde die Maßnahmen (M1- M7) ausgearbeitet werden.

Neben den Netzbetreibern spielen jedoch insbesondere die Kommunen, die Bürgerinnen und Bürger sowie die regionalen Unternehmen eine wesentliche Rolle zur Umsetzung der Klimaschutzziele. Beispielhaft sei hier die Umsetzung von energetischen Sanierungsmaßnahmen an Gebäuden zu nennen. Diese Maßnahmen M9 bis M19 dienen häufig zur Sensibilisierung der jeweiligen Zielgruppe, um die Sinnhaftigkeit zur Umsetzung zu verdeutlichen und Projekte zu initiieren.

Ein wesentlich strategischer Vorteil des Landkreises ist das verlaufende H2-Kernnetz, welches im Oktober 2024 von der BNetzA genehmigt wurde. Wasserstoff könnte daher ein wesentlicher Baustein der künftigen Energiewende im Landkreis darstellen. Aus diesem Grund wurden hierfür separate Maßnahmenvorschläge erarbeitet (M20 und M21).

Die Maßnahmen werden nach folgendem Schemata priorisiert:

- A. In Durchführung, Umsetzung sollte konsequent verfolgt werden
- B. Prüfung/Umsetzung ab Heute
- C. Prüfung/Umsetzung in 1-3 Jahren
- D. Prüfung nach Kapazität und Aktualität

Nachfolgend ist eine Übersicht der Maßnahmen dargestellt. Auf den folgenden Seiten ist für jede Maßnahme ein separater Steckbrief beschrieben.

Titel der Maßnahme	Priorität	Verantwortliche Stakeholder
M1 Ausbau von netzneutraler bzw. netzdienlicher Batteriespeicherkapazität im Mittelspannungsnetz	B	Netzbetreiber, Kommunen, Speicherbetreiber, Projektierer
M2 Anschluss des Landkreises an das Höchstspannungsnetz	A	Netzbetreiber, Landkreis, Kommunen, Projektierer
M3 Prüfung Bau bzw. Erweiterung Umspannwerke und der Hochspannungsnetze	B	Netzbetreiber
M4 Strategische Zielnetzplanung	B	Netzbetreiber
M5 Prüfung und zielgerichteter Ausbau des Niederspannungsnetzes	A	Netzbetreiber
M6 Konzept zum Umgang mit flexiblen Anschlussvereinbarungen und gemeinsamer Netznutzung (Co-Location)	A	Netzbetreiber, Verbände, etc.

M7 „Steuerungskreis Energiewende“ weiter fortführen	B	Landkreis, Kommunen, Netzbetreiber, Projektierer, Anlagenbetreiber, Großabnehmer
M8 Periodische Aktualisierung des Energienutzungsplans Plus	C	Landkreis mit seinen Kommunen / Netzbetreiber
M9 Beratung bei der Erstellung der kommunalen Wärmepläne für die einzelnen Kommunen	A	Landkreis
M10 „Offene“ Kommunikationsstrategie / Beratung	A	Landkreis als Initiator mit Unterstützung durch externe Fachbüros, Netzbetreiber, lokale Unternehmen
M11 Runder Tisch Energieholzpotenziale	C	Landkreis als Initiator, Fachexperten Holzbranche
M12 Runder Tisch Wärmenetze	C	Landratsamt, regionale Wärmenetzbetreiber und Interessenten als Teilnehmer
M13 Energetisch effizienter Betrieb der kommunalen Gebäude und Landkreisliegenschaften	A	Landkreis, Kommunen
M14 Wasserstoffkonzept für den Landkreis Neustadt/Aisch – Bad Windsheim	B	Landkreis als Initiator des H2-Konzepts
M15 Umrüstung der kommunalen Flotte auf Elektromobilität bzw. alternative erneuerbare Antriebe	A	Kommunen, Landkreis
M16 Umrüstung des öffentlichen Personennahverkehrs auf erneuerbare Antriebe	C	Landkreis, Verkehrsbetreiber-gesellschaften
M17 Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur für Elektromobilität	D	Kommunen, Landkreis, Stadtwerke, Ladeverbund+
M18 Aufbau der Infrastruktur für Versorgung des Schwerlastverkehrs mit alternativen Antrieben	C	Landkreis, Kommunen, Netzbetreiber, Elektrolyseurbetreiber
M19 Ansiedelung wasserstoffaffiner Betriebe im Landkreis	C	Landkreis
M20 Landkreisübergreifend: PtG-Machbarkeitsstudie für die Landkreise Neustadt a. d. Aisch –Bad Windsheim und Ansbach	A	Landkreis NEA und AN, Kommunen, Strom- und Gasnetzbetreiber, Stadtwerke, zukünftige Betreiber-gesellschaft des Elektrolyseurs bei Uffenheim und Feuchtwangen, Biogasanlagenbetreiber, Industrie und Gewerbe

M1 Ausbau von netzneutraler bzw. netzdienlicher Batteriespeicherkapazität im Mittelspannungsnetz

Priorität: B

Beschreibung und Ziel

Der Ausbau von Batteriespeichern an Umspannwerken ist ein wesentlicher Baustein zur Unterstützung der Energiewende – insbesondere in Regionen mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien wie Photovoltaik und Windkraft. Batteriespeicher ermöglichen die Zwischenspeicherung von Überschussstrom und können damit einen Beitrag zur Glättung von Lastspitzen, zur Stabilisierung des Stromnetzes sowie zur Erhöhung der Versorgungssicherheit leisten. Außerdem bieten die erzielten Einnahmen aus den Batteriespeichern wirtschaftliche Chancen, die langfristig zu einer stabilen Gestaltung der Netzentgelte beitragen.

Grundsätzlich kann die Betriebsweise von Batteriespeichern in drei Kategorien aufteilt werden. Speicher ohne Vorgaben zur Betriebsweise werden als „**netzbelastend**“ eingestuft. Grundsätzlich darf dabei zu jeder Zeit die volle Leistung ein- oder ausgespeist werden. Speicher, deren Ein- und Ausspeiseleistung zeitlich so begrenzt wird, dass sie das Stromnetz zu keinem Zeitpunkt zusätzlich belasten, werden „**netzneutral**“ eingestuft. Kann die Leistung des Batteriespeichers zur Reduzierung von Netzengpässen oder Netzausbaubedarfen durch Anweisungen des Netzbetreibers aktiv vorgegeben werden, handelt es sich um „**netzdienliche**“ Speicher. Zum aktuellen Zeitpunkt sind jedoch noch diverse regulatorische Fragestellungen offen, die noch auf den übergeordneten Ebenen zu klären sind.

Grundsätzlich ist vor allem der Ausbau netzdienlicher Speicher anzustreben, da diese eine direkte Entlastungswirkung auf die lokale Netzinfrastruktur erzielen können. Jedoch können auch netzneutrale Speicher eine ergänzende Stellung einnehmen, beispielsweise durch Ausführung als sogenannter „Grünstromspeicher“ an erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen. Ebenso sind netzneutrale „Graustromspeicher“ denkbar, deren Bezug und Einspeisung insoweit beschränkt werden, sodass keine bestehende Netzengpässe verstärkt werden.

Ziel dieser Maßnahme ist die konkrete Umsetzung von Speicherprojekten im Mittelspannungsnetz. Zur Erstindikation kann nachfolgende Tabelle genutzt werden, die erste Anhaltspunkte für eine notwendige, netzdienliche Speicherkapazität geben soll. Auf Grundlage der Ergebnisse der Energiesystemmodellierung ist dabei vor allem an den Umspannwerken Bad Windsheim und Diespeck mit größeren Speicherkapazitäten zu rechnen.

	Netzdienliche Speicherkapazität ¹		
	[MWh]		
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Bad Windsheim	100	75	50
Buch	7,5	5	2,5
Diespeck	75	50	25
Markt Bibart	37,5	25	12,5
Niederndorf	7,5	5	2,5
Wallmersbach	37,5	25	12,5

¹Betrachtung mit C-Rate von 0,5

Regulatorische Rahmenbedingungen bei netzdienlichen Batteriespeichern

Gemäß den geltenden Regelungen des Unbundling nach § 6 bzw. § 7 EnWG ist der unmittelbare Betrieb von Batteriespeichern durch Netzbetreiber derzeit nicht zulässig. Speicher gelten energiewirtschaftlich als Bestandteil des wettbewerblichen Sektors und dürfen daher nicht in der Verantwortung des Netzbetreibers liegen – auch dann nicht, wenn sie überwiegend netzdienlich eingesetzt würden.

Nach § 11a EnWG ist es Netzbetreibern jedoch erlaubt, den Betrieb von Energiespeicheranlagen, die im Sinne der Netzstabilität und Versorgungspflichten nach § 11 EnWG agieren, auszuschreiben. Nach § 11b EnWG kann dabei der Betrieb auch temporär vom Netzbetreiber übernommen werden, sofern kein geeigneter Dritter gefunden werden konnte und die Notwendigkeit der Anlage im Sinne der Netzstabilität nachgewiesen wurde.

Aktuell besteht jedoch Bedarf an einer Anpassung der Regulatorik durch den Gesetzgeber, um rechtssichere und praxistaugliche Modelle für den Einsatz durch Dritte in Zusammenarbeit mit Netzbetreibern zu entwickeln. Dabei müssen auch Fragen der Datenverfügbarkeit, Steuerbarkeit und Kommunikation geklärt werden. In diesem Zusammenhang kann die politische Arbeit von den relevanten Akteuren in Gremien aktiv zur Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen beitragen.

Auf Bundesebene wird derzeit intensiv diskutiert, ob und unter welchen Bedingungen eine Lockerung der Unbundling-Vorgaben erfolgen kann, um den Einsatz netzdienlicher Speicher durch Netzbetreiber oder in Kooperation mit diesen zu ermöglichen.

Im Zuge dessen laufen Pilotprojekte, z. B. beim Bayernwerk, das am Standort Wutzldorf bei Cham in Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur erstmals die Ausschreibung eines

netzdienlichen Batteriespeicher durchgeführt hat. Diese und ähnliche Modellversuche liefern wertvolle Erkenntnisse für die rechtlich-technische Ausgestaltung künftiger Einsatzformen. Um bei künftigen Änderungen des regulatorischen Rahmens handlungsfähig zu sein, sollten bereits jetzt technische, organisatorische und rechtliche Voraussetzungen geschaffen werden. Ein zentrales Ziel ist es, frühzeitig skalierbare Modelle für den Einsatz netzdienlicher Speicher zu entwickeln und strukturell vorzubereiten. So kann bei Weiterentwicklungen des regulatorischen Rahmens schnell reagiert und eine führende Rolle bei der praktischen Umsetzung eingenommen werden.

Regulatorischer Hinweis:

Für den Einsatz netzdienlicher Batteriespeicher durch Dritte bestehen derzeit keine standardisierten Verfahren. Sowohl die Definition konkreter Anforderungen an Speicherbetrieb, Steuerbarkeit und Datenzugang als auch die vertragliche Ausgestaltung entsprechender Kooperationsmodelle befindet sich noch in der Entwicklung. Aufgrund der Festlegungsbefugnis der Bundesnetzagentur, die in § 11a Abs. 3 EnWG i. V. m. § 29 EnWG geregelt ist, ist eine enge Abstimmung mit der Bundesnetzagentur zu empfehlen.

Umsetzung

1. Dialog mit Kommunen und relevanten Akteuren:
Durch frühzeitige Kontaktaufnahme im Prozess kann die Ausbauplanung möglichst transparent gehalten werden und mögliche Bedenken frühzeitig geklärt werden.
2. Identifikation geeigneter Standorte:
Untersuchung der Flächen in räumlicher Nähe zu den Umspannwerken
3. Sicherung der Flächen:
Auswahl und rechtliche Sicherung der Standorte
4. Genehmigungsverfahren:
Einreichung eines Genehmigungsantrags
5. Planung und Bau:
Ausarbeitung einer technischen Detailplanung sowie Ausschreibung und Vergabe der Bauarbeiten
6. Inbetriebnahme und Monitoring:
Integration des Batteriespeichers und kontinuierliches Monitoring, um eine optimale Ausnutzung des Batteriespeichers zu gewährleisten und Erkenntnisse und Erfahrungen zu sammeln

Zeitraum:	fortlaufend parallel zum Ausbau erneuerbarer Energien
Verantwortliche Stakeholder:	Netzbetreiber, Kommune, Speicherbetreiber, Projektierer
Betroffene Akteure:	Netzbetreiber, Kommune, Speicherbetreiber, Projektierer
Kosten:	individuell, je nach Größe des Batteriespeichers

M2 Anschluss des Landkreises an das Höchstspannungsnetz

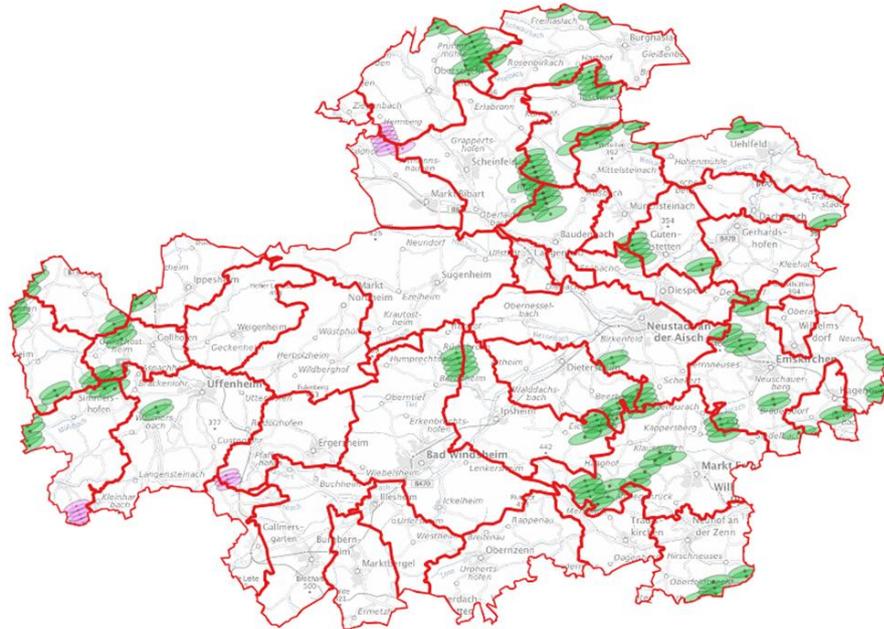
Priorität: A

Beschreibung und Ziel

Hinweis:

Die Sicherstellung einer ausreichenden Übertragungsfähigkeit zwischen den Netzebenen – insbesondere zwischen Hoch- und Mittelspannung - sowie die bedarfsgerechte Dimensionierung und Erweiterung von Umspannwerken zählt gemäß § 11 und 12 EnWG zu den gesetzlichen Pflichten der Netzbetreiber. Sie sind verpflichtet, ihr Netz sicher, zuverlässig und bedarfsgerecht zu betreiben sowie bei steigendem Bedarf zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Ergänzend dazu sind Verteilnetzbetreiber gemäß § 14d EnWG verpflichtet, alle zwei Jahre einen Netzausbauplan (NAP) vorzulegen, der auf einem Regionalszenario basiert und die mittel- und langfristige Entwicklung des Netzes abbildet. Dieser Plan muss auch den Umsetzungsstand geplanter Maßnahmen enthalten, einschließlich Genehmigungsstatus, Kostenschätzung und zeitlicher Einordnung. Auf übergeordneter Ebene erfolgt die strategische Planung des Stromnetzausbaus durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom (NEP). Dieser konzentriert sich auf die Höchstspannungsebene und bildet die Grundlage für den bundesweiten Netzausbau. Die Fortschritte der Maßnahmen werden regelmäßig im Rahmen von Monitoringberichten durch die Bundesnetzagentur dokumentiert und veröffentlicht. Unabhängig von den gesetzlichen Vorgaben zu NAP und NEP wird empfohlen, dass Netzbetreiber ihre Ausbauaktivitäten und Planungsprozesse auch gegenüber der Öffentlichkeit transparent und verständlich kommunizieren.

Aufgrund der Windkraftpotentiale im Landkreis, ist ein eigener Anschluss an das Höchstspannungsnetz des Landkreises zu prüfen. Durch die direkte Anbindung können deutlich höhere Anschlusskapazitäten ermöglicht und größere Mengen an erneuerbaren Energien aus dem Landkreis exportiert werden. Von den Energieexporten können Kommunen sowie Bürgerinnen und Bürger durch Beteiligung an der Erzeugung profitieren, umgekehrt muss auch die Akzeptanz gegenüber der nötigen Infrastruktur gegeben sein, sowie Flächen für neue Trassen und Umspannwerke zur Verfügung gestellt werden. Seitens der Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber ist bei der Standortwahl zu berücksichtigen, dass ein ausreichender Abstand zu Wohngebäuden eingehalten wird und die anliegenden Kommunen ausreichend in der Flächensuche beteiligt werden. Darüber hinaus sind diverse Umweltaspekte einzuhalten bzw. zu prüfen.



Im Bereich der Höchstspannungsebene werden bereits Maßnahmen umgesetzt, die neue Kapazitäten im Landkreis schaffen. Das umfasst u.a. den geplanten Netzkuppler im Bereich Uffenheim/Wallmersbach (vgl. Netzentwicklungsplan, TenneT-P481 und Netzausbauplan N-ERGIE, M831). Die Inbetriebnahme des Netzkupplers wird voraussichtlich im Jahr 2037 stattfinden. Gleichzeitig soll dort durch die Leitung Großkrotzenburg – Raitersaich von 220kV auf 380 kV verstärkt werden (vgl. Netzentwicklungsplan, TenneT-P481).

Zusätzlich wird im Bereich Markt Bibart der Neubau einer weiteren Netzkuppelstelle angestrebt (siehe Netzentwicklungsplan, TenneT-P342), der ebenso eine zentrale Rolle für die überregionale Versorgung spielt. Genauere Details liegen derzeit noch nicht vor.

Umsetzung

1. Prüfung der Machbarkeit
technische und wirtschaftliche Analyse eines Anschlusses an das Höchstspannungsnetz unter Berücksichtigung der aktuellen und der zu erwartbaren Netzsituation, dem Bedarf an zusätzlicher Transportkapazität und potenzieller Vorteile für den Landkreis
2. Abstimmung mit dem Höchstspannungsnetzbetreiber:
Bei positivem Ergebnis der Machbarkeitsprüfung können weitere Schritte mit dem Höchstspannungsnetzbetreiber abgestimmt werden.
3. Festlegung des Standortes:
Zusammen mit dem Betreiber des Höchstspannungsnetzes kann ein konkreter Standort für den Anschluss eruiert werden.
4. Planung und Genehmigung:
technische Detailplanung
5. Umsetzung und Inbetriebnahme
direkte Integration des Landkreises in das Höchstspannungsnetz
6. Monitoring
kontinuierliche Überwachung

Zeitraum:	mittelfristig
Verantwortliche Stakeholder:	Netzbetreiber, Landkreis, Kommunen, Projektierer
Betroffene Akteure:	Netzbetreiber, Landkreis, Kommunen, Projektierer
Kosten:	Hochinvestiv. Im Rahmen des Konzepts nicht zu beziffern

M3 Prüfung Bau bzw. Erweiterung Umspannwerke und der Hochspannungsnetze

Priorität: **B**

Beschreibung und Ziel

Hinweis:

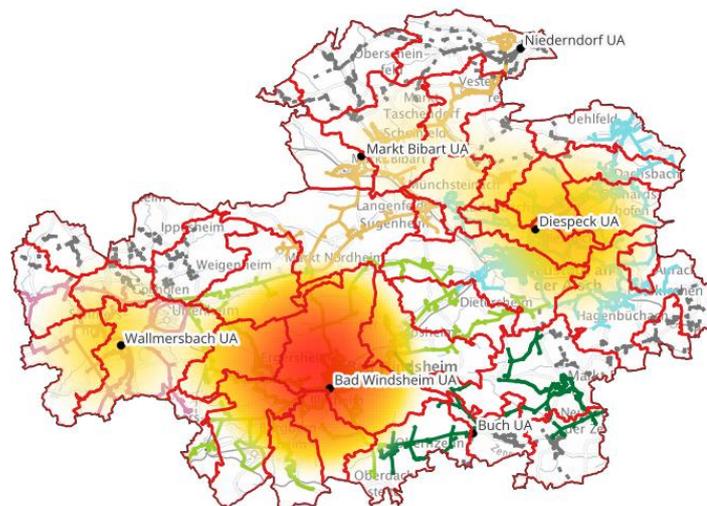
Die Sicherstellung einer ausreichenden Übertragungsfähigkeit zwischen den Netzebenen – insbesondere zwischen Hoch- und Mittelspannung – sowie die bedarfsgerechte Dimensionierung und Erweiterung von Umspannwerken zählt gemäß § 11 und 12 EnWG zu den gesetzlichen Pflichten der Netzbetreiber. Sie sind verpflichtet, ihr Netz sicher, zuverlässig und bedarfsgerecht zu betreiben sowie bei steigendem Bedarf zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Ergänzend dazu sind Verteilnetzbetreiber gemäß § 14d EnWG verpflichtet, alle zwei Jahre einen Netzausbauplan (NAP) vorzulegen, der auf einem Regionalszenario basiert und die mittel- und langfristige Entwicklung des Netzes abbildet. Dieser Plan muss auch den Umsetzungsstand geplanter Maßnahmen enthalten, einschließlich Genehmigungsstatus, Kostenschätzung und zeitlicher Einordnung. Auf übergeordneter Ebene erfolgt die strategische Planung des Stromnetzausbaus durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom (NEP). Dieser konzentriert sich auf die Höchstspannungsebene und bildet die Grundlage für den bundesweiten Netzausbau. Die Fortschritte der Maßnahmen werden regelmäßig im Rahmen von Monitoringberichten durch die Bundesnetzagentur dokumentiert und veröffentlicht. Unabhängig von den gesetzlichen Vorgaben zu NAP und NEP wird empfohlen, dass Netzbetreiber ihre Ausbauaktivitäten und Planungsprozesse auch gegenüber der Öffentlichkeit transparent und verständlich kommunizieren.

In Anlehnung an die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung für das Zieljahr 2040 lässt sich aufgrund des Photovoltaikzubaues ein gesteigerter Bedarf an Übertragungsfähigkeit zwischen Mittel- und Hochspannung ableiten. Um die Abregelung von erneuerbarem Strom zu vermindern, ist es notwendig, bestehende Umspannwerke zu erweitern bzw. zu überbauen oder alternativ neue Umspannwerke zu errichten.

Erste Berechnungen hinsichtlich Zubauleistungen von Transformatoren, die notwendig sind, damit keine Abregelung aufgrund von Vollausslastung der Umspannwerke stattfinden muss, wurden im Energienutzungsplan durchgeführt. Aus der untenstehenden Tabelle lässt sich anhand der Spitzenleistung der Rückspeisung der Stufe Zubau Erneuerbarer Energien, Batteriespeicher und Netzdienlichkeit der notwendige Zubau je Umspannwerk ableiten. Vor allem an den Umspannwerken Bad Windsheim, Diespeck, Markt Bibart und Wallmersbach wird die installierte Trafoleistung stark überschritten.

	Installierte Trafoleistung [MVA]	Spitzenleistung Rückspeisung [MW]		
		Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Bad Windsheim	80	203	162	116
Buch	88	60	59	53
Diespeck	80	165	133	99
Markt Bibart	88	150	115	90
Niederndorf	80 (zuk. 150)	55	52	48
Wallmersbach	80	138	116	82

Zusätzlich zur Tabelle kann nachfolgende Abbildung zur Standortfindung neuer Umspannwerke beitragen, sofern der Ausbau der bestehenden Umspannwerke nicht möglich ist. In dieser werden die prognostizierten Spitzen der abgeregelten Leistung des Mittelwegs zusammen mit den Standorten der Umspannwerke als Heatmap dargestellt. In den gefärbten Bereichen eignet sich aus der Sicht der auftretenden Spitzen der abgeregelten Leistung der Neubau von Umspannwerken besonders gut. Zur Dimensionierung der neuen Umspannwerke kann die Überlastung der umgebenen Umspannwerke herangezogen und aufsummiert werden.



Umsetzung

1. Analyse der aktuellen und zukünftigen Netzsituation
2. Priorisierung nach Bedarf
3. Standortsicherung und Flächensicherung
4. Ausplanung und Genehmigungsverfahren
5. Umsetzung des Neu- bzw. Ausbaus
6. Inbetriebnahme und Monitoring

Zeitraum:	sofort
Verantwortliche Stakeholder:	Netzbetreiber
Betroffene Akteure:	Netzbetreiber
Kosten:	hochinvestiv, abhängig vom Umfang der Maßnahmen

M4 Strategische Zielnetzplanung

Priorität: **B**

Beschreibung und Ziel

Hinweis:

Die Sicherstellung einer ausreichenden Übertragungsfähigkeit zwischen den Netzebenen – insbesondere zwischen Hoch- und Mittelspannung – sowie die bedarfsgerechte Dimensionierung und Erweiterung von Umspannwerken zählt gemäß § 11 und 12 EnWG zu den gesetzlichen Pflichten der Netzbetreiber. Sie sind verpflichtet, ihr Netz sicher, zuverlässig und bedarfsgerecht zu betreiben sowie bei steigendem Bedarf zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Ergänzend dazu sind Verteilnetzbetreiber gemäß § 14d EnWG verpflichtet, alle zwei Jahre einen Netzausbauplan (NAP) vorzulegen, der auf einem Regionalszenario basiert und die mittel- und langfristige Entwicklung des Netzes abbildet. Dieser Plan muss auch den Umsetzungsstand geplanter Maßnahmen enthalten, einschließlich Genehmigungsstatus, Kostenschätzung und zeitlicher Einordnung. Auf übergeordneter Ebene erfolgt die strategische Planung des Stromnetzausbaus durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom (NEP). Dieser konzentriert sich auf die Höchstspannungsebene und bildet die Grundlage für den bundesweiten Netzausbau. Die Fortschritte der Maßnahmen werden regelmäßig im Rahmen von Monitoringberichten durch die Bundesnetzagentur dokumentiert und veröffentlicht. Unabhängig von den gesetzlichen Vorgaben zu NAP und NEP wird empfohlen, dass Netzbetreiber ihre Ausbauaktivitäten und Planungsprozesse auch gegenüber der Öffentlichkeit transparent und verständlich kommunizieren.

Neben der Hochspannungsebene und der Umspannung zwischen Hoch- und Mittelspannung ist auch eine vorausschauende Planung in der Mittelspannung essenziell. Gerade kleinere Verteilnetzbetreiber stehen vor der Herausforderung, steigende Lasten durch Wärmepumpen, Elektromobilität und dezentrale Erzeugung effizient zu integrieren. Die Zielnetzplanung bietet hier einen strukturierten Ansatz, um frühzeitig Engpässe zu erkennen, Ausbauvarianten zu bewerten und Investitionen planbar zu machen.

Anhand der untersuchten Szenarien und der erzeugten Ergebnisse sind die jeweiligen Netze und deren Betriebsmittel im Untersuchungsgebiet mittels strategische Zielnetzplanung zu untersuchen und notwendige Maßnahmen für den Ausbau der Mittelspannungsnetze zu erarbeiten und anhand der Wirtschaftlichkeit zu bewerten. Um eine möglichst koordinierte und effiziente Netzentwicklung sicherzustellen, sind die Ausbaumaßnahmen im übergeordneten Netzausbauplan (NAP) bei der Zielnetzplanung systematisch zu berücksichtigen. Somit können die unterschiedlichen Netzbetreiber und Netzebenen auf ein gemeinsames Zielbild möglichst kosteneffizient aufeinander ausgerichtet werden und sukzessiver Netzausbau vermieden werden, um die Netzentgelte möglichst gering zu halten.

