



DIGITALER ENERGIENUTZUNGSPLAN+

für den

Landkreis Roth

Institut für Energietechnik IfE GmbH
Kaiser-Wilhelm-Ring 23a
92224 Amberg



DIGITALER ENERGIENUTZUNGSPLAN+

für den Landkreis Roth

Auftraggeber:

Landkreis Roth

Weinbergweg 1

91154 Roth

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:

Februar 2024 bis September 2025

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	3
Tabellenverzeichnis	7
1 Einleitung.....	9
2 Projektablauf und Akteursbeteiligung / Partizipation / Akzeptanzförderung	11
2.1 Projektphasen.....	11
2.2 Abstimmung mit allen relevanten Akteuren.....	12
2.3 Visualisierung wesentlicher Ergebnisse in einem Geoinformationssystem (GIS) ..	12
3 Regulatorische Hürden im Energiesektor	14
3.1 Photovoltaik	15
3.2 Netze und Strommarkt	25
3.3 Batteriespeicher.....	31
3.4 Biogasanlagen.....	35
4 Analyse der energetischen Ausgangssituation.....	37
4.1 Methodik und Datengrundlage.....	37
4.2 Energieinfrastruktur.....	39
4.3 Sektor Wärme	42
4.4 Sektor Strom.....	46
4.5 Sektor Verkehr	50
4.6 Gesamtenergie- und Treibhausgas-Bilanz im Ist-Zustand	50
5 Potenzialanalyse	54
5.1 Grundannahmen.....	54
5.2 Szenarien.....	56
5.3 Einsparpotenziale.....	58

5.4	Transformationsprozesse	63
5.5	Potenzziale zum Ausbau erneuerbarer Energien.....	68
6	Energieszenarien 2040 – Zusammenfassung der Potenzialanalyse	85
6.1	Szenario „Mittelweg“	86
6.2	Szenario „Konservativ“	90
6.3	Szenario „Ambitioniert“.....	93
7	Analyse des Stromnetzes und des Energiesystems.....	96
7.1	Methodik der Zeitreihenerstellung	96
7.2	Aufbau eines digitalen Zwillings des Mittelspannungsnetzes.....	104
7.3	Aufbau eines digitalen Zwillings des Landkreises	106
7.4	Ergebnisse	112
8	Maßnahmenkatalog	131
9	Zusammenfassung.....	169
10	Literaturverzeichnis	171

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Häufigkeit der Negativstunden im Jahr 2024	16
Abbildung 2: Beispielhafte Jahresdauerlinie PV-Anlage mit 1 kWp Leistung	17
Abbildung 3: Summenleistung innerhalb der Leistungsgruppen; Grafik: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE [6]	19
Abbildung 4: Anzahl der installierten Photovoltaik-Anlagen in den einzelnen Leistungsgruppen; Grafik: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE [6]	20
Abbildung 5: Ausbau des Bestands von Photovoltaik in GW[13]	23
Abbildung 6: Marktwert-Kannibalisierung und „Duck Curve“ [13]	27
Abbildung 7: Großhandelspreise im Tagesverlauf [13]	28
Abbildung 8: Anzahl der jährlich zugelassenen Großspeicher. [27]	32
Abbildung 9: Jährlich zugelassenen Kapazität von Großspeichern. [27]	33
Abbildung 10: Übersicht der Hoch- und Mittelspannungsebenen des Stromnetzes	40
Abbildung 11: Übersicht der Gasnetzbetreiber je Kommune	41
Abbildung 12: Anonymisierter Ausschnitt eines gebäudescharfen Wärmekatasters	43
Abbildung 13: Auszug der Heatmap (Roth)	43
Abbildung 14: Wärmeverbrauch im Jahr 2023 – Verbrauchergruppen	44
Abbildung 15: Wärmeverbrauch im Jahr 2023 – Kommunenscharf	44
Abbildung 16: Wärmeverbrauch im Jahr 2023 – Energieträger	45
Abbildung 17: Strombezug im Jahr 2023 – Verbrauchergruppen	46
Abbildung 18: Strombezug im Jahr 2023 – Kommunenscharf	46
Abbildung 19: Stromeinspeisung im Jahr 2023 – Einspeisemix	47
Abbildung 20: Kommunenscharfe Gegenüberstellung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs	48

Abbildung 21: Übersichtskarte der Erneuerbare-Energien-Anlagen im Betrachtungsgebiet (Energie-Atlas [30], eigene Bearbeitung).....	49
Abbildung 22: Endenergie nach Verbrauchergruppen/Sektoren quantitativ.....	51
Abbildung 23: Simulation der Szenarien.....	57
Abbildung 24: Anonymisierter Ausschnitt eines Sanierungskatasters vor und nach der Sanierung (Szenario: jährliche Sanierungsrate von 2% bis zum Jahr 2040).....	58
Abbildung 25: Prämissen für die Szenarien im Sektor Verkehr	65
Abbildung 26: Auszug aus dem Solarpotenzialkataster (Solardachkataster Landkreis Roth [53]).....	69
Abbildung 27: Auszug des Kriterienkatalogs für PV-Freiflächen	72
Abbildung 28: Georeferenzierte Darstellung der PV-Freiflächen Potenziale	73
Abbildung 29: Tiefe Geothermie - Gebiete für Wärmegewinnung in Bayern (www.lfu.bayern.de)	81
Abbildung 30: Standorteignung für oberflächennahe Geothermie mit Heatmap des Wärmekatasters	83
Abbildung 31: Endenergie Mittelweg 2023 - 2040 Auswirkungen der Energieeinsparung und Transformation durch Elektrifizierung.....	86
Abbildung 32: Energieerzeugung Mittelweg 2022 - 2040 Entwicklung der Energieerzeuger im Szenarienvergleich.....	88
Abbildung 33: Mittelweg - Vergleich des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung 2023 - 2040	89
Abbildung 34: Endenergie Konservativ 2023 - 2040 Auswirkungen der Energieeinsparung und Transformation durch Elektrifizierung.....	90
Abbildung 35: Energieerzeugung Konservativ 2023 - 2040 Entwicklung der Energieerzeuger im Szenarienvergleich.....	91

Abbildung 36: Konservativ - Vergleich des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung 2023 - 2040.....	92
Abbildung 37: Endenergie Ambitioniert 2023 - 2040 Auswirkungen der Energieeinsparung und Transformation durch Elektrifizierung.....	93
Abbildung 38: Energieerzeugung Ambitioniert 2023 - 2040 Entwicklung der Energieerzeuger im Szenarienvergleich.....	94
Abbildung 39: Ambitioniert - Vergleich des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung 2023 - 2040.....	95
Abbildung 40: Tageszeitlicher Verlauf des Strombedarfs der Elektromobilität des Mittelwegs inkl. Darstellung saisonaler Effekte	98
Abbildung 41: Tageszeitlicher Verlauf der PV-Erzeugung inkl. Darstellung saisonaler Effekte.....	99
Abbildung 42: Tageszeitlicher Verlauf der Windkrafterzeugung inkl. Darstellung saisonaler Effekte.....	100
Abbildung 43: Tageszeitlicher Verlauf der Stromerzeugung durch KWK-Anlagen im Zieljahr inkl. Darstellung saisonaler Effekte.....	101
Abbildung 44: Schematische Darstellung der Verschneidung der Mittelspannungsnetze mit den Kommunen.....	102
Abbildung 45: Schematische Darstellung des Simulationsmodells des Landkreises.....	107
Abbildung 46: Darstellung der betrachteten Simulationsstufen	109
Abbildung 47: Lokalisierung der Änderungen je Simulationsstufe in der schematischen Darstellung des landkreisweiten Simulationsmodells	111
Abbildung 48: Exemplarische Darstellung einer Jahresdauerlinie inkl. Erklärungen	112
Abbildung 49: Schematische Darstellung des Simulationsmodells des Landkreises.....	113
Abbildung 50: Mittlerer Tag der HS-Ebene im Ist-Stand	114
Abbildung 51: Jahresdauerlinien im Ist-Stand.....	114

Abbildung 52: Änderung des mittleren Tages der HS-Ebene infolge der Erhöhung des Strombedarfs in Relation zum Ist-Zustand.....	116
Abbildung 53: Jahresdauerlinien der Stufe Verbrauch Zieljahr im Mittelweg.....	117
Abbildung 54: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV und WKA	118
Abbildung 55: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + WKA im Mittelweg.....	119
Abbildung 56: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV und WKA bei bilanziellem Ausgleich	120
Abbildung 57: Jahresdauerlinien der Zwischenstufe Zubau PV + WKA für bilanzielle Autarkie im Mittelweg	121
Abbildung 58: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV, WKA und BS.....	122
Abbildung 59: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + WKA + BS im Mittelweg	123
Abbildung 60: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV, WKA und BS sowie netzdienlicher Flexibilisierung bestimmter Verbraucher.....	124
Abbildung 61: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + WK + BS + netzdienliche Flexibilisierung im Mittelweg	125
Abbildung 62: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV und BS, aber ohne Zubau von WKA	126
Abbildung 63: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + BS ohne WKA im Mittelweg.....	127
Abbildung 64: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von WKA und BS, aber ohne Zubau von PV	128
Abbildung 65: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau WKA + BS ohne PV im Mittelweg.....	129

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Endenergieverbräuche Verbrauchergruppen und Sektoren qualitativ	51
Tabelle 2: Treibhausgas-Emissionen je Sektor	53
Tabelle 3: Die CO ₂ -Äquivalente der jeweiligen Energieträger.....	53
Tabelle 4: Einsparpotenziale Private Haushalte - Wärme.....	59
Tabelle 5: Einsparpotenziale Private Haushalte - Strom.....	60
Tabelle 6: Einsparpotenziale Wirtschaft – Wärme.....	61
Tabelle 7: Einsparpotenziale Wirtschaft – Strom.....	61
Tabelle 8: Einsparpotenziale Kommunale Gebäude - Wärme.....	62
Tabelle 9: Einsparpotenziale Kommunale Gebäude - Strom.....	63
Tabelle 10: Transformationsprozesse Wärmepumpen – Private Haushalte/kommunale Liegenschaften	64
Tabelle 11: Transformationsprozesse Wärmepumpen – Wirtschaft.....	64
Tabelle 12: Potenziale Ausbau EE PV-Aufdach	70
Tabelle 13: Potenziale Ausbau EE Solarthermie	71
Tabelle 14: Potenziale Ausbau EE PV-Freifläche	74
Tabelle 15: Potenziale Ausbau EE Windkraft	76
Tabelle 16: Potenziale Ausbau EE Biogas	77
Tabelle 17: Potenziale Ausbau EE Holzartige Biomasse.....	78
Tabelle 18: Potenziale Ausbau EE Wasserkraft.....	79
Tabelle 19: Übersicht der betrachteten Umspannwerke	97
Tabelle 20: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken im Ist-Stand	115

Tabelle 21: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Verbrauch Zieljahr im Mittelweg.....	117
Tabelle 22: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau PV + WKA im Mittelweg.....	119
Tabelle 23: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Zwischenstufe Zubau PV + WKA für bilanzielle Autarkie im Mittelweg	121
Tabelle 24: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau PV + WKA + BS im Mittelweg.....	123
Tabelle 25: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau PV + WKA + BS + netzdienliche Flexibilisierung im Mittelweg	125
Tabelle 26: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau PV + BS <u>ohne</u> WKA im Mittelweg.....	127
Tabelle 27: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Stufe Zubau WKA + BS <u>ohne</u> PV im Mittelweg.....	129
Tabelle 28: Übersicht der abgeregelten Energiemengen je Simulationsstufe und Szenario.....	130

1 Einleitung

Auf Grundlage des bereits bestehenden digitalen Energienutzungsplans [1] wurde im Rahmen dieses Projekts eine Erweiterung / Ergänzung im Hinblick auf die Bewertung des Erzeugungspotenzials unter Berücksichtigung der Netzinfrastruktur und Optionen der Systemflexibilisierung ausgearbeitet. 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 erweiterte digitale Energienutzungsplan Plus umfasst:

- eine detaillierte Energie- und CO₂-Bilanz in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr, basierend auf dem bestehenden ENP
- eine Aktualisierung der Absatzdaten Strom, Gas und Stromeinspeisung auf das Bilanzjahr 2023
- eine standortspezifische Potenzialanalyse von Einsparungen von Energie, Transformationsprozessen und zum Ausbau erneuerbarer Energieträger, insbesondere Windkraft und Photovoltaik-Freiflächen, 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 Ausarbeitung eines umfassenden Maßnahmenkatalogs

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 Projektlauf und Akteursbeteiligung / Partizipation / Akzeptanzförderung

2.1 Projektphasen

Die Entwicklung des digitalen Energienutzungsplan Plus erfolgte in mehreren Projektphasen. Zunächst wurde auf Basis einer Bestandsaufnahme und des bereits vorhandenen digitalen Energienutzungsplan 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", "Wirtschaft" und "Verkehr" 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.

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. Dies beinhalteten 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 erstellt. Mithilfe dieser wurde der Ist-Stand sowie das verbleibende Ausbaupotenziale 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.

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 KEWe:**

Zu Projektbeginn wurde beschlossen, dass der Energienutzungsplan in Zusammenarbeit mit dem Fachkreis Koordinierte Energiewende (KEWe) erfolgen soll. Im Fachkreis KEWe sind Vertreter des Landratsamts, der Kommunen und der Energieversorger eingebunden.

Im Rahmen von insgesamt sechs Terminen 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 Klimaschutz, Umwelt, Wirtschaft und Regionalentwicklung sowie den Bürgermeisterinnen und Bürgermeistern 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:

- Georeferenzierte Darstellung der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien im Ist-Zustand
- Lage der Mittelspannungsnetze inkl. darauf aufbauender Analysen
- Potenzialanalyse erneuerbarer Energien, z. B. Analyse potenzieller Flächen für Freiflächen-Photovoltaik

Die GIS-Daten können vom Auftraggeber in vielfältiger Form für die tägliche Arbeit genutzt werden.

3 Regulatorische Hürden im Energiesektor

Dieses Kapitel des Berichts befasst sich mit den regulatorischen Hürden im Rahmen des Energienutzungsplans (ENP). 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 ungeregelte 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** [2], wodurch ein Fünftel des Solarstroms mit Kosten belastet war. 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**. [3] Dadurch besteht für diese Anlagen kein wirtschaftlicher Anreiz, die Einspeisung in Zeiten negativer Preise zu drosseln. [4] 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 ungeregelter PV-Einspeisung sehr gut erkennbar. Insgesamt traten 457 Negativstunden auf.

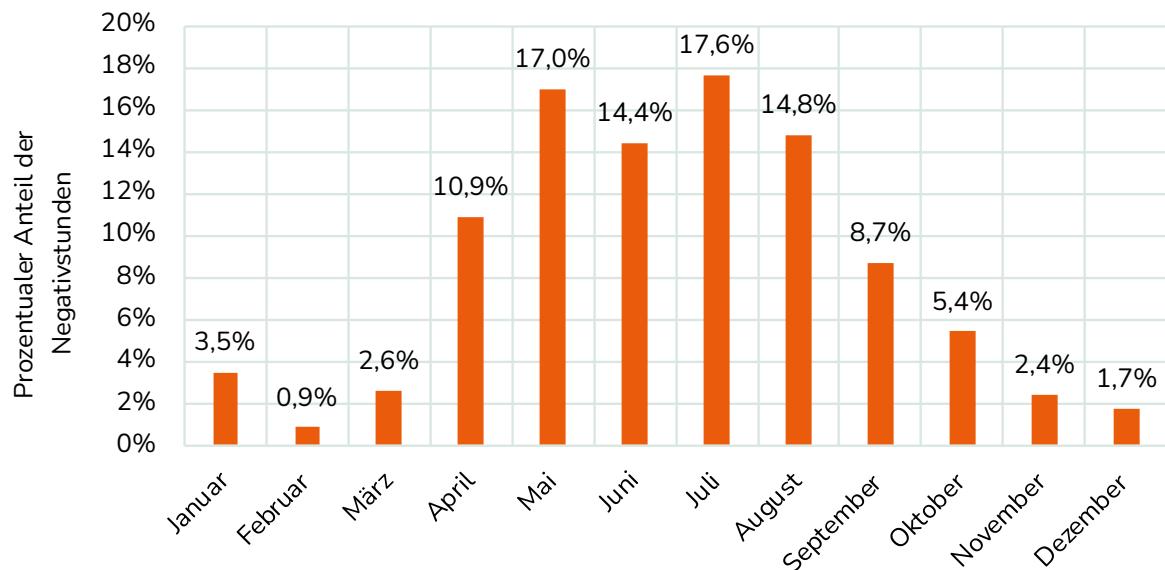


Abbildung 1: Häufigkeit der Negativstunden im Jahr 2024

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 **Solarspitzengegesetz** [5] 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 abgeregelte Energiemenge oberhalb der 70 % innerhalb der 137 Betriebsstunden entspricht ca. 0,6 % (< 1 %) der jährlich erzeugten Energiemenge.

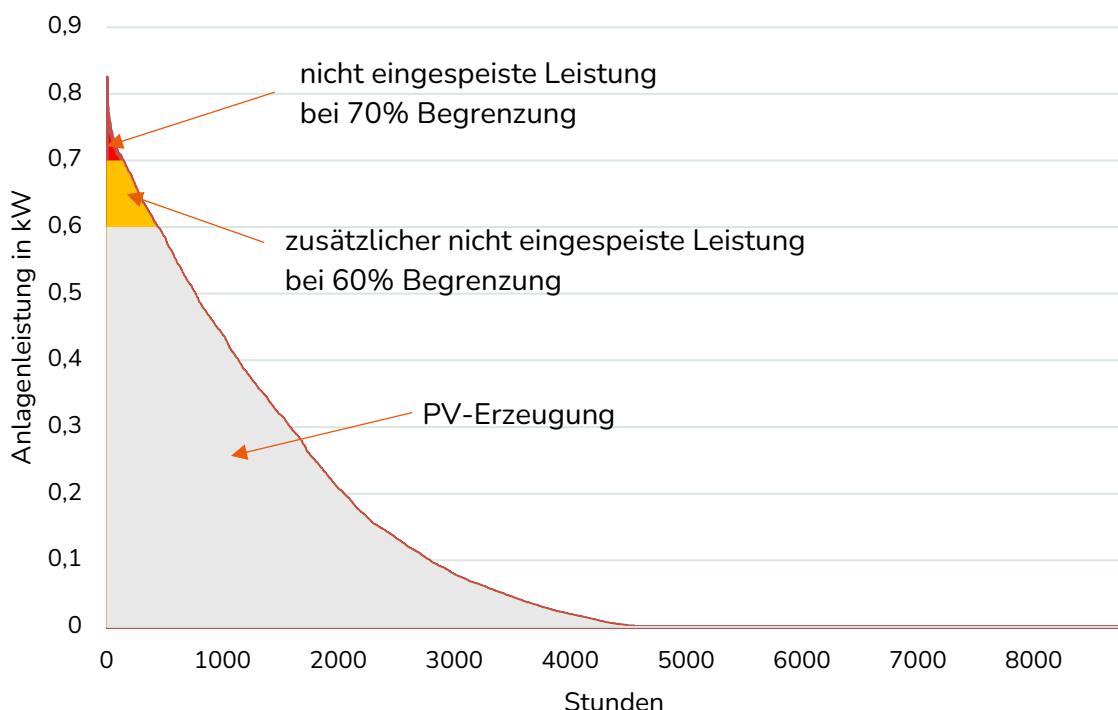


Abbildung 2: Beispielhafte Jahresdauerlinie PV-Anlage mit 1 kWp Leistung

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 [6] 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. [7]