Vorausschauende Investitionen auf Basis der Zielnetzplanung eröffnen zudem die Chance, Synergien mit bereits geplanten Infrastrukturmaßnahmen zu nutzen und so weitere Kosten-

potenziale zu heben. Darüber hinaus schafft die Zielnetzplanung eine hohe Investitionssicherheit und leistet einen wesentlichen Beitrag zur langfristigen Sicherstellung der Versorgungsqualität im Verteilnetz.

Beispielhafte Maßnahmen:

- Umsetzung von §14a EnWG und Realisierung von Flexibilitätsoptionen
- Netzertüchtigungs- oder Netzstrukturmaßnahmen
- Kompensationsmaßnahmen
- Zubeseilung freier Traversen
- Freileitungsmonitoring

Umsetzung

1. Bestandsaufnahme des Mittelspannungsnetzes
2. Prognose der zukünftigen Belastung
3. Entwicklung und Bewertung von Zielnetzvarianten
4. Ableitung eines Umsetzungsplans

Zeitraum:	fortlaufend nach ENP
Verantwortliche Stakeholder:	Netzbetreiber
Betroffene Akteure:	Netzbetreiber
Kosten:	individuell

M5 Prüfung und zielgerichteter Ausbau des Niederspannungsnetzes

Priorität: A

Beschreibung und Ziel

Hinweis:

Die Sicherstellung einer ausreichenden Übertragungsfähigkeit zwischen den Netzebenen – insbesondere zwischen Hoch- und Mittelspannung – sowie die bedarfsgerechte Dimensionierung und Erweiterung von Umspannwerken zählt gemäß § 11 und 12 EnWG zu den gesetzlichen Pflichten der Netzbetreiber. Sie sind verpflichtet, ihr Netz sicher, zuverlässig und bedarfsgerecht zu betreiben sowie bei steigendem Bedarf zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Ergänzend dazu sind Verteilnetzbetreiber gemäß § 14d EnWG verpflichtet, alle zwei Jahre einen Netzausbauplan (NAP) vorzulegen, der auf einem Regionalszenario basiert und die mittel- und langfristige Entwicklung des Netzes abbildet. Dieser Plan muss auch den Umsetzungsstand geplanter Maßnahmen enthalten, einschließlich Genehmigungsstatus, Kostenschätzung und zeitlicher Einordnung. Auf übergeordneter Ebene erfolgt die strategische Planung des Stromnetzausbaus durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom (NEP). Dieser konzentriert sich auf die Höchstspannungsebene und bildet die Grundlage für den bundesweiten Netzausbau. Die Fortschritte der Maßnahmen werden regelmäßig im Rahmen von Monitoringberichten durch die Bundesnetzagentur dokumentiert und veröffentlicht. Unabhängig von den gesetzlichen Vorgaben zu NAP und NEP wird empfohlen, dass Netzbetreiber ihre Ausbauaktivitäten und Planungsprozesse auch gegenüber der Öffentlichkeit transparent und verständlich kommunizieren.

Sowohl auf der Verbraucherseite (durch die zunehmende Nutzung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen) als auch auf der Erzeugerseite (durch den stetig wachsenden Ausbau dezentraler Photovoltaikanlagen) entstehen erhebliche Belastungen für das Niederspannungsnetz. Obwohl im Rahmen des Energienutzungsplans keine Analyse des Niederspannungsnetzes stattgefunden hat, ist aufgrund dieser Entwicklungen dennoch davon auszugehen, dass die bestehenden Betriebsmittel im Niederspannungsnetz für die zukünftigen Anforderungen nicht ausgelegt sind und erweitert/ ausgebaut bzw. steuerbar werden müssen. Ein zentrales Element für Steuerbarkeit ist die Messbarkeit. Nur wenn die Netzzustände transparent und nachvollziehbar sind, können gezielte Maßnahmen zur Senkung der Netzauslastung umgesetzt werden. Netzmonitoring kann die frühzeitige Erkennung netzrelevanter Entwicklungen unterstützen und trägt damit zur Sicherung der Systemverfügbarkeit bei – insbesondere in Regionen mit hoher industrieller Last. Ein Beispiel für eine gemeindescharfe Auswertung stellt der EnergieMonitor des Bayernwerks dar. Auch wenn er keine direkte Netzüberwachung darstellt, liefert er Hinweise auf regionale Entwicklungen zu Verbrauch und Erzeugung, die für die Netzplanung und -bewertung relevant sein können.

Dementsprechend ist neben der Hoch- und Mittelspannung ebenso der Ausbau der Niederspannungsebene anzustreben. Dessen Zustand ist zu prüfen und notwendige Ausbaumaßnahmen sind zu definieren und umzusetzen. Hier ist die Steuerbarkeit im Netz der Endverbraucher durch die Nachrüstung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG

zu erhöhen. Erschwerend für den notwendigen Ausbau steht die aktuelle Netzentgeltsystematik gegenüber. Eine durch den Zubau erneuerbarer Stromerzeuger aktuell eher noch geringer werdenden Abnahmemenge (durch Stromeigennutzung) führt zu geringeren Erlösen aus Netzentgelten. Gleichzeitig erhöht sich die Auslastung der Netze. Dies führt zu spezifisch höheren Netzentgelten.

Beispielhafte Maßnahmen:

- Netzertüchtigungsmaßnahmen
- Austausch der Ortsnetztransformatoren gegen regelbare Ortsnetztransformatoren
- Digitalisierung und Netzüberwachung als Grundlage für die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG

Umsetzung

1. Analyse der Netzkapazitäten
2. Identifikation von Engpässen
3. Ableitung von Maßnahmen
4. Umsetzung
5. Monitoring

Zeitraum:	sofort
Verantwortliche Stakeholder:	Netzbetreiber
Betroffene Akteure:	Netzbetreiber
Kosten:	können im Rahmen dieses Konzepts nicht beziffert werden

M6 Konzept zum Umgang mit flexiblen Anschlussvereinbarungen und gemeinsamer Netznutzung (Co-Location)

Priorität: A

Beschreibung und Ziel / Umsetzung

Durch die Gesetzesnovellen im Februar 2025 ergeben sich neue Möglichkeiten für den Anschluss von Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie steuerbarer Lasten. Gemäß § 17 Abs. 2b EnWG (betrifft v.a. Stromspeicher) sowie § 8a EEG 2023 (betrifft v.a. EE-Einspeiseanlagen) können Netzanschlusspunkte künftig überbaut werden, sofern sogenannte flexible Netzanschlussvereinbarungen mit dem Netzbetreiber geschlossen werden. Zudem erlaubt § 8 EEG 2023 die gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten für mehrere Anlagen (sogenanntes Cable-Pooling bzw. Co-Location).

Seitens der Netzbetreiber kann folglich geprüft werden, ob flexible Netzanschlussvereinbarungen nach § 17 Abs. 2b EnWG als Option angeboten werden sollen. Falls gewünscht, können dafür erste Konzepte und Rahmenbedingungen je Anlagenart- und -kombination ausgearbeitet werden. Allerdings besteht eine aktive Pflicht zur Prüfung flexibler Netzanschlussvereinbarungen nach § 8a Abs. 3 EEG durch den Netzbetreiber. Diese Pflicht greift, sofern eine geplante EE-Anlage einen weiter entfernten Netzanschlusspunkt bekommen würde. Der Netzbetreiber muss in diesem Fall prüfen, ob ein Anschluss an den nahegelegenen Netzanschlusspunkt durch den Abschluss flexibler Netzanschlussvereinbarungen möglich wäre. Ebenso soll der Umgang mit dem Zubau weiterer Co-Location-Anlagen systematisch bewertet und vorbereitet werden.

Um die neuen gesetzlichen Möglichkeiten aus den Novellen des EnWG und EEG effektiv und praxisnah umzusetzen, ist eine frühzeitige und koordinierte Entwicklung von Konzepten und Standards erforderlich. Insbesondere die großen Netzbetreiber im Gebiet sammeln bereits erste Erfahrungen und bringen wertvolle Impulse in die Praxis ein. Aufbauend darauf können sie ihre Leitfunktion weiter stärken und die Entwicklung sowie Umsetzung flexibler Netzanschlussvereinbarungen und Co-Location-Modelle aktiv mitgestalten.

Regulatorischer Hinweis:

Die Bundesnetzagentur kann gemäß § 17 Abs. 2b EnWG i. V. m. § 29 EnWG durch Festlegungen nähere Vorgaben zur Ausgestaltung flexibler Netzanschlussvereinbarungen erlassen. Diese Vorgaben sind bei der Entwicklung und Anwendung entsprechender Konzepte zu berücksichtigen. Zudem können sich hieraus Auswirkungen auf bereits geplante Anlagen oder Anlagenkonzepte ergeben.

Hinweis:

Aufgrund der aktuell nicht abschließend geregelten Rechtslage ist eine enge Abstimmung mit juristischen Fachstellen dringend zu empfehlen.

Zeitraum:	sofort
Verantwortliche Stakeholder:	Netzbetreiber, Verbände, etc.
Betroffene Akteure:	Netzbetreiber, Energieversorger, Speicherbetreiber, Projektierer, Kooperationsgemeinschaft, Industrie
Kosten:	Gering-Mittel

M7 „Steuerungskreis Energiewende“ weiter fortführen		Priorität: B
<p>Beschreibung und Ziel</p> <p>Die regelmäßige und offene Abstimmung aller relevanten Akteure spielt eine entscheidende Rolle bei der Umsetzung lokaler Projekte und Initiativen im zunehmend komplexeren Themenfeld der Energiewende. Die im Energienutzungsplan gegründete Steuerungsrunde mit Vertretern des Landratsamtes, der Kommunen und den Netzbetreibern hat sich hierbei bewährt. Diese Steuerungsrunde soll in Abstimmung mit allen Akteuren dauerhaft verstetigt werden. Insbesondere der offene und ehrliche Erfahrungsaustausch und Austausch verschiedener Meinungen und Ansichten wird von allen Teilnehmern sehr geschätzt.</p> <p>Bei einzelnen Fragestellungen soll die Steuerungsrunde dann gezielt um weitere relevante Akteure ergänzt werden, beispielsweise:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Anlagenbetreiber Biogas - Projektierer Windkraft - Fachexperten Wasserstoffbranche - Unternehmen 		
Zeitraum:	sofort	
Verantwortliche Stakeholder:	Landkreis, Kommunen, Netzbetreiber, Projektierer, Anlagenbetreiber, Großabnehmer	
Zielgruppe/Betroffene Akteure:	Landkreis, Kommunen, Netzbetreiber, Projektierer, Anlagenbetreiber, Großabnehmer	
Kosten:	gering	

M8 Periodische Aktualisierung des Energienutzungsplans Plus

Priorität: C

Beschreibung und Ziel

Der Energienutzungsplan mit seiner georeferenzierten Ist- und Potenzialanalyse bietet eine fachlich fundierte Basis zur Ableitung von technisch und wirtschaftlich sinnvollen Maßnahmen zur strukturierten Umsetzung der Energiewende. Zudem liefert der Energienutzungsplan wertvolle Informationen über den aktuellen und zukünftigen Energieverbrauch sowie die potenzielle Entwicklung von dezentraler Energieerzeugung, wie beispielsweise durch Photovoltaik oder der Windkraft.

Die Erkenntnisse über beispielsweise die Engpässe, die sich aus der Analyse des Mittelspannungsnetzes und des digitalen Zwillings des Landkreises ergeben, sollen mit in den Netzausbauplan, der jährlich aktualisiert wird, aufgenommen werden. Weiterhin sollte auch für die weitere Planung der HS-Ebene das gesamte zu erwartende Zubaupotenzial berücksichtigt werden, um ggf. Netzausbaumaßnahmen oder den Neubau von Betriebsmitteln frühestmöglich koordinieren zu können. Damit soll gewährleistet werden, die prognostizierten Veränderungen und deren Auswirkungen aufzunehmen und frühzeitig Maßnahmen für die Netzstabilität zu ergreifen sowie die Anschlusskapazitäten soweit möglich aufrecht zu erhalten.

Aufgrund der zeitlich rasanten Entwicklung von gesetzlichen, regulatorischen und technischen Änderungen, wird eine periodische Aktualisierung des Energienutzungsplans empfohlen (mindestens alle 3 Jahre). Dies ermöglicht eine transparente Evaluierung des Pfades, womit ein kontrolliertes Prozessmanagement erreicht und auf Abweichungen rechtzeitig reagiert werden kann. Die Erkenntnisse aus den Aktualisierungen können dann als Unterstützung für die Entwicklung der Netzausbaupläne der Netzbetreiber herangezogen werden. Hierfür sollten bestimmte Indikatoren kontinuierlich bestimmt und überwacht werden. Nur so lassen sich flankierende Maßnahmen für die Erreichung der Ziele der Energiewende kennzahlenbasiert ableiten und ergreifen.

Die folgende Auflistung von Kennzahlen dient als Inspiration für den Aufbau eines Controlling-Systems:

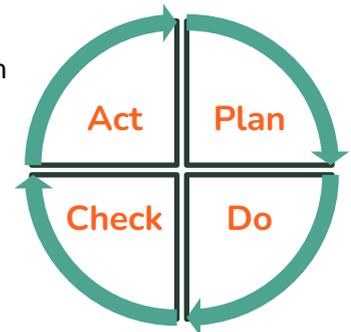
- Anteil erneuerbarer Energien im Landkreis in kWh pro Jahr und in % am Verbrauch
- Anzahl öffentliche Ladepunkte
- Anzahl Smart Meter
- Anteil Verbrauch mit dynamischen Stromtarifen in %
- kumulierte Kapazität Batteriespeicher in MWh
- PV- und Windzubau-Rate (inkl. Leistung) in MW/a
- Zulassungszahlen E-Mobilität
- Abgeregelte Energiemenge nach §14a EnWG in kWh
- Ausgewiesene Flächen für Betriebsmittel und EE-Ausbau in ha

Ergänzend sollte der Landkreis den Aufbau eines Monitorings zur Erreichung der bayernweiten Klimaschutzziele im Landkreis (Bsp.: CO2-Bilanz nach BSKO) erstellen.

Umsetzung

Dreijährige Aktualisierung mit Förderung über das StMWi

- Plan: Maßnahmen beschließen
- Do: Maßnahmen ausführen
- Check: Evaluierung mittels aktualisiertem Energienutzungsplan
- Act: Angepasste Maßnahmen weiterführen



Zeitraum:	Periodische Aktualisierung (z. B. alle zwei - drei Jahre)
Verantwortliche Stakeholder:	Landkreis mit seinen Kommunen / Netzbetreiber
Zielgruppe/Betroffene Akteure:	Landkreis / Kommunen / Netzbetreiber
Kosten:	ca. 50.000 - 70.000 Euro je Aktualisierung, abzgl. möglicher Förderungen

<h2 style="margin: 0;">M9 Beratung bei der Erstellung der kommunalen Wärmepläne für die einzelnen Kommunen</h2>		Priorität: A
<p>Beschreibung und Ziel</p> <p>Die kommunale Wärmeplanung (kWP) ist ein Planungsinstrument zur Realisierung klimaneutraler Wärmeversorgung auf kommunaler Ebene. Der Wärmeplan soll Bürgerinnen und Bürgern auf Basis einer neutralen und ergebnisoffenen Analyse eine Orientierung bei der Auswahl der künftigen Heizungstechnologie geben. Hierbei geht es insbesondere um die langfristige Umstellung dezentraler fossiler Heizsysteme auf eine umwelt- und klimafreundliche Wärmeversorgung.</p> <p>Im Rahmen des Energienutzungsplans wurde ein gebäudescharfes Wärmekataster für alle Kommunen im Landkreis ausgearbeitet. Dieses kann als Basis, der per Wärmeplanungsgesetz verpflichtenden Erarbeitung eines Wärmeplans durch die einzelnen Kommunen herangezogen werden. Um die Erstellung der Wärmepläne für die Kommunen im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim zu vereinfachen, wird eine Beratung auf Landkreisebene empfohlen. Dies wurde bereits während der Ausarbeitung des Energienutzungsplans umgesetzt. Die Kommunen können sich bei Fragen an das Sachgebiet Kreisentwicklung – Energie und Klima wenden.</p>		
Zeitraum:	bis Juni 2028 müssen per Wärmeplanungsgesetz alle Kommunen in Deutschland eine Wärmeplanung ausgearbeitet haben	
Verantwortliche Stakeholder:	Landratsamt	
Zielgruppe/Betroffene Akteure:	Kommunen	
Kosten:	Personalkosten im LRA für beratende Tätigkeiten	

M10 „Offene“ Kommunikationsstrategie / Beratung

Priorität: A

Beschreibung und Ziel

Im Rahmen der Energiewende und der Digitalisierung der Energieversorgung spielt die Aufklärung der Bevölkerung und Unternehmen eine zentrale Rolle. Neben den rein technischen Aspekten wird ebenso eine breite Akzeptanz und ein entsprechendes Verständnis in der Bevölkerung benötigt. Durch gezielte Informationskampagnen soll der Nutzen und die Funktionsweise diverser energietechnischer Systeme und Regulatorik aufgezeigt und erklärt werden und damit zu einer aktiven Teilnahme der Bevölkerung angeregt werden. Die Akzeptanzsteigerung und der Wissenstransfer ist dabei über verschiedene Kanäle und Formate möglich. Es wird empfohlen, Beratungsangebote im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim regelmäßig und gezielt über Printmedien, Homepage und soziale Medien zu bewerben und auf regelmäßigen Infoveranstaltungen mit Hinweisen zu laufenden Förderprogrammen öffentlichkeitswirksam zu präsentieren.

Ein besonderer Fokus soll dabei auf einer transparenten und sachlich fundierten Kommunikation liegen – sowohl in Richtung der Bürgerinnen und Bürger als auch seitens der Netzbetreiber. Die Bevölkerung soll nachvollziehen können, warum bestimmte technische Maßnahmen wie z. B. Abregelungen notwendig sind oder wie sich regulatorische Entwicklungen auf Energiepreise auswirken. Der im Zuge der Energiewende notwendige Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze sorgt für hohe Investitionskosten bei den Netzbetreibern, die wiederum zu steigenden Netzentgelten führen. Damit entsteht eine direkte Auswirkung auf die Strompreise auf Verbraucherseite.

Gleichzeitig sollten Netzbetreiber ihre eigenen Planungs- und Ausbauprozesse, etwa im Rahmen des Netzausbauplans (§14d EnWG) oder des Netzentwicklungsplans Strom, verständlich darstellen und erläutern, warum bestimmte Maßnahmen Zeit benötigen oder mit hohen Kosten verbunden sind. Diese Kommunikation ist von zentraler Bedeutung für die Akzeptanz der Energiewende. Netzbetreiber stehen zunehmend im Fokus öffentlicher Diskussionen, wenn es beispielsweise um die Trassenführung neuer Leitungen oder dem Bau von Umspannwerken geht. Gerade bei solchen Infrastrukturmaßnahmen ist eine frühzeitige, offene und verständliche Kommunikation entscheidend. Dadurch wird Vertrauen geschaffen und dabei geholfen, die technischen Notwendigkeiten nachvollziehbar zu machen – etwa warum bestimmte Netzabschnitte priorisiert werden, welche Genehmigungsprozesse durchlaufen werden müssen oder wie sich technische Anforderungen und wirtschaftliche Rahmenbedingungen auf Zeitpläne und Kosten auswirken. Diese beidseitige Transparenz soll das Vertrauen und die Transparenz für die notwendigen Veränderungen im Energiesystem stärken.

Beispielhafte Inhalte von Informationsveranstaltungen:

Heimspeicher

Smart Metering

dynamische Stromtarife
 Batteriespeicher / Elektrolyseur / Netzausbau
 EE-Anlagen (Windkraft / PV- (Dach- / Balkon-) Anlagen
 Regulatorik zu steigendem CO2-Preis – Warum eine Öl oder Gasheizung langfristig teuer wird
 Aufbau von Gebäudenetzen – Nachbarschaftliche Wärmeversorgung
 Workshops mit Fachhandwerkern (z.B. Wartung Fensterelemente, Errichtung von Balkonso-laranlagen)

Die Kommunen im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim bieten ihren Bürgern die Möglichkeit zur Inanspruchnahme einer Energieberatung mit regionalen Energieberatern an (<https://www.kreis-nea.de/region-wirtschaft/fachbereiche-energie-und-klima/beratung-und-infos>). Das Angebot wird in Zusammenarbeit mit dem VerbraucherService Bayern im KDFB e.V. bereitgestellt. Die bestehende Kooperation sollte fortgeführt werden. In der Energieberatung können den Bürgerinnen und Bürgern gezielte Informationen in Bezug auf Sanierung und Optimierungsmaßnahmen an Gebäude und Heizinfrastruktur in Verbindung mit einer Fördermittelberatung an die Hand gegeben werden. Auch das bestehende Solar- und Gründachkataster im Landkreis sollte Baustein der Beratungen sein und die Möglichkeiten hinsichtlich Stromeigennutzung, Solarthermie und Wärmepumpen aufzeigen.

Zeitraum:	sofort
Verantwortliche Stakeholder:	Landkreis als Initiator mit Unterstützung durch externe Fachbüros, Netzbetreiber, lokale Unternehmen
Zielgruppe/Betroffene Akteure:	Bürger, Unternehmen
Kosten:	geringinvestiv

M11 Runder Tisch Energieholzpotenziale		Priorität: C
<p>Beschreibung und Ziel</p> <p>Ein zentraler Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität ist der Wärmesektor. Die Ergebnisse der Ist-Analyse im Energienutzungsplan zeigen, dass rund 53% des gesamten Endenergiebedarfs (Wärme, Strom, Mobilität) im Jahr 2023 dem Wärmesektor zuzuordnen sind. Zum Erreichen der Klimaneutralität im Wärmesektor wird es eine Vielzahl an Ansätzen erfordern. Die Transformationsstrategien für die Wärmeversorgung müssen daher alle wesentlichen Technologien berücksichtigen, um auf Basis der lokalen Gegebenheiten und Netztopologien die besten Lösungen zu finden.</p> <p>Ein wichtiger, aber auch zu schonender Energieträger für die regenerative Wärmeversorgung, ist hierbei das Energieholz in Form von z.B. Hackschnitzeln, Pellets, Scheitholz. Im Rahmen des Energienutzungsplans hat daher eine Abstimmung mit allen relevanten Akteuren hinsichtlich realistischer Ausbaupotenziale der Energieholznutzung im Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim stattgefunden. Die Fachexperten sehen noch Möglichkeiten zur verstärkten Energieholznutzung, die jedoch insbesondere in der mittel- bis langfristigen Perspektive, mit Vorsicht zu betrachten sind. Durch Kalamitäten in den Wäldern werden voraussichtlich in den nächsten Jahren weiterhin hohe Potenziale an Energieholz vorhanden sein. Energieversorgungslösungen auf Basis von Energieholz werden jedoch auf einen Zeithorizont von mindestens 20-30 Jahre dimensioniert. Die derzeit vorhandenen Potenziale werden jedoch in 20 Jahren vermutlich nicht mehr verfügbar sein. Dies ist bei der Planung von weiteren Wärmeversorgungsstrategien auf Basis von Energieholz unbedingt zu berücksichtigen.</p> <p>Umsetzung</p> <p>Es wird empfohlen, einen „Runden Tisch Energieholzpotenziale“ z. B. einmal jährlich zu initiieren, bei dem eine realistische Einschätzung der regionalen Energieholznutzung im Landkreis diskutiert wird. Die Ergebnisse sollten transparent den kommunalen Entscheidungsträgern, Planungsunternehmen und Bürgern kommuniziert werden. Die Koordination und Initiierung sollten durch das Landratsamt erfolgen</p> <p>Es sollte geprüft werden, ob eine Verknüpfung der Maßnahme mit einem Runden Tisch der Wärmenetzbetreiber im Landkreis sinnvoll ist.</p>		
Zeitraum:	ab Jahr 2026 jährlich	
Verantwortliche Stakeholder:	Landratsamt als Initiator. Regionale Fachexperten der Holzbranche als Teilnehmer	
Zielgruppe/Betroffene Akteure:	Kommunale Entscheidungsträger, Bürger, Unternehmen (insbesondere Planungsunternehmen)	
Kosten:	geringinvestiv	

M12 Runder Tisch Wärmenetze	Priorität: C
------------------------------------	---------------------

Beschreibung und Ziel

Ein zentraler Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität ist der Wärmesektor. Die Ergebnisse der Ist-Analyse im Energienutzungsplan zeigen, dass rund 53% des gesamten Endenergiebedarfs (Wärme, Strom, Mobilität) im Jahr 2023 dem Wärmesektor zuzuordnen sind, der aktuell vorwiegend mit fossiler Energie gedeckt wird. Zum Erreichen der Klimaneutralität im Wärmesektor wird es einer Vielzahl an Ansätzen erfordern.

Es hat sich gezeigt, dass im Landkreis Neustadt a.d. Aisch – Bad Windsheim bereits zahlreiche Wärmenetze betrieben werden bzw. im Entstehen sind. Es wird empfohlen, einen „Runden Tisch Wärmenetze“ z.B. zweimal jährlich zu initiieren, bei dem eine realistische Einschätzung zum weiteren geplanten Ausbau von Wärmenetzen diskutiert wird. Die Ergebnisse sollten transparent den kommunalen Entscheidungsträgern, Planungsunternehmen sowie Bürgerinnen und Bürgern kommuniziert werden. Die Koordination und Initiierung sollten durch das Landratsamt erfolgen.

Es sollte zudem geprüft werden, ob auch Interessenten zum Betrieb neuer Wärmenetze (ggf. auch Kältenetze) einbezogen werden können. Dies könnten z.B. auch kommunale Entscheidungsträger sein, die z.B. auf Basis der kommunalen Wärmepläne nun die Umsetzung von Wärmenetzen planen. Hierbei sollte auch die Möglichkeit von „kalten Wärmenetzen“ mit geprüft werden.

Häufig werden Wärmenetze über einen Biomassekessel gespeist. Aus diesem Grund sollte auch geprüft werden, ob eine Verknüpfung des Runden Tisches Energieholzpotenziale mit einem neu zu gründenden Runden Tisch der Wärmenetzbetreiber im Landkreis sinnvoll ist. Hierbei könnte z.B. erörtert werden, welche Möglichkeiten bestehen, das Wärmenetz z.B. über die Sommerpause ohne Holzverbrennung mit alternativen erneuerbaren Energien zu betreiben.