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. [8]

Anlagenleistung

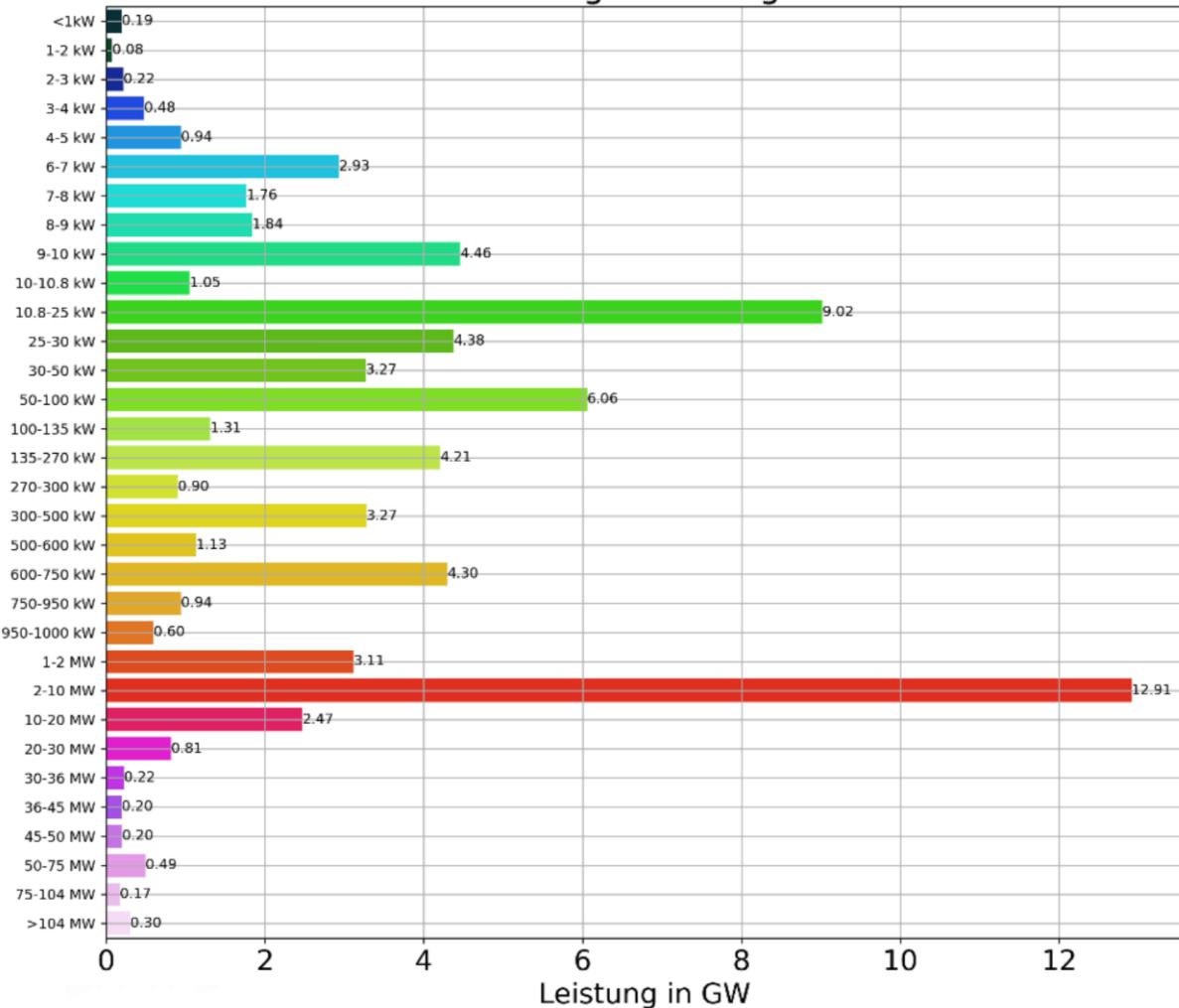


Abbildung 3: Summenleistung innerhalb der Leistungsgruppen; Grafik: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE [6]

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.

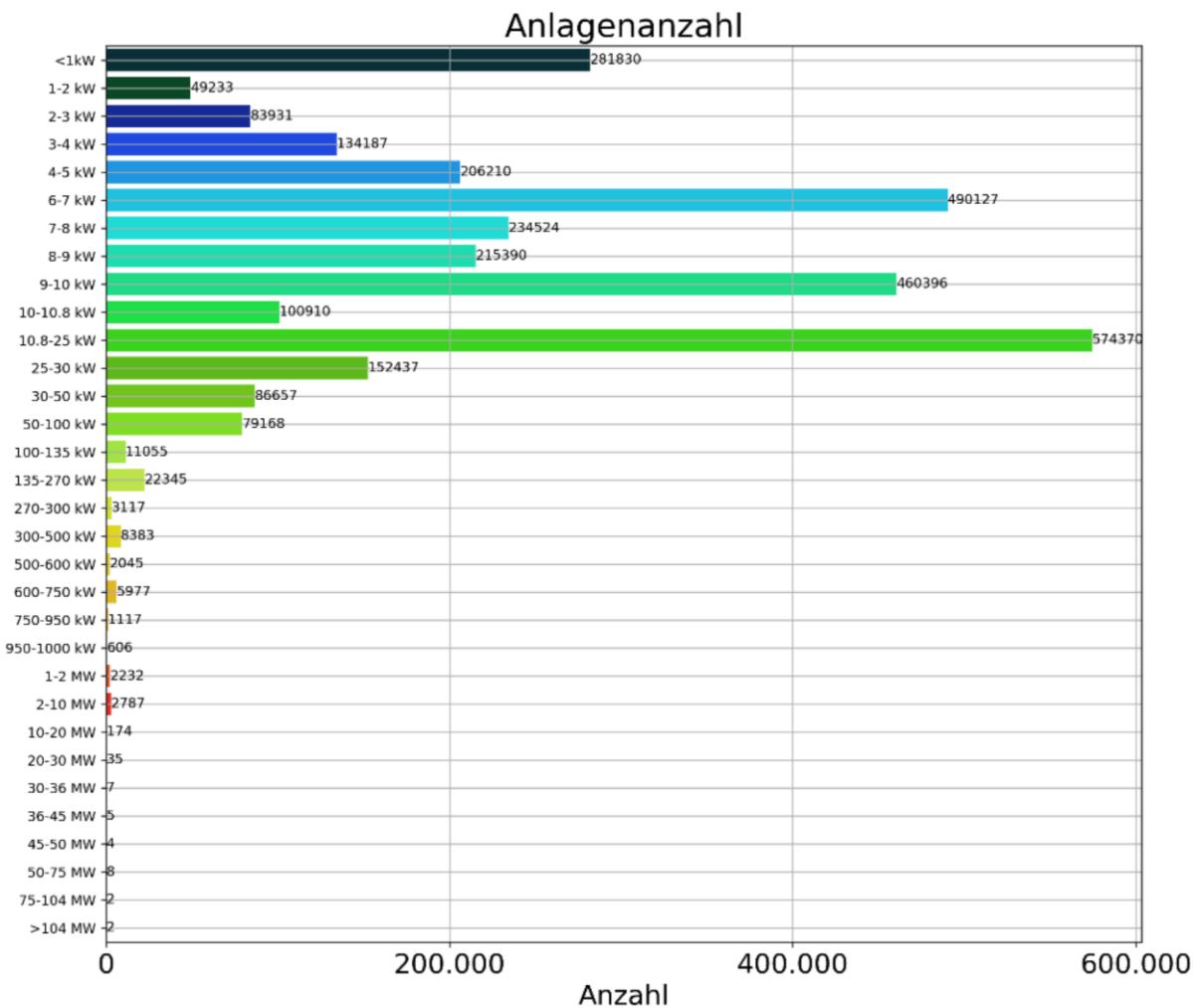


Abbildung 4: Anzahl der installierten Photovoltaik-Anlagen in den einzelnen Leistungsgruppen; Grafik: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE [6]

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 Markstammdatenregister 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.** [7]