Hinweis: Es wird empfohlen, die weitere Vorgehensweise auch mit den Nachbarlandkreisen abzustimmen

Zeitraum:	ab Jahr 2025 1 x jährlich
Verantwortliche Stakeholder:	Landratsamt, regionale Wärmenetzbetreiber und Interessenten als Teilnehmer
Zielgruppe/Betroffene Akteure:	Kommunale Entscheidungsträger, Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen (insbesondere Planungsunternehmen / Projektierer)
Kosten:	geringinvestiv

M13 Energetisch effizienter Betrieb der kommunalen Gebäude und Landkreisliegenschaften		Priorität: A
<p>Beschreibung und Ziel</p> <p>Wie im Energienutzungsplan beschrieben, kommt der energetischen Sanierung bzw. dem hocheffizienten Betrieb kommunaler Liegenschaften / Einrichtungen eine entscheidende Vorbildfunktion zu (siehe auch Energieeffizienzgesetz, Klimaschutzgesetz). Aus diesem Grund sollte auf einen effizienten energetischen Standard geachtet und frühzeitig Maßnahmen zu weiteren Optimierungsmaßnahmen angegangen werden. Neben der energetischen Sanierung der Gebäudehülle sollte z. B. auch bei Lüftungsanlagen, Beleuchtung, Pumpen etc. auf einen höchstmöglichen energetischen Standard geachtet werden. Alle sinnvoll für Photovoltaik nutzbaren Dächer sollten belegt und mit Batteriespeichern für einen wirtschaftlich und netzdienlich sinnvollen Betrieb installiert werden.</p> <p>In zahlreichen Kommunen sind bereits energetische Sanierungsmaßnahmen angedacht. Häufig verhindern jedoch die fehlenden finanziellen Mittel bzw. fehlende Förderprogramme eine zeitnahe Umsetzung.</p> <p>Es wird ein stetiger Austausch der Kommunen und des Landratsamts empfohlen, insbesondere hinsichtlich aktueller Förderprogramme.</p> <p>Umsetzung</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einführung eines Verbrauchsmonitoring, wo noch nicht vorhanden • Potenziale identifizieren, z.B. anhand eines kommunalen Energiemanagements • Ausarbeitung einer Prioritätenliste in den einzelnen Kommunen / im Landkreis 		
Zeitraum:	Kurz-mittelfristige Ausarbeitung der Prioritätenliste. Anschließend kontinuierliche Durchführung der Sanierungsmaßnahmen	
Verantwortliche Stakeholder:	Kommunen / Landratsamt	
Zielgruppe/Betroffene Akteure:	Kommune / Landkreis	
Kosten:	je nach Umfang der Maßnahmen	

M14 Wasserstoffkonzept für den Landkreis Neustadt/Aisch - Bad Windsheim

Priorität: B

Beschreibung und Ziel

Im Zuge des Ausbaus Erneuerbarer Energien (insbesondere Windkraft und PV) werden zukünftig mehr Energiespeicher und Bindeglieder zur intelligenten Kombination der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität benötigt. Zum einen lassen sich in Form von Wasserstoff oder synthetisch aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid hergestelltes Methan überschüssige Strommengen aus der volatilen Stromerzeugung speichern und zum anderen können durch den Einsatz dieser Energieträger erhebliche Mengen an Treibhausgasen eingespart und somit die Sektoren Mobilität und Wärme zum Teil dekarbonisiert werden. Weiterhin nehmen mit steigendem Anteil an Erneuerbaren Energie im Strommix die Zeiten mit überschüssigen, nicht nutzbaren Strommengen im Stromnetz zu. Um die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten zu können, müssen Netzbetreiber EE-Anlagen zu diesen Zeiten vom Netz nehmen. Die Nutzung der in diesem Fall abgeregelten, überschüssigen Strommengen zur Produktion von synthetischen Gasen wie Wasserstoff, kann zukünftig die Abregelungsmaßnahmen reduzieren und damit auch die Wirtschaftlichkeit von neuen EE-Anlagen absichern.

Die Maßnahme zielt darauf ab, ein landkreisumfassendes und (über-)regionales Wasserstoffkonzept zu erstellen. Hierzu werden die regionalen Netzbetreiber, der Landkreis aber auch mögliche (im Zuge des ENPs identifizierte) Wasserstoffabnehmer aus der Industrie und dem Gewerbe in Abstimmungen einbezogen.

Derzeit befindet sich zudem ein 5 MW- Elektrolyseur auf dem Gebiet der Stadt Uffenheim in Planung, für welchen auch ein positiver Förderbescheid nach BayFELI vorliegt. Die zukünftige Betreibergesellschaft sollte hier ebenfalls in die weiteren Abstimmungen einbezogen werden. Dadurch können weitere Synergien identifiziert werden.

Weiterhin werden die im ENP+ bereits identifizierten Standorte konkretisiert und daraufhin ein detailliertes Wasserstoffkonzept erstellt, welches die gesamte Wertschöpfungskette mit der Bereitstellung der elektrischen Energie, Produktion, Transport und Nutzung von Wasserstoff abdeckt.

Umsetzung

1. Besprechung der Ergebnisse des ENP+ und Aufzeigen möglicher Wasserstoff-Nutzungsmöglichkeiten und Erzeugungs-Standorte (mit kommunalen Vertretern, Vertretern des Landkreises und der zukünftigen Betreibergesellschaft des geplanten Elektrolyseurs).
2. Besprechung der Ergebnisse des ENP+ mit Gasnetzbetreibern bzgl. Einspeisung und Transformationsplänen, sowie relevanten Industriebetrieben und Verzahnung mit kommunalen Wärmeplanungen der Landkreisgemeinden
3. Einholung von weiteren Daten (thermische Lastgänge und Produktionsdetails von möglichen Wasserstoffabnehmern in der Industrie, möglichen Wasserstoffumstellungsplänen, weitere Daten von deren Fahrzeugflotten sowie den kommunalen Fahrzeugflotten und ÖPNV-Flotten)
4. Finale Standortfestlegung auf Basis der GIS-basierten Potenzialanalyse des ENP+ und Detailbetrachtung möglicher und geplanter Wasserstofferzeugungsanlagen / Tankstellen
5. Entwicklung eines Strombezugskonzepts für grünen Strom gemäß der EU- und nationalen Regulatorik. Die Entwicklung eines Konzepts muss in enger Abstimmung mit EE-Anlagenbetreibern, Energieversorgern sowie den möglichen, zukünftigen Betreibern der Wasserstofferzeugungsanlage erfolgen
6. Entwicklung und Bewertung von Erzeugungs- und Verwertungsszenarien: Wirtschaftliche und technische Prüfung, um die Machbarkeit einer möglichen Wasserstoffinfrastruktur (Erzeugung, Verteilung und Nutzung) im Landkreis und Nachhaltigkeit der verschiedenen Ansätze zu bewerten.
7. Finale Ausarbeitung einer Wasserstoffroadmap für den Landkreis Neustadt/Aisch - Bad Windsheim, um die Schritte bis zu einer möglichen Umsetzung festzuhalten.

Zeitraum:	Ausarbeitung der Wasserstoffroadmap im Jahr 2026
Verantwortliche Stakeholder:	Landkreis als Initiator des Wasserstoffkonzepts
Betroffene Akteure:	Kommunen, Strom- und Gasnetzbetreiber, Stadtwerke, zukünftige Betreibergesellschaft des Elektrolyseurs bei Uffenheim, Industrie und Gewerbe, Flottenbetreiber
Kosten:	ca. 100.000 Euro (z.B. Fördermöglichkeit als Teil-ENP über Freistaat Bayern)

M15 Umrüstung der kommunalen Flotte auf Elektromobilität bzw. alternative erneuerbare Antriebe

Priorität: A

Beschreibung und Ziel

Die Umrüstung der kommunalen Fahrzeugflotte auf alternative, erneuerbare Antriebe stellt einen wichtigen Schritt in Richtung einer nachhaltigen Zukunft dar. Indem die Kommune auf Elektrofahrzeuge, Wasserstoffantriebe oder Biokraftstoffe setzt, reduziert sie nicht nur ihre CO₂-Emissionen und Abhängigkeit von fossilen Energieträgern, sondern schafft auch ein sichtbares Vorbild für Bürgerinnen und Bürger. Eine klimafreundliche Fahrzeugflotte symbolisiert das Engagement der Kommune für die Energiewende und unterstreicht die Bedeutung einer nachhaltigen Mobilität für die Lebensqualität und den Umweltschutz in der Region. So wird die lokale Verwaltung zu einem Vorreiter für den Wandel hin zu einer klimaneutralen Gesellschaft. Die Clean-Vehicle-Directive (CVD) der EU gibt zudem vor, dass bei Ausschreibungen oberhalb des EU-Schwellenwertes von öffentlichen Auftraggebern wie beispielsweise Kommunen, Städten oder Landkreisen Mindestquoten an emissionsarmen und "sauberen" Fahrzeugen nach Definition der CVD erfüllt werden müssen.

Bei der Beladung elektrischer Fahrzeuge kann zudem ein gezieltes Lademanagement für effiziente Nutzung von Strom aus Photovoltaik-Anlagen sorgen. Durch den Aufbau eines intelligenten Kommunikationsmodells zwischen dem Fahrzeug und umliegenden Infrastrukturen (V2X bzw. Vehicle-to-everything) kann zudem die Effizienz und der Automatisierungsgrad beispielsweise des Lademanagements erhöht werden. Dadurch können gegebenenfalls Lasten im Stromnetz reduziert werden. Es kann betrachtet werden, inwiefern sich diese Technik in das System der kommunalen Flotte integrieren lässt.

Umsetzung

1. Bestandsaufnahme des aktuellen Fuhrparks. Auflistung aller Fahrzeuge nach Klasse, Kraftstoffart, Fahrleistung und Alter.
2. Priorisierung der Umrüstung der Fahrzeuge, beispielsweise nach CO₂-Emissionen oder Alter.
3. (Landkreisweite oder interkommunale Sammel-)Ausschreibung für ausgewählte Fahrzeuge des kommunalen Fuhrparks.
4. Empfehlung: Ergänzende Bestandsaufnahme und Planung von Ladeinfrastruktur für den kommunalen Fuhrpark unter Berücksichtigung von PV-Anlagen (Parkplatz- / Dachanlagen), Leistungen und Standorte.
5. Entwicklung eines Lademanagement-Konzepts für elektrisch betriebene Fahrzeuge auf Grundlage von Punkt 4.
6. Sukzessive Umrüstung des gesamten kommunalen Fuhrparks.

Zeitraum:	sofort
Verantwortliche Stakeholder:	Kommunen, Landkreis
Betroffene Akteure:	Kommunen, Landkreis
Kosten:	individuell, je nach Fuhrpark (Grober Richtwert: 30.000 - 40.000 € E-PKW Mittelklasse) *

M16 Umrüstung des öffentlichen Personennahverkehrs auf erneuerbare Antriebe

Priorität: C

Beschreibung und Ziel

Die Umrüstung des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) auf alternative, erneuerbare Antriebe ist ein zentraler Schritt hin zu einer klimaneutralen Mobilität. Durch den Einsatz von emissionsfreien Technologien wie Elektro- und Wasserstoffbussen können die Treibhausgasemissionen im Sektor erheblich reduziert werden. Ein nachhaltiger ÖPNV leistet nicht nur einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende, sondern macht den öffentlichen Verkehr auch attraktiver für die Bevölkerung. Mit einem umweltfreundlichen ÖPNV zeigt der Landkreis mit seinen Kommunen, dass Mobilität und Klimaschutz Hand in Hand gehen. Für den Landkreis Neustadt a. d. Aisch-Bad-Windsheim übernimmt der Verkehrsverbund Großraum Nürnberg (VGN) die Betriebsführung des ÖPNV. Die Ausschreibung für die Vergabe der einzelnen Buslinien liegt größtenteils in der Hand des Landkreises, sowie für einige Schulbusse beim Schulverband. Die letzte Ausschreibung fand im Jahr 2025 statt und hat eine Konzessionslaufzeit von 10 Jahren. Im nächsten Ausschreibungszyklus kann im Rahmen der Möglichkeiten des Landkreises der Fokus auf die Umrüstung des fossil betriebenen ÖPNV auf erneuerbare Technologien gelegt werden. In Hinblick auf die besondere Förderung von Bussen mit emissionsfreien oder emissionsarmen Antrieben im Sinne des § 2 Nrn. 5, 6 Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz durch die Landesregierung ist bei der Vergabe von Konzessionen die Auswahl von bzw. die Umrüstung auf erneuerbar angetriebene Fahrzeuge besonders hervorzuheben. Die Clean-Vehicle-Directive (CVD) der EU gibt zudem vor, dass bei Ausschreibungen oberhalb des EU-Schwellenwertes von Verkehrsunternehmen, die einen öffentlichen Dienstauftrag ausführen, Mindestquoten an emissionsarmen und "sauberen" Fahrzeugen nach Definition der CVD erfüllt werden müssen.

Auch der schienengebundene Nahverkehr ist hierbei zu betrachten. Insbesondere auf den bisher noch mit Dieselmotoren bedienten Strecken kann im Rahmen der nächsten Ausschreibung 2026 der Fokus auf erneuerbar betriebene Züge gelegt werden. Es bietet sich hierbei neben der Elektrifizierung der Strecke durch den Ausbau der Oberleitungsinfrastruktur auch die Betrachtung von batterieelektrischen oder wasserstoffbetriebenen Loks an.

In Hinblick auf die Nutzung von Wasserstoff in der Mobilität kann auf mögliche Synergien beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur geachtet werden. Hierbei kann beispielsweise geprüft werden, welche Buslinien sich aufgrund der Fahrstrecke primär für die Umrüstung auf Wasserstoffantriebe eignen. Außerdem können Schnittstellen zwischen Bedarfen durch die Umrüstung des ÖPNV und Verfügbarkeit von Wasserstoff beispielsweise über das Wasserstoff-Kernnetz oder die lokale Produktion von Wasserstoff priorisiert betrachtet werden.

Umsetzung

1. Bestandsaufnahme des aktuellen Fuhrparks. Auflistung aller Busse nach Klasse, Kraftstoffart, Fahrleistung und Alter.
2. Berücksichtigung von Nahverkehrskonzepten.
3. Priorisierung der Umrüstung der Busse, beispielsweise nach CO₂-Emissionen oder Alter.
4. Prüfen möglicher Synergie-Effekte in Zusammenhang mit dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur lokal und (über-)regional (siehe auch M15)
5. (Landkreisweite Sammel-)Ausschreibung für ausgewählte Busse.
6. Sukzessive Umrüstung des gesamten ÖPNV.