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 Kilowattstunden (kWh) bei 12,47 %. Dabei haben 340 der 811 Messstellenbetreiber zum Jahreswechsel noch nicht mit dem Rollout begonnen. [9] **In der Übergangsphase soll die Einspeiseleistung auf 50 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. [10]

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 führen, die auch durch Redispatch-Zahlungen nicht gedeckt werden. [11]

Durch die Umstellung auf eine Abregelung der Leistung am Netzanschlusspunkt, würde der Eigenverbrauch möglich bleiben. Nach dem Bericht des Strommarkttreffens 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. [12]

Die Teil-Novelle des EnWG (im Rahmen des sog. Solarspitzengesetz) 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 Solarspitzengesetz [5], 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 kürzlich 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 Solarspitzengesetz im EEG 2023 diverse Entbürokratisierungen vorgenommen. [5]

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 [13] und eine Verlangsamung des Zubaus oder eine Entschärfung durch Direktvermarktung ist derzeit nicht absehbar. [14]

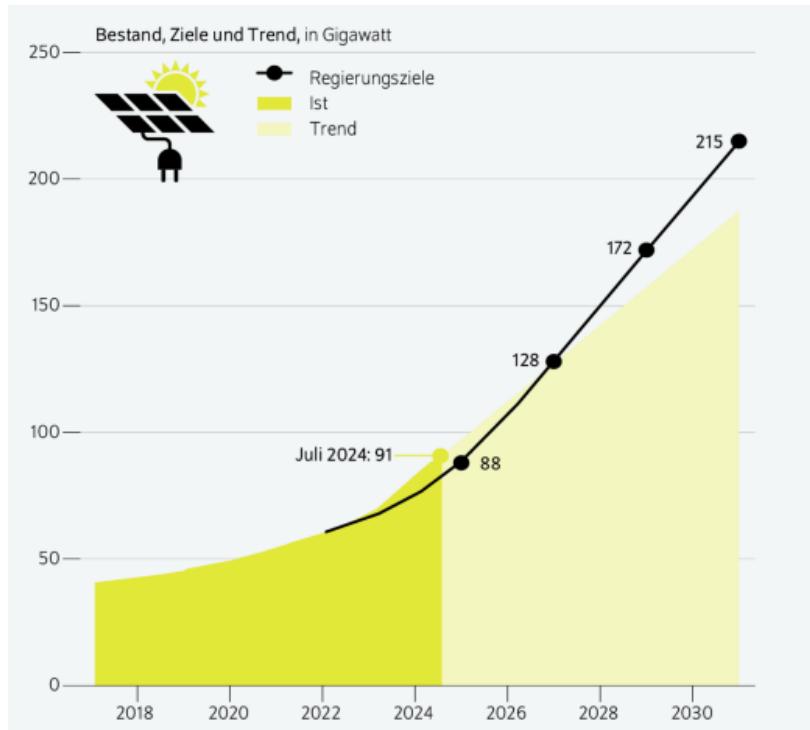


Abbildung 5: Ausbau des Bestands von Photovoltaik in GW[13]

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. [15]

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 Solarspitzengesetz [5], 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“. [16]

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 ungeregelte 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 Solarspitzengesetz 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 geben sein. [17]

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 Anlagenbetreiber diesen Wert einbehalten.

Darüber hinaus können Bestandsanlagen unter 100 kW – wie bereits weiter oben erwähnt – in das Direktvermarktungsmodell nach dem Marktprämienmodell wechseln. [18]

Das Bundeswirtschaftsministerium plant in einem Entwurf zur „Wachstumsinitiative“ [19], dass die Direktvermarktung für Neuanlagen weiterentwickelt wird. Dabei soll die Schwelle zur Direktvermarktung 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 Erneuerbaren-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. [10]

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. [20] 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.

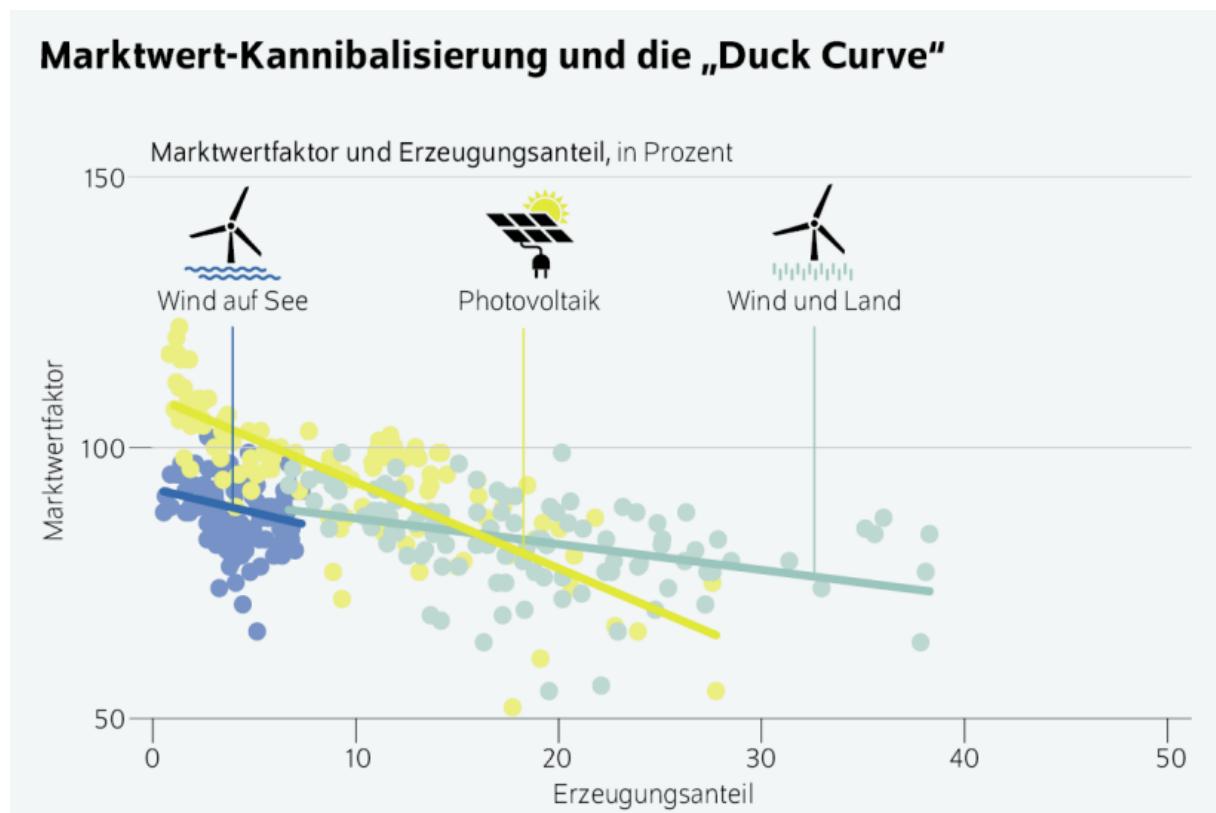


Abbildung 6: Marktwert-Kannibalisierung und „Duck Curve“ [13]

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. [13]