Zeitraum:	In der nächsten Ausschreibungsperiode
Verantwortliche Stakeholder:	Landkreis, Verkehrsbetreibergesellschaften
Betroffene Akteure:	Verkehrsbetreibergesellschaften, Kommunen, Landkreis
Kosten:	individuell, je nach Fuhrpark (Grober Richtwert: 600.000 € elektrischer Omnibus)

M17 Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur für Elektromobilität

Priorität: D

Beschreibung und Ziel

Die Bedeutung der öffentlichen Ladeinfrastruktur wächst kontinuierlich, da die Elektromobilität eine Schlüsselrolle in der Energiewende und der Reduktion von CO₂-Emissionen spielt. Der Ausbau einer flächendeckenden öffentlichen Ladeinfrastruktur ermöglicht es, die Akzeptanz und Nutzung von Elektrofahrzeugen zu steigern und so den Verkehr nachhaltiger zu gestalten.

Der Landkreis und die Kommunen können hierbei aktiv werden. Eine Möglichkeit besteht darin, dass jede Kommune für sich den Ausbau der Infrastruktur vorantreibt. Hierbei können aus dem Energienutzungsplan die kommunenscharfen Zahlen zu den Strombedarfen der Elektromobilität herangezogen werden. Daraus lassen sich die Bedarfe an kumulierter Ladeleistung in den Stützjahren abschätzen. Für den gesamten Landkreis ergibt sich im Mittelwegeszenario des ENP im Zieljahr 2040 eine über öffentlicher Ladeinfrastruktur bereitgestellte Energiemenge von etwa 40 GWh Strom. Hierfür kann zum Beispiel Ladeinfrastruktur an Straßen und öffentlichen Parkplätzen oder in speziell dafür errichteten Ladehubs installiert werden.

Eine weitere Möglichkeit bietet der interkommunale Zusammenschluss und die gemeinsame Planung der Ladeinfrastruktur. Durch gemeinsame Planung und Umsetzung lassen sich Synergien, beispielsweise in der Bestimmung der Ladeleistung sowie der Standorte der Ladeinfrastruktur nutzen. Öffentlich verfügbare Daten zu Infrastrukturbedarfen und Entwicklungen der E-Mobilität können bei der Planung eine Grundlage bilden. Des Weiteren können durch gemeinsame Ausschreibungsverfahren für die geplante Infrastruktur gegebenenfalls Kosten gesenkt und eine landkreisweit einheitliche Infrastruktur geschaffen werden. Der bereits existierende landkreisübergreifende Zusammenschluss *Ladeverbund+* kann hierbei entscheidend mitwirken.

Der Ausbau der Ladeinfrastruktur kann außerdem im Sinne der Sektorenkopplung gedacht werden. Indem intelligente Ladeoptionen für E-Bikes, E-Scooter, Busse und Carsharing-Fahrzeuge in einer Mobilstation integriert werden, können Mobilitäts-Hubs entstehen. Durch die Einrichtung solcher Mobilstationen an strategischen Knotenpunkten wie beispielsweise Bahnhöfen lässt sich die Nutzung verschiedener Verkehrsmittel effizient verknüpfen. Die Ladevorgänge der Fahrzeuge können dabei geregelt werden und so durch ihr netzdienliches Verhalten zur Stabilität des Stromnetzes und zur Integration erneuerbarer Energien beitragen. Ein weiterer Baustein kann hierbei das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen darstellen. Eine enge Abstimmung mit den ansässigen Netzbetreibern ist dabei wichtig, um die Sektorenkopplung weiter voranzutreiben.

In einer Fortschreibung des Energienutzungsplans kann zudem der Fokus auf die Entwicklung der Mobilität gelegt werden.

Umsetzung

1. Interkommunale Abstimmung über Zusammenarbeit.
2. Bestimmung der Bedarfe öffentlicher Ladeinfrastruktur hinsichtlich Leistungen und Standorte.
3. Erarbeitung eines Konzepts für die Ladeinfrastruktur in Abstimmung mit beteiligten Kommunen, Verkehrsbetreibergesellschaften und Netzbetreibern.
4. (Gemeinsame interkommunale) Ausschreibung für Ladeinfrastruktur.

Zeitraum:	fortlaufend, angelehnt an Bedarfe aus ENP und Konzepten zur Ladesäuleninfrastruktur
Verantwortliche Stakeholder:	Kommunen, Landkreis, Stadtwerke, <i>Ladeverbund+</i>
Betroffene Akteure:	Kommunen, Verkehrsbetreibergesellschaften, Netzbetreiber, Projektierer
Kosten:	individuell, je nach Ladeinfrastruktur (Grober Richtwert: 350 - 400 €/kW Ladeleistung)

M18 Aufbau der Infrastruktur für Versorgung des Schwerlastverkehrs mit alternativen Antrieben		Priorität: C
<p>Beschreibung und Ziel</p> <p>Ein zukunftsorientierter Schwerlastverkehr setzt voraus, dass nicht nur batterieelektrische Lkw stetig leistungsfähiger werden, sondern auch die dafür notwendige Infrastruktur flächendeckend verfügbar ist. Neben den Autobahnen – hier wurde bereits eine deutschlandweite Ausschreibung für Ladeparks durch die Autobahn GmbH gestartet – können auch vielbefahrene Bundesstraßen mögliche Suchräume für Ladeparks für den Schwerlastverkehr darstellen. Wesentliche Voraussetzungen sind dabei Schnellladeparks mit ausreichend hoher Ladeleistung (MCS bis zu Megawatt-Bereich) sowie Wasserstoff-Tankstellen für Brennstoffzellen-Fahrzeuge.</p> <p>Die Verfügbarkeit von Wasserstoff kann dabei über das Wasserstoff-Kernnetz als übergeordnete Bezugsoption oder über lokal erzeugten Wasserstoff erreicht werden. Damit ein effizienter Umstieg gelingt, bedarf es verbindlicher Ausbaupläne, ausreichend dimensionierter Netzanschlüsse und Förderprogramme zur Errichtung großdimensionierter Lade- und Tankanlagen an Ruhe- und Rastplätzen (vgl. auch Maßnahme M15).</p> <p>Des Weiteren kann durch (über-)regionale Veranstaltungen insbesondere die Transport- und Logistikbranche für das Thema Defossilierung des Schwerlastverkehrs sensibilisiert werden.</p> <p>Umsetzung</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Austausch mit Logistikunternehmen, Speditionen, Busunternehmen und landwirtschaftlichen Betrieben zur Bedarfsermittlung. 2. (Über-)regionale Veranstaltungen zur Sensibilisierung und Aufklärung der Transport-, Logistik und Schwerlast-Mobilitätsbranche. 3. Identifikation geeigneter Flächen auf Grundlage des Verkehrsaufkommens und in Zusammenarbeit mit Strom- und Gasnetzbetreibern sowie lokalen Elektrolyseprojekten. 4. Aufbau von Ladehubs und Wasserstoff-Tankstellen an geeigneten Standorten. 		
Zeitraum:	Im Zuge der Erarbeitung einer Wasserstoffroadmap/ In Abstimmung mit Netzbetreibern fortlaufend	
Verantwortliche Stakeholder:	Landkreis, Kommunen, Netzbetreiber, Elektrolyseurbetreiber	
Betroffene Akteure:	Logistikunternehmen, ÖPNV, Kommunen	
Kosten:	Keine pauschale Aussage möglich	

M19: Ansiedelung wasserstoffaffiner Betriebe im Landkreis

Priorität: C

Beschreibung und Ziel

Ein wesentlicher strategischer Vorteil des Landkreises ist das dadurch verlaufende H₂-Kernnetz, welches im Oktober 2024 von der BNetzA genehmigt wurde. Der Leitungsabschnitt soll bis Ende 2032 mit Wasserstoff in Betrieb gehen. Der Zugang zum Kernnetz ist mit einem erhöhten Wasserstoffbedarf bzw. einer erhöhten Wasserstoffproduktionskapazität möglich. Deshalb sollte der Landkreis eine Initiative starten, um neue Gewerbe- und Industriegebiete in Nähe des Wasserstoff-Kernnetzes zu entwickeln, in welchen sich sowohl Wasserstoff-Nutzer als auch -Erzeuger als Ankerkunden im Rahmen eines Wasserstoff-Hubs niederlassen können. Ein Wasserstoff-Hub bündelt lokale Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff und bindet diese an das überregionale Kernnetz an. Konkret bedeutet dies, dass der Landkreis geeignete Flächen (basierend auf der GIS-Potenzialanalyse) für wasserstoff-affine Unternehmen ausweist und aktiv Unternehmen ansiedelt, die entweder großen Wasserstoffbedarf haben oder mittels Elektrolyse grünen Wasserstoff produzieren können. Da im Landkreis aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien künftig überschüssige Energiemengen anfallen, kann ein Teil dieser Energie über Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und ins H₂-Kernnetz eingespeist werden. So kann der Landkreis zukünftig als Versorger dienen, um die gesamte Region mit erneuerbarem Wasserstoff zu beliefern. Gleichzeitig sollen energieintensive Betriebe, für die eine vollständige Elektrifizierung nicht ausreicht bzw. nicht möglich ist (z.B. in Chemie, Zement, Glas, Metallverarbeitung oder große Logistikzentren mit Brennstoffzellen-Fahrzeugen), motiviert werden, von Erdgas auf Wasserstoff umzustellen. .

Ziel der Maßnahme ist es, bis spätestens Ende 2032 eine verlässliche Wasserstoff-Absatzmenge und -Einspeisemenge im Landkreis zu generieren. Durch die Ansiedlung von Ankerkunden bzw. möglichen Produzenten soll ein Grundbedarf bzw. Grundangebot an H₂ geschaffen werden, der die Anbindung des Landkreises ans Kernnetz rechtfertigt und beschleunigt. Die Maßnahme dient damit sowohl der Dekarbonisierung der lokalen Industrie (Umstellung großer Energieverbraucher auf grünen Wasserstoff) als auch der Wertschöpfung im Landkreis (neue Unternehmen, Arbeitsplätze und Nutzung von EE-Stromüberschüssen). Zugleich wird so die Versorgungssicherheit erhöht. Langfristig positioniert sich der Landkreis als Wasserstoff-Region, die ihre erneuerbaren Potenziale optimal nutzt und einen Beitrag zum überregionalen H₂-Markthochlauf leistet.

Umsetzung

1. Studie zur detaillierten Bedarfs- und Potenzialanalyse: Aufbauend auf der im ENP durchgeführten Wasserstoff-Potenzialanalyse und Analyse zur Ausweisung möglicher Flächen für neue Gewerbe- und Industriegebiete sollte die tatsächliche Wasserstoff-Nachfrage und -Angebotsbereitschaft im Landkreis konkret erhoben werden. Hierzu ist es sinnvoll, sog. „Letter of Intent“ einzuholen, um konkretere Zahlen bzgl. der zukünftigen Wasserstoffnachfrage zu generieren
2. Gewerbegebiete mit Wasserstoff-Fokus entwickeln: Die mittels GIS identifizierte Flächen nahe der geplanten Trasse sollten zügig in Wasserstoff-Industrieparks oder geeignete Gewerbegebiete umgewandelt werden. Im Regionalplan und in der Bauleitplanung ist eine Ausweisung als Sondergebiet „Wasserstoff“ oder „innovatives Gewerbe“ denkbar, um dort gezielt Betriebe anzusiedeln, die H₂ nutzen/erzeugen (vgl. Gewerbegebiet Interfranken). Zusätzlich sollte geprüft werden, ob bestehende Industriebetriebe (z.B. in älteren Gewerbegebieten) via Stickleitungen an das H₂-Netz angebunden werden können, falls sie als Ankerkunden in Frage kommen.
3. Anwerbung von Ankerprojekten und Investoren: Proaktiv sollen Anreize und evtl. Förderangebote genutzt werden, um ein oder zwei große H₂-Projekte im Landkreis zu initiieren. Denkbar ist zum einen ein großer Elektrolyseur (z.B. im zweistelligen MW-Bereich) in Kooperation mit lokalen Energieversorgern oder privaten Investoren, der Überschussstrom nutzt und spätestens 2032 einspeisefähigen Wasserstoff produziert.
4. Zum anderen könnten bestehende Unternehmen gewonnen werden, welche ab 2030+ einen Großteil seines Energiebedarfs auf H₂ umstellt – beispielsweise ein Zementwerk, Metallverarbeiter, Chemiebetrieb oder auch ein neues Logistikzentrum mit H₂-Fuhrpark.
5. Netzinfrastuktur und Zeitplan sichern: Gemeinsam mit dem Fernleitungsnetzbetreiber und dem lokalen Gasnetzbetreibern sollte ein Fahrplan bis 2032 erarbeitet werden. Hierbei sollten auch die Ergebnisse aus den bereits erfolgten kommunalen Wärmeplanungen einbezogen werden.

Zeitraum:	Ausarbeitung ab 2026
Verantwortliche Stakeholder:	Landkreis als Initiator
Betroffene Akteure:	Landkreis, Kommunen, Strom- und Gasnetzbetreiber, Stadtwerke, zukünftige Investoren, Industrie und Gewerbe, Flottenbetreiber, IHK, Regierung Mittelfranken, Fernleitungsnetzbetreiber
Kosten:	ca. 100.000 Euro

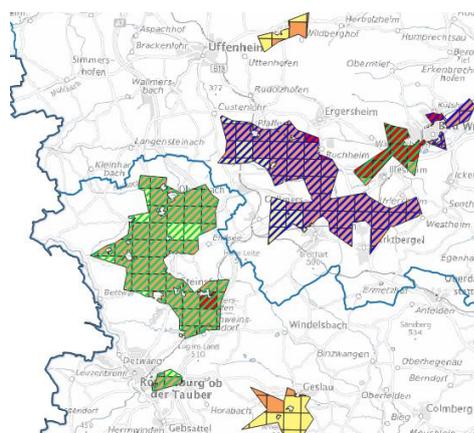
M20: Landkreisübergreifend: PtG-Machbarkeitsstudie für die Landkreise Neustadt a. d. Aisch –Bad Windsheim und Ansbach

Priorität: A

Beschreibung und Ziel

Die Ergebnisse des Energienutzungsplans zeigen landkreisübergreifende Potenziale in Bezug auf die sog. Sektorkopplung, (→ intelligente Verknüpfung der EE-Erzeugung mit möglichen Verbrauchersektoren (z.B. Industrie und Mobilität) über die Erzeugung von synthetischen (Speicher-)Gasen (z.B. Methan (SNG) aus EU-konformen, erneuerbarem Wasserstoff (H₂) und dem anfallenden Kohlenstoffdioxid (CO₂) aus Biogasanlagen mittels Power-to-Gas-Verfahren).

Die hier dargestellte Abbildung stellt den Ausschnitt der georeferenzierten Analyse zum Thema Sektorkopplung in beiden Landkreisen dar. In den beiden Landkreisen gibt es eine hohe Dichte an Biogasanlagen, bei welchen der zukünftige Betrieb nach der EEG-Förderung noch nicht sichergestellt ist und damit die Versorgung von CO₂ für Herstellung von SNG sicherstellen können. SNG und Biomethan hat gegenüber Wasserstoff den Vorteil, dass es direkt in das vorhandene Gasnetz, z.B. in Uffenheim oder dem Gewerbegebiet Langensteinach, eingespeist werden kann. Zudem liegen im Landkreis Neustadt a. d. Aisch–Bad Windsheim als auch im Landkreis Ansbach positive Förderbescheide für geplante Elektrolyseure in Uffenheim und Feuchtwangen vor, welche den dafür benötigten Wasserstoff kurzfristig liefern können.



Neben den geplanten Elektrolyseuren gibt es auch weitere potenzielle Standorte, wie z. B. das Umspannwerk Wallmersbach im Landkreis NEA und das Umspannwerk Rothenburg ob der Tauber im Landkreis ANS.

Tauber im Landkreis AN, welche sich auch aus stromnetztechnischer Sicht dafür eignen. An diesen Standorten kann auch über den Einsatz der anfallenden Abwärme und Sauerstoff nachgedacht werden. Es ist absehbar, dass an diesen Standorten zukünftig erhebliche Überschüsse aus erneuerbaren Energien auftreten werden und das Stromnetz ertüchtigt werden müsste oder die Ertüchtigungen im Vorfeld über netzdienliche Maßnahmen (wie z.B. Elektrolyseure und/oder Batteriespeicher) verzögert werden können. Ein netzdienlicher Elektrolyseur kann z.B. Wasserstoff in Zeiten produzieren, in welchen EE-Überschüsse an einem Umspannwerk auftreten. Vor einer konkreten Umsetzung muss allerdings zunächst eine Machbarkeitsstudie durchgeführt werden.

Umsetzung

1. Abstimmung über die interkommunale und landkreisübergreifende Zusammenarbeit und Durchführung einer technisch-wirtschaftlichen Machbarkeitsstudie im Rahmen eines noch zu gründenden, moderierten Netzwerkes mit den relevanten Stakeholdern in den beiden Landkreisen. Zu den relevanten Stakeholdern gehören die beiden Landkreise als auch die betreffenden Kommunen. Innerhalb des Netzwerkes und regelmäßigen Treffen sollten auch Akteure, wie z.B. Netzbetreiber und Biogasanlagenbetreiber zum regelmäßigen Austausch eingeladen werden
2. Erstellung bzw. Beauftragung einer Machbarkeitsstudie im Rahmen des Netzwerkes, welche die technisch-wirtschaftliche Machbarkeit des gesamten Vorhabens untersucht. Zudem sollen mögliche und relevante Förderprogramme auf EU sowie nationaler Ebene dabei herausgearbeitet werden
3. Aufbau einer Pilotanlage "Power-to-Methan": Auf Basis der Studie sollte eine Pilotanlage für SNG eingerichtet werden. Ein geeigneter Standort ist z.B. im Raum Uffenheim-Langensteinach bzw. das Umspannwerk (UW) Wallmersbach (LK NEA), wo ein Einspeisepunkt ins Gasnetz vorhanden ist. Hier könnten der geplante Elektrolyseur (Wasserstoffherzeugung) und eine nahe Biogasanlage gekoppelt werden, um aus grünem H₂ und biogenem CO₂ synthetisches Methan zu produzieren. Dieses SNG ließe sich direkt ins vorhandene Erdgasnetz einspeisen und vor Ort nutzen. Weiterhin wäre auch im Raum Rothenburg ob der Tauber und das dort vorhandene UW ein möglicher Standort
4. Integration geplanter Elektrolyseure und Erarbeitung geeigneter Betriebskonzepte (flexibel und netzdienlich): Beide Landkreise verfügen bereits über geplante Wasserstoff-Projekte, die rasch eingebunden werden sollten. In Uffenheim (Lkr. NEA) an der A7 und in Feuchtwangen (Lkr. AN) gibt es Planungen für je einen 5 MW Elektrolyseur, für welche auch Förderbescheide vorliegen. Durch Koordination der Vorhaben können Synergien entstehen (z.B. gemeinsame Speicherung oder Verteilung von H₂/SNG).

Zeitraum:

Ausarbeitung ab 2026

Verantwortliche Stakeholder:	Landratsamt NEA und AN als Initiator
Betroffene Akteure:	Landkreis NEA und AN, Kommunen, Strom- und Gasnetzbetreiber, Stadtwerke, zukünftige Betreibergesellschaft des Elektrolyseurs bei Uffenheim und Feuchtwangen, Biogasanlagenbetreiber, Industrie und Gewerbe
Kosten:	Je nach Umfang. Es könnten ggf. Fördermittel, z.B. über StMWi in Anspruch genommen werden

10 Zusammenfassung

Mit dem digitalen Energienutzungsplan Plus für den Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim wurde ein Instrument zur Umsetzung einer nachhaltigen Energieerzeugungs- und Energieversorgungsstruktur erarbeitet, um die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien sinnvoll voranzutreiben. Mit der darin enthaltenen Analyse hinsichtlich der Aufnahmefähigkeit der regionalen Stromnetze unter Berücksichtigung etwaiger Ausbauplanungen der Netzbetreiber, der nutzbaren Speichertechnologien und der Potentialermittlung im Bereich der Wasserstofferzeugung und –verwendung nimmt der Landkreis eine Vorreiterrolle in Bayern ein. Der Fokus lag dabei auf der Identifizierung und dem Aufzeigen von konkreten Handlungsmöglichkeiten vor Ort, die in einen Maßnahmenkatalog überführt wurden.

Im Rahmen des Energienutzungsplans wurde zunächst eine umfassende Analyse technischer Potenziale erneuerbarer Energien (EE) im Landkreis durchgeführt. Hierbei zeigt sich, dass der Landkreis insbesondere im Bereich Photovoltaik und Windkraft aufgrund seiner topografischen Bedingungen große Potenziale zum weiteren Ausbau EE bietet. Gleichzeitig wurde im Rahmen des Energienutzungsplans auch eine detaillierte Analyse der Stromnetzinfrastruktur durchgeführt. Diese basiert auf einer zeitlich hochaufgelösten Simulation von Verbrauchs- und Erzeugungslastgängen. Hierbei konnte identifiziert werden, dass aufgrund der bereits im Ist-Zustand sehr hohen installierten Leistung an Photovoltaik- und Windkraftanlagen zeitweise eine direkte Nutzung der erzeugten Strommengen vor Ort nicht mehr möglich ist und der Strom über Hoch- und Höchstspannungsleitungen in Nachbarregionen geleitet bzw. abgeregelt werden muss.

Durch die im Energienutzungsplans bis zum Jahr 2040 prognostizierten Transformationsprozesse (Ausbau Elektromobilität, Ausbau Wärmepumpen) wird der Strombedarf künftig stark steigen. Aus diesem Grund ist ein weiterer Ausbau regionaler erneuerbarer Energien zur Erreichung der Klimaziele zwingend erforderlich. Zur Maximierung der regionalen Wertschöpfung und der bestmöglichen Integration der im Landkreis erzeugten Energiemengen ist eine kluge Strategie in Verbindung mit Speichertechnologien (Batteriespeicher, Elektrolyse) sowie

einer möglichst hohen Lastverschiebung (z.B. Laden von Elektroautos, Wärmepumpenbetrieb, o.ä.) zwingend erforderlich und nicht mehr nur der reine Zubau an erneuerbaren Energien anzustreben. Hierfür gilt es, unter Berücksichtigung der geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen, möglichst netz- und systemdienlich vorzugehen, was eine koordinierte Vorgehensweise aller Akteure erfordert. Auch die weitere sinnvolle Einbindung der bereits installierten Biogasanlagen (mit dem Potenzial einer flexiblen Erzeugung) in das Gesamtsystem müssen vorangetrieben werden. Dies sollte einen Fokus der nun anstehenden kommunalen Wärmepläne der Kommunen im Landkreis darstellen. Hierbei muss auch das Thema „Zukunft bzw. Transformation der Erdgasnetze“ und deren Einbindung in das Gesamtsystem betrachtet werden.

Aber auch der weitere Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende nimmt weiter an Bedeutung zu und ist elementar für den Anschluss weiterer zentraler und dezentraler Erzeuger sowie Verbraucher. Es gilt somit künftig den idealen Mix aus Investitionen in Anlagen zur Erzeugung EE, Speichertechnologien und Netzinfrastruktur im Verhältnis zu den möglichen Erträgen der regionalen Erzeugung bzw. des Energieexports zu finden.

Die Ergebnisse des Energienutzungsplan zeigen, dass mit einem koordinierten Ausbau der erneuerbaren Energien, in Verbindung mit klugen Speichertechnologien, ein Energiesystem im Landkreis geschaffen werden könnte, welches auf deutlich weniger Importe angewiesen ist, einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele leistet und gleichzeitig zu einer Steigerung der regionalen Wertschöpfung führen kann.

Zudem weist der Landkreis Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim sehr gute Rahmenbedingungen, gerade im Süd-Osten des Landkreises, für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft auf. Aufgrund der lokalen Gegebenheiten ist ein landkreisübergreifendes Konzept mit dem Landkreis Ansbach interessant, da die Potenzialräume zu Wasserstoff in unmittelbarer Nähe liegen. Des Weiteren besitzt der Landkreis mit dem Verlauf des Wasserstoffkernetzes im Landkreisgebiet einen wichtigen strategischen Vorteil, welcher ab 2032 die Möglichkeit bieten kann, RFNBO-konformen Wasserstoff in Verbindung mit hohen EE-Stromüberschüssen zu produzieren und diesen Wasserstoff ins Kernnetz einzuspeisen. Außerdem ist es denkbar,

zukünftig Betriebe in räumlicher Nähe zum Kernnetz anzusiedeln, welche erhebliche Mengen Wasserstoff benötigen.

11 Literaturverzeichnis

- [1] S. Enkhardt, „Bundesnetzagentur: 457 Stunden mit negativen Strompreisen – insgesamt weniger Preisspitzen 2024“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2025/01/03/bundesnetzagentur-457-stunden-mit-negativen-strompreisen-insgesamt-weniger-preisspitzen-2024/>
- [2] K. Dünzen, S. Krieger, und D. Ritter, „Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland“, Aug. 2024.
- [3] Dr. H. Wirth, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland - Fraunhofer ISE“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>
- [4] Bundesregierung, *Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen*. 2025. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.recht.bund.de/bgb/1/2025/51/VO>
- [5] G. Hein, H. Becker, J. Bergsträßer, und Dr. R. Fritz, „Analyse der Ansteuerbarkeit von elektrischen Erzeugern und Verbrauchern“, Sep. 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/analyse-der-ansteuerbarkeit-von-elektrischen-erzeugern-und-verbrauchern.pdf?__blob=publicationFile&v=2#Studie
- [6] Siemer, „Studie empfiehlt Ansteuerbarkeit auch für Photovoltaik-Anlagen unter 25 Kilowatt“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2024/09/27/studie-empfeht-ansteuerbarkeit-auch-fuer-photovoltaik-anlagen-unter-25-kilowatt/>
- [7] L. Hirth, „Achtung, Stromüberschuss!“ [Online]. Verfügbar unter: https://www.linkedin.com/posts/lionhirth_achtung-strom%C3%BCberschuss-activity-7239226189599428608-hd7y?utm_source=share&utm_medium=member_desktop&rcm=ACoAAEQldRgBUMqcCOdUStlpw7BGvi8T7iYzrrU

- [8] S. Dierks, „Pflicht-Rollout bei fast 14 Prozent“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energategate-messenger.de/news/251651/pflicht-rollout-bei-fast-14-prozent>
- [9] S. Enkhardt, „Wachstumsinitiative: Ab 2027 Direktvermarktung für alle Anlagen ab 25 Kilowatt geplant“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2024/10/21/wachstumsinitiative-ab-2027-direktvermarktung-fuer-alle-anlagen-ab-25-kilowatt-geplant/>
- [10] S. Enkhardt, „Dynamische Begrenzung der Einspeiseleistung statt harter Abregelung“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2024/07/09/dynamische-begrenzung-der-einspeiseleistung-statt-harter-abregelung/>
- [11] B. Strohmayer, „VNB-Defizite bei der Anbindung von Photovoltaik und ‚Qualitäts-Producer‘“, 28. September 2024.
- [12] F. Schmidt, A. Roth, und W.-P. Schill, „Photovoltaik in Deutschland: Ausbautrends und Marktpreiseffekte“, 27. September 2024. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.911061.de
- [13] Bundesregierung, „Intelligente Strommessgeräte Neustart für die digitale Energiewende“, Die Bundesregierung informiert | Startseite. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/digitale-energiewende-2157184>
- [14] M. Volkert und V. Sauter, „Redispatch 2.0 – ein Drama in drei Akten“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/redispatch-2-0-uebergangslösung>
- [15] S. Enkhardt, „Solarspitzen-Gesetz vom Bundestag angenommen“, pv magazine Deutschland. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2025/01/31/solarspitzen-gesetz-vom-bundestag-angenommen/>