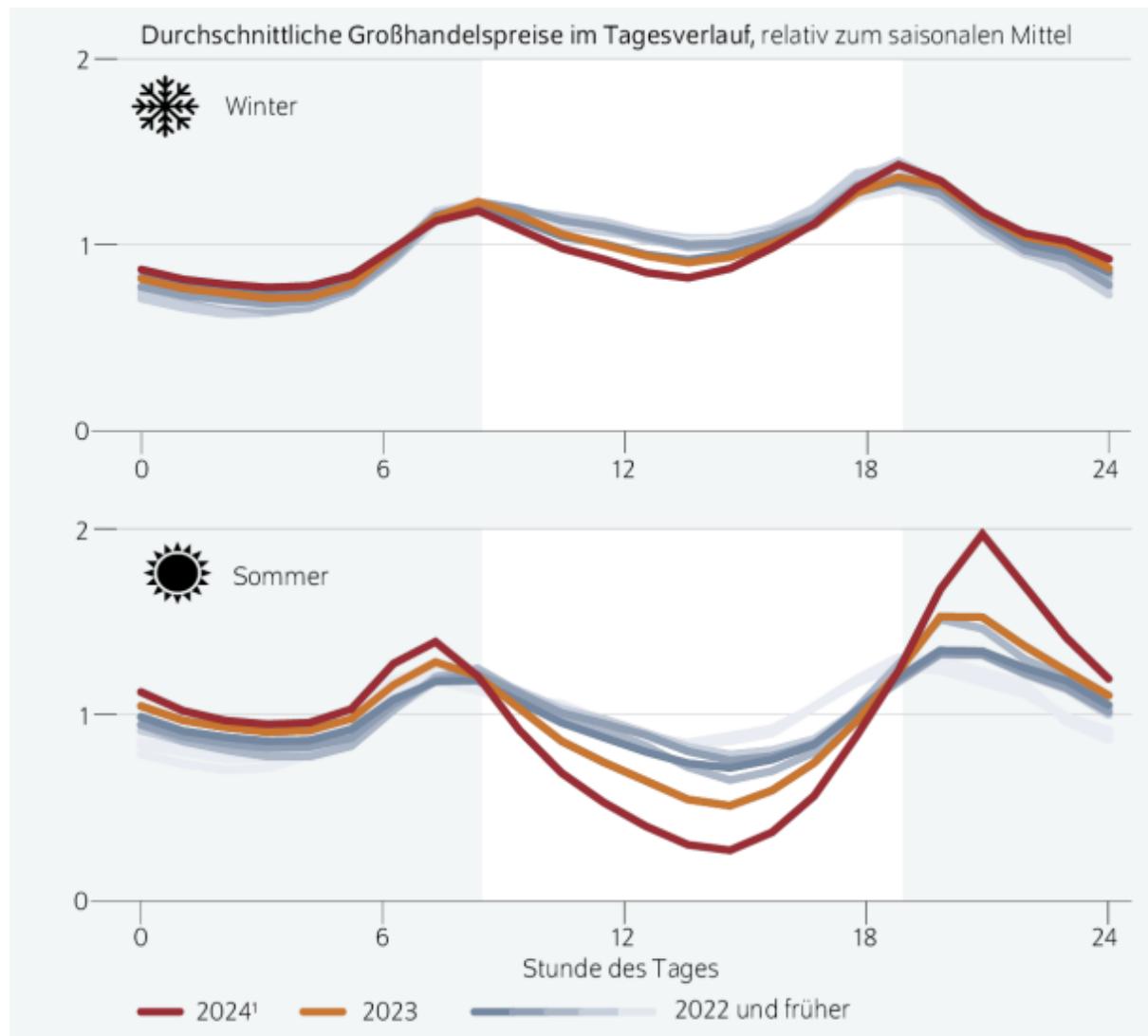


Abbildung 7: Großhandelspreise im Tagesverlauf [13]

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. [21] 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. [11]

Es ist fraglich ob und wie schnell hier ein Effekt am Strommarkt zu spüren ist, da die genannten Punkte erst eine große Investition voraussetzen. [20]

3.2.3 Überbauung der Netzanschlusspunkte (Flexible Netzanschlussvereinbarungen)

Im sogenannten Solarspitzengesetz [5] 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 Netzan schlussleistung 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 müsste 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 am 01.01.2026 in Kraft.** [22]

Mit Maßnahmen der Aussetzung von Vergütungen wie durch das Solarspitzengesetz 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 Solarspitzengesetzes 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 Solarspitzengesetz 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 2026 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. [23]

In der kürzlich formulierten Wachstumsinitiative des BMWK (Stand 21.10.24) wurde das Ziel formuliert 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. [10]

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). [24] Dieser wird zusätzlich zum Netzanschluss erhoben, obwohl Batteriegrößspeicher 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. [25]

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 Energiericht dahingehend reformiert werden, dass Speicher als eigene Anlagenklasse neben Erzeugern und Verbrauchern konsequent berücksichtigt werden. Auf Europäischer Rechtsebene wird dies bereits gefordert. [26] 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 vergleichsweisen geringen Niveau war und seit 2022 steigt.

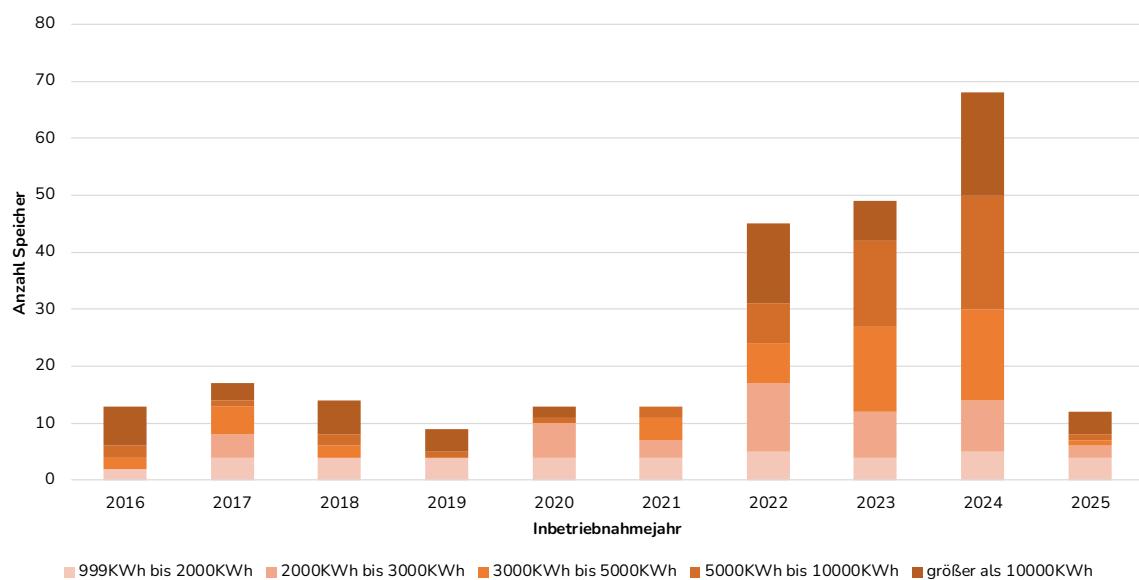


Abbildung 8: Anzahl der jährlich zugelassenen Großspeicher. [27]

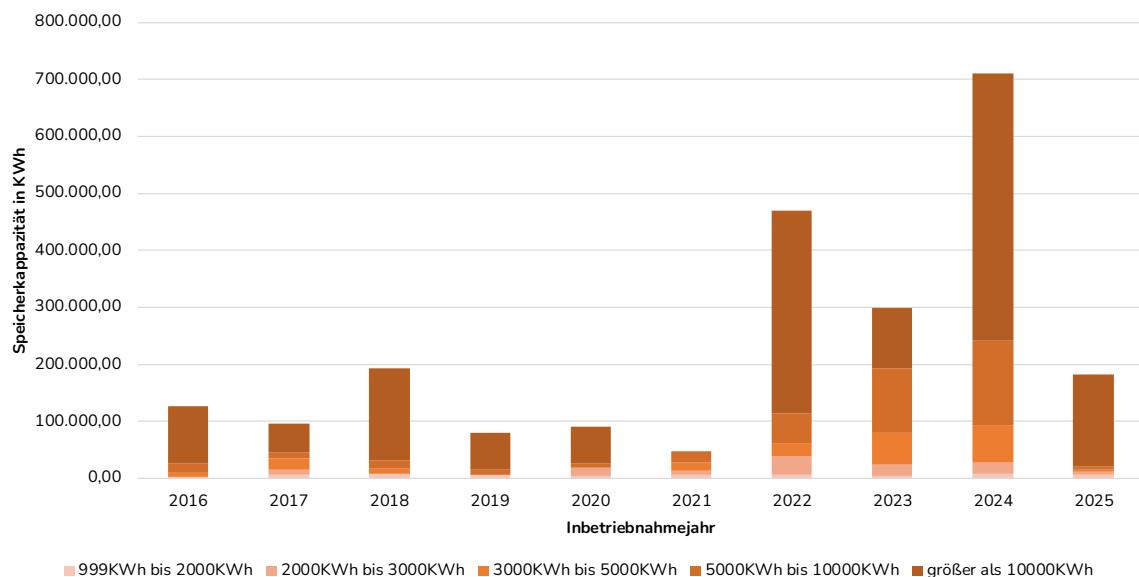


Abbildung 9: Jährlich zugelassenen Kapazität von Großspeichern. [27]

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. [28]

3.3.2 Batteriespeicher reagieren auf deutschlandweite Strompreissignale

Stromspeicher können auf diverse Art Geld verdienen. Einerseits über die Bereitstellung von Regulierenergie 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 volumnfänglich kompensiert werden.

Nichtverfügbarkeiten des Batteriespeichers können zu Vertragsstrafen führen und im Extremfall zur Vertragsauflösung, insbesondere wenn den Batteriespeicherkunden erhebliche finanzielle Verluste durch eingeschränkte Nutzungsmöglichkeiten entstehen. [29]

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 Energiedienstlandschaft führen sollen.

Durch eine Erhöhung des Ausschreibungs volumens 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 Vollaststunden auf Betriebsviertelsunden, da dies dazu führen kann, dass es nur noch einen Ein-/Ausbetrieb der Blockheizkraftwerke (BHKWs) gibt.

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 des Sektors Verkehr wird in Abstimmung mit dem Auftraggeber in die Energiebilanz mit aufgenommen. Die Basis bildet dabei der bereits vorliegende Digitale Energienutzungsplan [1].

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 zur Verfügung gestellt.
- Georeferenzierte Daten zum Stromnetz der lokalen Energieversorgungsunternehmen
- Daten aus dem bestehenden digitalen Energienutzungsplan
- Datenerhebungsbögen im Bereich der Wirtschaftsbetriebe mit Abfrage der Umstel-lungsbereitschaft auf alternative Energieträger.
- Datenerhebungsbögen im Bereich der Biogasanlagen.
- Datenschutzkonforme Kehrbuchdaten über das Bayerische Landesamt für Statistik.
- Daten zu Wärmenetzen im Landkreisgebiet.
- Georeferenzierte Daten der Region Westmittelfranken der 31. Änderung des Regio-nalplans der enthaltenen Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windkraftanlagen; Rauminformationssystem Bayern (RISBY), Bayerisches Staatsministerium für Wirt-schaft, Landesentwicklung und Energie, München; Stand 11.11.2024.
- 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 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 Roth
 - Landkreisspezifische Daten zu verlegten Schienenkilometern über den Verkehrsverbund Großraum Nürnberg

4.2 Energieinfrastruktur

4.2.1 Stromnetz

Das Stromnetz im Landkreis Roth wird von insgesamt sechs Energieversorgungsunternehmen betrieben:

- N-ERGIE AG
- Stadtwerke Roth
- Stadtwerke Schwabach GmbH
- Gemeindewerke Wendelstein KU
- Gemeindewerke Georgensgmünd
- Stromversorgung Greding Nebenbetrieb der Raiffeisenbank Altmühl-Jura eG

Für das Landkreisgebiet liegen vollständige Netzabsatzdaten und Daten zur Stromeinspeisung aller Netzbetreiber vor. Des Weiteren liegen GIS-Daten der einzelnen Energieversorger inklusive der Standartlastprofil (SLP)-Lastgänge und Registrierende Leistungsmessungen (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.



Abbildung 10: Übersicht der Hoch- und Mittelspannungsebenen des Stromnetzes

4.2.2 Gasnetze

Im Landkreisgebiet betreiben drei Energieversorgungsunternehmen Gasnetze:

- N-Ergie AG
- Stadtwerke Roth
- Gemeindewerke Wendelstein KU

Insgesamt liegen Netzabsatzdaten für Erdgas in 13 der 16 Kommunen im Landkreis vor. Eine Übersicht der Kommunen mit Gasnetz und den dazugehörigen Netzbetreibern ist in Abbildung 11 dargestellt.



Abbildung 11: Übersicht der Gasnetzbetreiber je 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, Baustuktur und Wärmeverbrauch. Hierfür konnte der bestehende Energienutzungsplan als Basis genutzt und gezielt aktualisiert werden. Das Wärmekataster 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 12 zeigt den Ausschnitt eines anonymisierten gebäudescharfen Wärmekatasters. Das Wärmekataster für den Landkreis Roth liegt dem Energienutzungsplan bei und wird in das GIS überführt.



Abbildung 12: Anonymisierter Ausschnitt eines gebäudescharfen Wärmekatasters

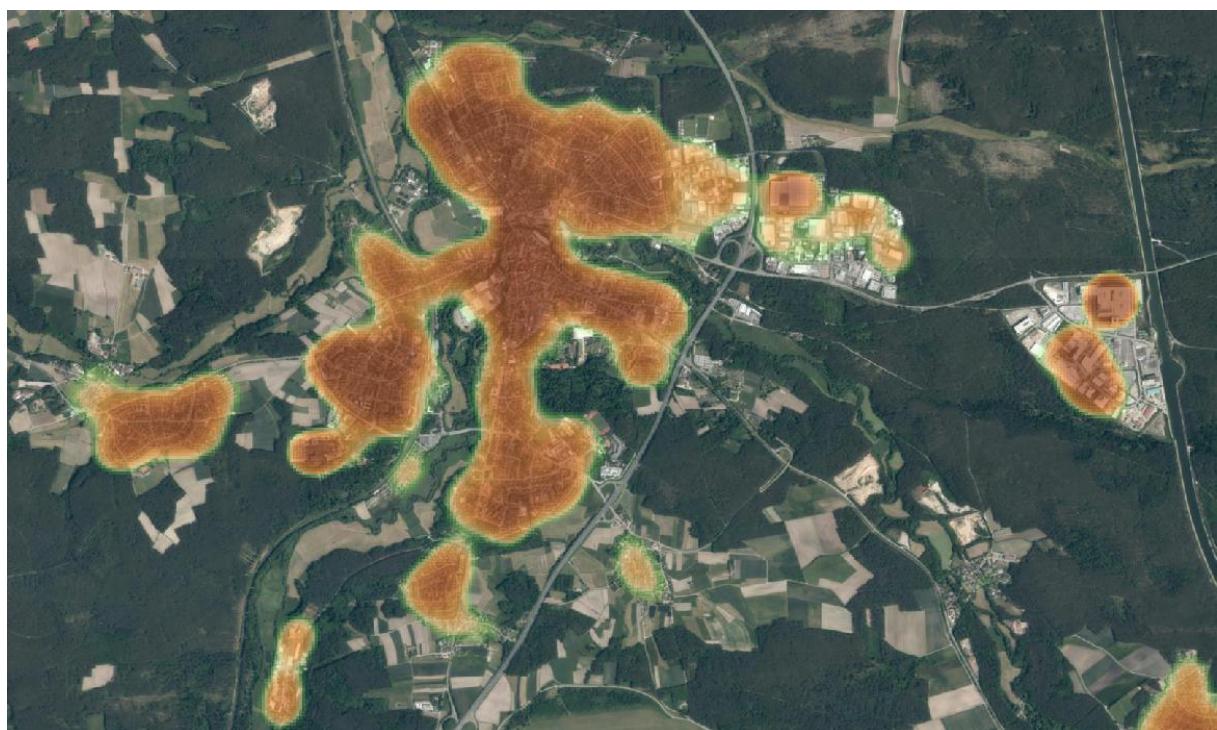


Abbildung 13: Auszug der Heatmap (Roth)

Abbildung 13 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 Wärmeverversorgung aller Verbrauchergruppen beläuft sich auf rund 1.345.695 MWh. In Abbildung 14 ist die Aufteilung des Wärmeverbrauchs in die einzelnen Verbrauchergruppen dargestellt. Den mit Abstand höchsten Wärmebedarf hat die Verbrauchergruppe „Private Haushalte“. Aufgrund der geringen Anzahl haben die „Kommunalen Liegenschaften“ den geringsten Anteil am Wärmeverbrauch.

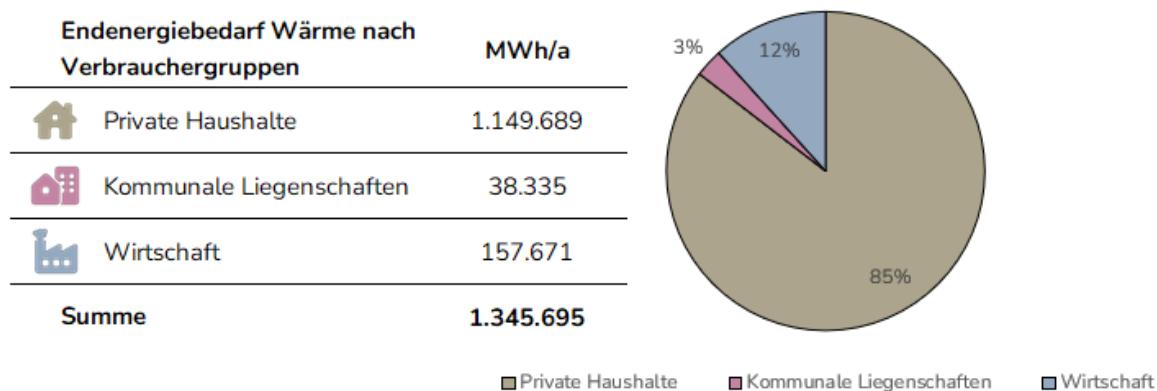


Abbildung 14: Wärmeverbrauch im Jahr 2023 – Verbrauchergruppen

Eine kommunenscharfe Auflösung der Energieverbräuche ist in Abbildung 15 ersichtlich.

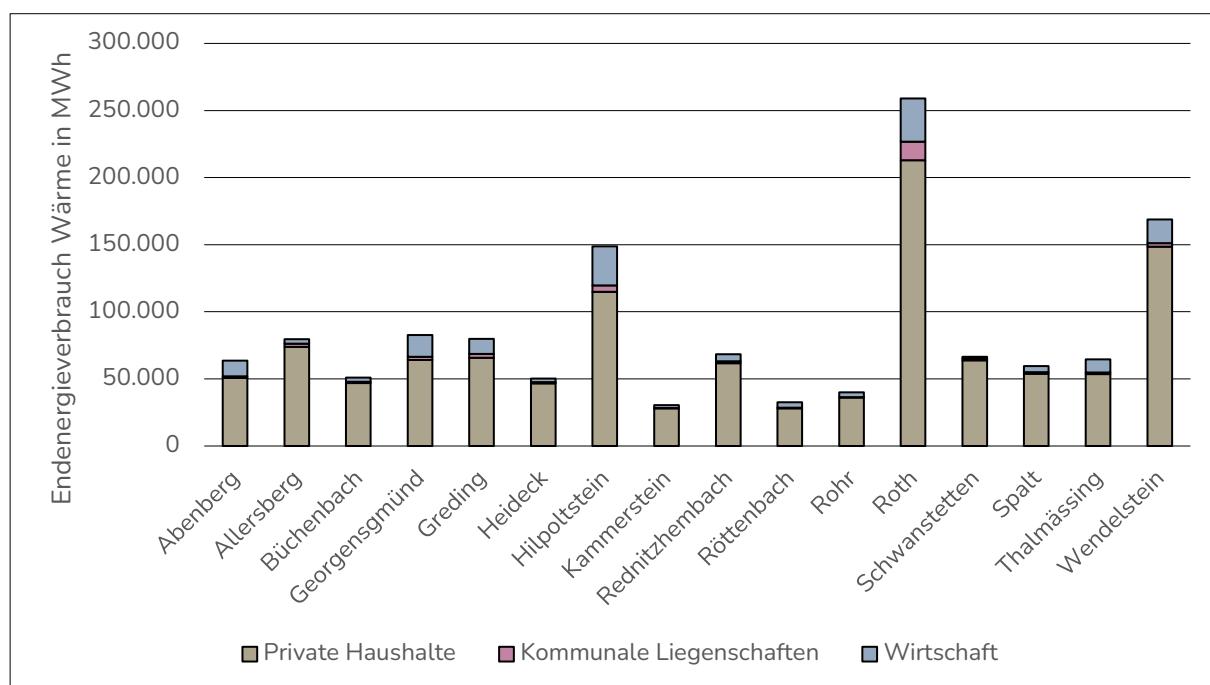


Abbildung 15: Wärmeverbrauch im Jahr 2023 – Kommunenscharf

Von den insgesamt 1.345.695 MWh Wärmeverbrauch im Jahr 2023 werden rund 22 % aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Dabei wird rund 75% des gesamten Wärmeverbrauchs über Heizöl und Erdgas gedeckt.