- [16] Next Kraftwerke GmbH, „Was ist die Marktprämie?“ Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/marktpraemie>
- [17] Next Kraftwerke GmbH, „Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung>
- [18] Bundesregierung, „Wachstumsinitiative – neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland“. 5. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/976020/2297962/ab6633b012bf78494426012fd616e828/2024-07-08-wachstumsinitiative-data.pdf>
- [19] B. Kacnik, „Dynamische Stromtarife ab 2025: Was du wissen musst“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.memodo.de/m/photovoltaik-wissen/sektorenkopplung/dynamische-stromtarife/>
- [20] Bundesnetzagentur, „In-te-gra-ti-on steu-er-ba-rer Ver-brauch-sein-rich-tun-gen“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles/14a/start.html>
- [21] Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur plant Reform der Netzentgelte für Industrie“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240724_IndustrieNE.html
- [22] Bundesverband Solarwirtschaft e. V., „Stellungnahme des BSW – Bundesverbandes Solarwirtschaft zum Entwurf für eine Stromspeicher-Strategie des BMWK“. 16. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/wp-content/uploads/2024/01/240116_BSW-Stellungnahme_Stromspeicherstrategie.pdf
- [23] J. Figgner *u. a.*, „The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023)“, 2022, *arXiv*. doi: 10.48550/ARXIV.2203.06762.
- [24] F. Fischer, P. Matthiessen, und F. Widdel, „BEE-Stellungnahme zur Stromspeicherstrategie des BMWK“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter:

<https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/bee-stellungnahme-zur-stromspeicherstrategie-des-bmwk>

[25] B. Deuchert, „Gastbeitrag: ‚Baukostenzuschuss für Batteriespeicher abschaffen““. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/energieerzeugung/detail/baukostenzuschuss-fuer-batteriespeicher-ab-schaffen-176560?id=176560>

[26] Bundesnetzagentur, „Startseite | MaStR“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

[27] Bundesnetzagentur, „Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_04_InfoRundschr/43_Leitfaeden/Downloads/Positionspapier_DL.pdf?__blob=publicationFile&v=7

[28] iqony, „Stellungnahme zur Fortentwicklung des sog. ‚Redispatch 2.0‘ in Zusammenhang mit Redispatch Maßnahmen für Großbatteriespeicher“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0001/Stellungnahmen/Iqony_Stellungnahme_BK8-22-001-A.pdf?__blob=publicationFile&v=2

[29] Bayerische Staatsregierung, „Energieatlas Bayern“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas.bayern.de/>

[30] ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Hrsg., „BISKO Bilanzierungs-Systematik Kommunal“. November 2019. Zugegriffen: 10. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/BISKO_Methodenpapier_kurz_ifeu_Nov19.pdf

[31] Landratsamt Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim, „Zulassungszahlen nach Kraftfahrzeugen und Kraftstoffen“. 11. Juli 2024.

- [32] Bundesministerium für Digitales und Verkehr, Hrsg., „Verkehr in Zahlen 2023/2024“. Bundesministerium für Digitales und Verkehr, 5. März 2024. Zugegriffen: 9. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/verkehr-in-zahlen23-24-pdf.pdf?__blob=publicationFile
- [33] Landesbaudirektion Bayern Zentralstelle Straßeninformationssysteme, „Straßenverkehrszählung 2015“, BAYSIS Bayerisches Straßeninformationssystem. Zugegriffen: 3. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.baysis.bayern.de/internet/verdat/svz/kennwerte/index.html>
- [34] Landesbaudirektion Bayern Zentralstelle Straßeninformationssysteme, „Straßenverkehrszählung 2021“, BAYSIS Bayerisches Straßeninformationssystem. Zugegriffen: 3. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.baysis.bayern.de/internet/verdat/svz/kennwerte/index.html>
- [35] Landratsamt Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim, „Daten zum Schienenverkehr im Landkreis“. 5. September 2024.
- [36] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Hrsg., „Bayernplan Energie 2040“. Juli 2023. doi: 10.34805/ffe-17-23.
- [37] Boston Consulting Group, Hrsg., „KLIMAPFADE 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft“. Oktober 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://web-assets.bcg.com/58/57/2042392542079ff8c9ee2cb74278/klimapfade-study-german.pdf>
- [38] Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE, Hrsg., „Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen“. Februar 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2018/65_EE_und_Kohleausstieg/Foliensatz_Kohleausstieg_2030_65_Aurora_Energy_Research.pdf

- [39] Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE, Hrsg., „Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Update Klimaneutralität 2045“. November 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Klimaneutralitaet-2045.pdf>
- [40] BdeW, „BDEW zur EU-Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie“. 12. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/bdew-zur-eu-gebaeudeenergieeffizienz-richtlinie/>
- [41] Europäische Kommission, „Der europäische Grüne Deal“. Dezember 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de
- [42] Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, Hrsg., „Die Wärmewende in Deutschland: Bedeutung, Ziele und Umsetzbarkeit“. Oktober 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/940166/b842d5428e65f5924a17f2d5d66a8a54/WD-5-010-23-pdf-data.pdf>
- [43] Deutscher Bundestag, *Erneuerbare Energien Gesetz: EEG*. 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/inhalts_bersicht.html
- [44] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Eröffnungsbilanz Klimaschutz“. Januar 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile
- [45] Deutscher Bundestag, *Gebäudeenergiegesetz: GEG*. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/index.html#BJNR172810020BJNE012501119>
- [46] Agora Industrie, Hrsg., „Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie“. September 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2021/2021-05_IND_DE-P4Heat/A-EW_269_Power-2-Heat_WEB.pdf

- [47] Deutscher Bundestag, *Energieeffizienzgesetz*. 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/eneffg/BJNR1350B0023.html>
- [48] „DENA-GEBÄUDEREPORT 2023. Zahlen, Daten, Fakten zum Klimaschutz im Gebäudebestand.“ Deutsche Energie-Agentur, Oktober 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/dena_Gebaeudereport_2023.pdf
- [49] Umweltbundesamt, „Analyse der Umweltbilanz von Kraftfahrzeugen mit alternativen Antrieben oder Kraftstoffen auf dem Weg zu einem treibhausgasneutralen Verkehr“. Februar 2024. Zugegriffen: 3. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/13_2024_texte_analyse_der_umweltbilanz_von_kraftfahrzeugen_0.pdf
- [50] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI und Consentec GmbH, „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 Kurzbericht: 3 Hauptszenarien“. 21. Juni 2021. Zugegriffen: 28. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/LFS_Kurzbericht.pdf&ved=2ahUKEwizn-SuyPeLAXFRPEDHRZZL6UQFnoECAkQAQ&usg=AOvVaw1nDNy2k18wLrszvWlp8aGr
- [51] Kraftfahrt-Bundesamt, „Fahrzeuge - Bestand“. Zugegriffen: 20. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand_node.html
- [52] Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz, „Klimapolitik in Bayern“. Zugegriffen: 4. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stmuv.bayern.de/themen/klimaschutz/klimaschutzpolitik/index.htm>
- [53] Die Bundesregierung, „Nachhaltige Mobilität“. Zugegriffen: 4. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/nachhaltige-mobilitaet-2044132>

- [54] Umweltbundesamt, Hrsg., „Treibhausgas-Projektionen 2024 – Ergebnisse kompakt“. März 2024. Zugegriffen: 4. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2024-ergebnisse-kompakt>
- [55] Umweltbundesamt, „Fahrleistungen, Verkehrsleistung und Modal Split“. Zugegriffen: 4. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/fahrleistungen-verkehrsaufwand-modal-split#fahrleistung-im-personen-und-guter-verkehr>
- [56] Prognos, Öko-Institut, und Wuppertal-Institut, „Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann“. Juni 2021. Zugegriffen: 13. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf
- [57] DB Energie GmbH, „Korrespondenz mit der DB Energie GmbH - Anfrage Netzverknüpfungspunkte Bahnstromnetz - Allg. Versorgungsnetz und Bezug Bayern“, 12. März 2025.
- [58] Stadt Konstanz, „23 neue E-Gelenkbusse“. Zugegriffen: 5. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.konstanz.de/150278_158755_149754_595947_595156
- [59] Redaktionsbüro SCHREIBERtext, „0,77 kWh pro Kilometer“. Zugegriffen: 5. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://omnibus.news/077-kwh-pro-kilometer>
- [60] Verkehrsverbund Rhein-Sieg GmbH, „Batterie-Linienbus“. Zugegriffen: 5. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://infoportal.mobil.nrw/technik/busse-mit-elektrischem-antrieb/batterie-linienbus.html>
- [61] BMWK, „Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie: NWS 2023“. Zugegriffen: 7. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/DE/20/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [62] GEOPLEX, „Solarpotenzialkataster Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim“, Solarkataster NEA. [Online]. Verfügbar unter: <https://solaratlas.kreis-nea.de/>

- [63] Deutscher Bundestag, *Bundesimmissionsschutzgesetz*. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/>
- [64] Freistaat Bayern, *Bayerische Bauordnung*. 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-bayern.de/Content/Document/BayBO>
- [65] Regierung von Oberfranken, „Regionaler Planungsverband Oberfranken-West- Fortschreibung des Teilkapitels B V 2.5.2 ‚Windenergie‘: Beschluss über die Einleitung des Beteiligungsverfahrens“, Nov. 2024.
- [66] Bayerisches Landesamt für Statistik, „Statistik kommunal Bayern“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.statistik.bayern.de/produkte/statistik_kommunal/index.html
- [67] Bayerische Landesamt für Umwelt, „Abfallbilanz Bayern“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.abfallbilanz.bayern.de/>
- [68] Bayerisches Landesamt für Umwelt, „Tiefe Geothermie“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.lfu.bayern.de/geologie/geothermie/geothermie_tief/index.htm
- [69] „Free Open-Source Weather API | Open-Meteo.com“. Zugegriffen: 6. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://open-meteo.com/>
- [70] N-ERGIE Netz GmbH, „Netzausbauplan (NAP) gemäß § 14d Energiewirtschaftsgesetz“, Nürnberg, Apr. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vnbdigital.de/gateway/files?serviceName=vnb&fileId=66e42a3350d5c28637ec93a6&preview=1>
- [71] European Hydrogen Backbone (EHB), „The European Hydrogen Backbone initiative“. Zugegriffen: 13. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://ehb.eu/>
- [72] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., „Wasserstoff-Kernnetz“. Zugegriffen: 13. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>
- [73] VDI TZ, „Bayerisches Förderprogramm zum Aufbau einer Elektrolyseur-Infrastruktur (BayFELI)“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vditz.de/bayfeli>

- [74] *Verordnung zur Neufassung der Siebenunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote): 37. BImSchV.* 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/bim-schv_37_2024/BJNR0830A0024.html
- [75] Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union, L-2985 Luxemburg, *Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr.* 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184>
- [76] NOW GmbH, „Erneuerbare-Energien-Richtlinie III (RED III) - Ziele für erneuerbare Kraftstoffe im Verkehr“. Zugriffen: 14. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/04/NOW-Factsheet_REDIII.pdf
- [77] T. Gollwitzer u. a., „NEW HyPerspectives“, Jan. 2023. Zugriffen: 7. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://wasserstoff.new-perspektiven.de/wp-content/uploads/2023/07/20230705_NEW_Abschlussbericht-HyPerspectives-Web-DS-mit-Anhaengen.pdf
- [78] A. Brinner und Witt Ulrike, „Elektrolyse – Basics III: Funktionsprinzip der Elektrolyse“. Zugriffen: 7. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.zsw-bw.de/uploads/media/20210331_ZSW_Elektrolyse_Basics_III_Funktionsprinzip.pdf
- [79] Zösch, Norbert, „Sonne, Wind & mehr“. 30. März 2023.
- [80] Graforce GmbH, „Company Presentation“. 13. Januar 2025.
- [81] blueFLUX, „Ein neues Level der natürlichen Kreislaufwirtschaft.: Wert schaffen – aus jeglicher Art von organischen Abfällen.“ Zugriffen: 7. März 2025. [Online]. Verfügbar unter:

https://www.bluefluxenergy.com/wp-content/uploads/2024/05/Produkt-Broschuere-blue-FLUX-H2_DE.pdf

[82] A. Gradel, „Bio-to-X - Wasserstoff aus Biogas“. 14. November 2022.

[83] BtX energy GmbH, „BioH2Ref - Dezentrale Wasserstoffaufbereitung von Biogas durch Dampfreformierung - Ein BMWK-gefördertes Verbundvorhaben“. Zugegriffen: 20. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://btx-energy.de/projekte/bioh2ref/>

[84] M. Kuhnert und FORVIA, „Hydrogen Storage Container“. 8. Dezember 2022.

[85] Anlagenbau Neundörfer GmbH, „Trailerabfüllung Hydrosponder“. 23. April 2021.

[86] LENK, „Förderinstrumente im Bereich Wasserstoff“. Zugegriffen: 7. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.lenk.bayern.de/themen/energiewende/doc/Foerderinstrumente_fuer_den_Bereich_Wasserstoff_Juni_2024.pdf

[87] „Bayerisches Förderprogramm zum Aufbau einer Elektrolyseur-Infrastruktur in Bayern: BayFELI“. 12. Juli 2023. Zugegriffen: 7. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.verkuendung-bayern.de/baymb/2023-358/>

[88] Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien, „Bundesförderung Industrie und Klimaschutz“. Zugegriffen: 7. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.klimaschutz-industrie.de/foerderung/>

[89] BMWK, „Klimaschutzverträge - ein neues Förderinstrument“. Zugegriffen: 7. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.klimaschutzvertraege.info/>