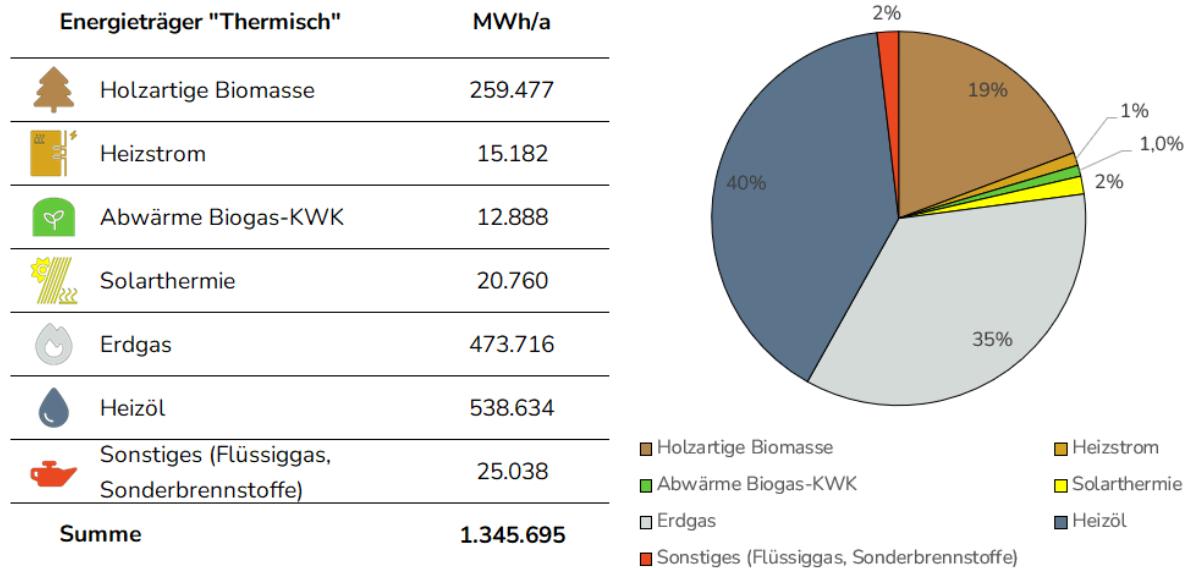


Abbildung 16: Wärmeverbrauch im Jahr 2023 – Energieträger

4.4 Sektor Strom

Der Strombezug im Jahr 2023 beläuft sich in Summe auf rund 460.451 MWh. Die Aufteilung des Strombezugs in die einzelnen Verbrauchergruppen zeigt, dass die Verbrauchergruppe „Wirtschaft“ mit rund 290.854 MWh den größten Anteil am Strombezug aufweist. Die „privaten Haushalte“ benötigen ein Drittel und die „kommunalen Liegenschaften“ rund 4 % des jährlichen Strombezugs.

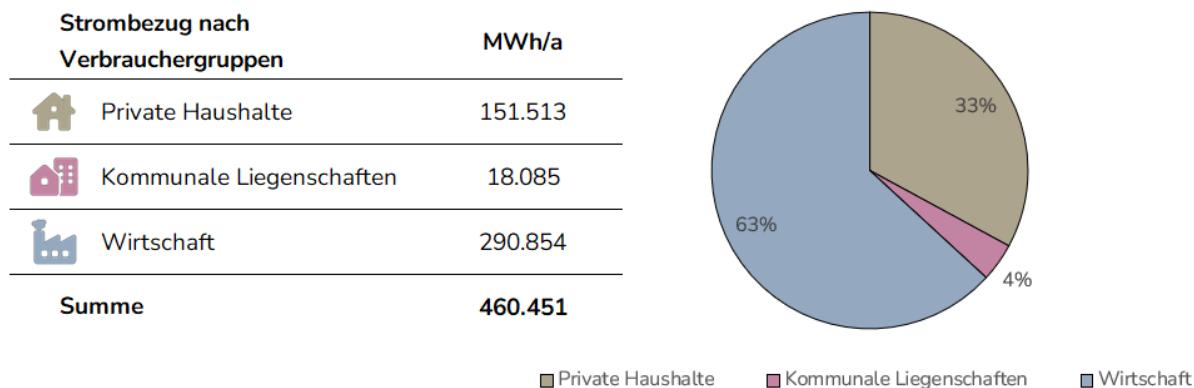


Abbildung 17: Strombezug im Jahr 2023 – Verbrauchergruppen

Eine kommunenscharfe Auflösung der Strombezüge ist in Abbildung 18 ersichtlich.

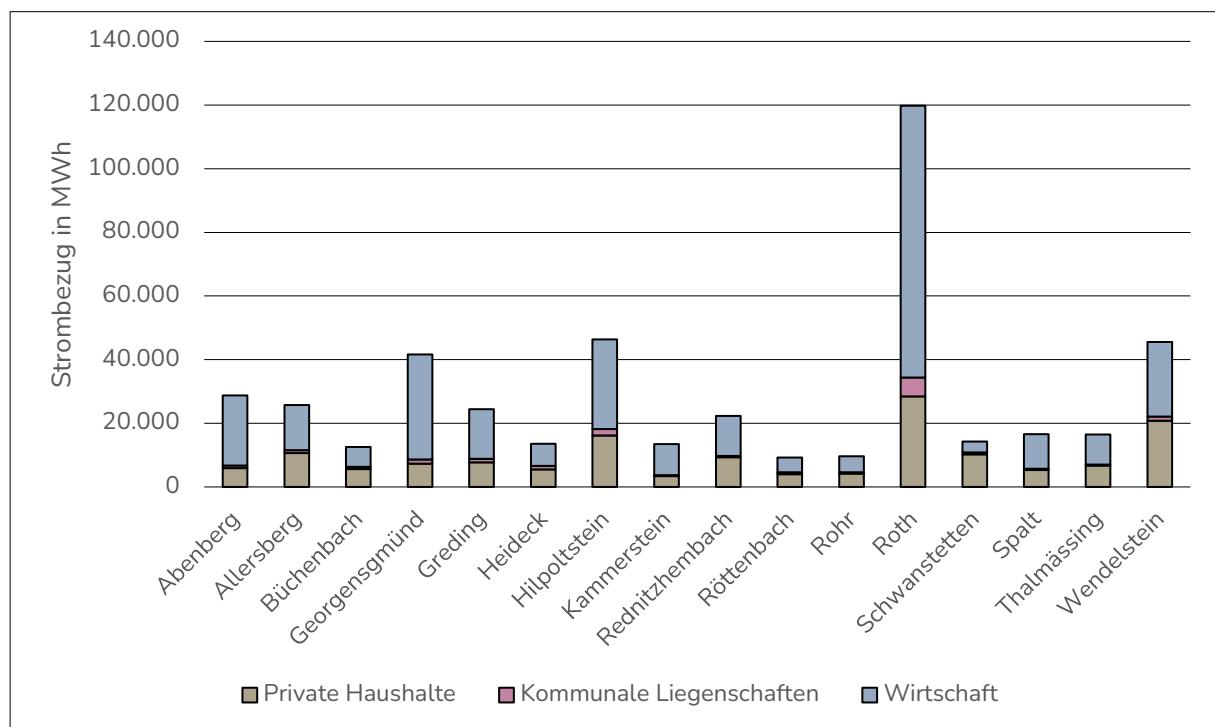


Abbildung 18: Strombezug im Jahr 2023 – Kommunenscharf

Im Rahmen der Gesamt-Energiebilanz wurden zudem die eingespeisten Strommengen aus Energie-Erzeugungsanlagen im Landkreisgebiet detailliert erfasst und analysiert. Abbildung 19 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.

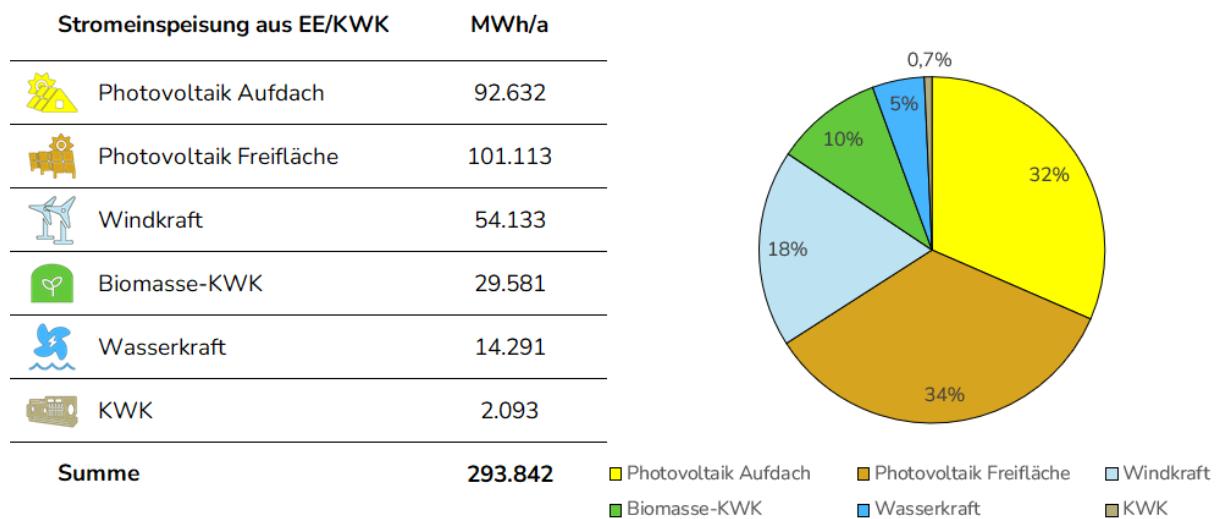


Abbildung 19: Stromeinspeisung im Jahr 2023 – Einspeisemix

In Summe wurden im Bilanzjahr 2023 rund 293.842 MWh in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. Die größten Anteile an der eingespeisten Strommenge hatte mit insgesamt rund 66 % der Strom aus PV auf Dachflächen und Freiflächen.

→ **Es ergibt sich für das Jahr 2023 ein bilanzieller Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von rund 64 %.**

Eine Gegenüberstellung der kommunenscharfen Stromerzeugung zum Stromverbrauch ist in Abbildung 20 zu finden.

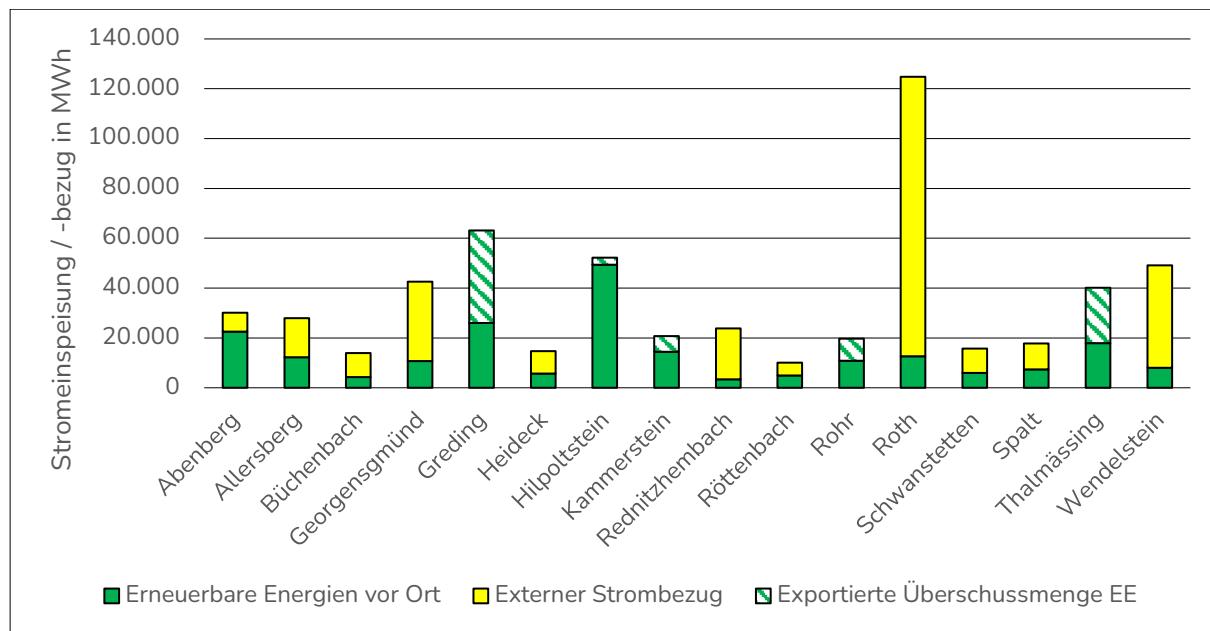


Abbildung 20: Kommunenscharfe Gegenüberstellung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs

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 21 zeigt eine Standortübersicht der Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer elektrischen Leistung größer 30 kW.

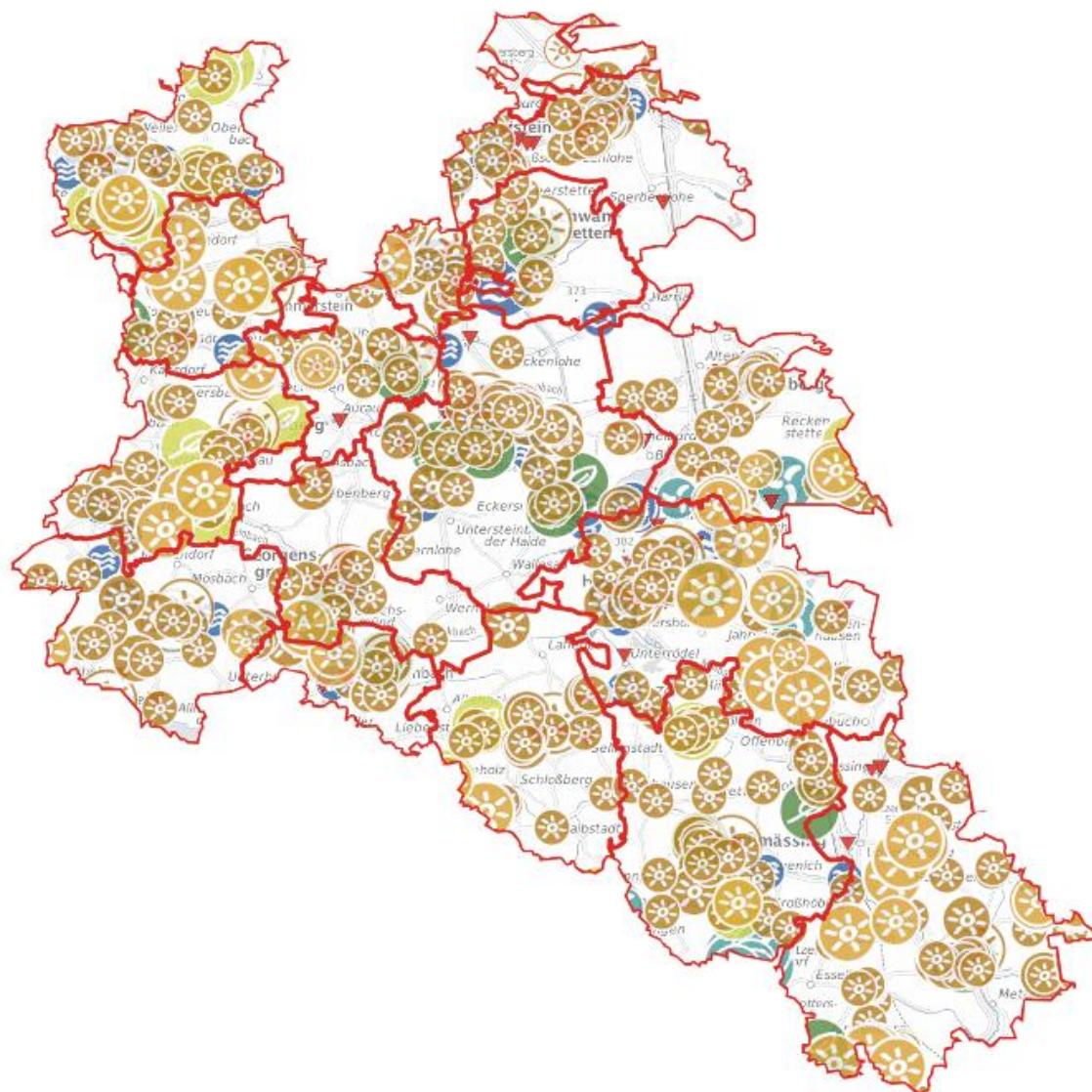


Abbildung 21: Übersichtskarte der Erneuerbare-Energien-Anlagen im Betrachtungsgebiet
(Energie-Atlas [30], eigene Bearbeitung)

4.5 Sektor Verkehr

Der Endenergieverbrauch des Sektors Verkehr beruht, wie in Kapitel 4.1 geschildert, auf den Erkenntnissen des bestehenden digitalen Energienutzungsplans für den Landkreis Roth. Der Endenergieeinsatz für den Sektor Verkehr im Landkreis beläuft sich auf etwa 1.542.000 MWh, wobei der überwiegende Anteil über fossile Energieträger bereitgestellt wird. [1]

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 der Sektor Verkehr auf. Dies liegt an der genutzten Bilanzierungsmethodik, in welcher auch anteilig die Verkehrsströme der Autobahnen A6 und A9 berücksichtigt werden, welche durch den Landkreis verlaufen. Die Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ kommt auf den zweithöchsten Endenergieverbrauch. Die „Wirtschaft“ weist einen - vergleichsweise - niedrigen 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.

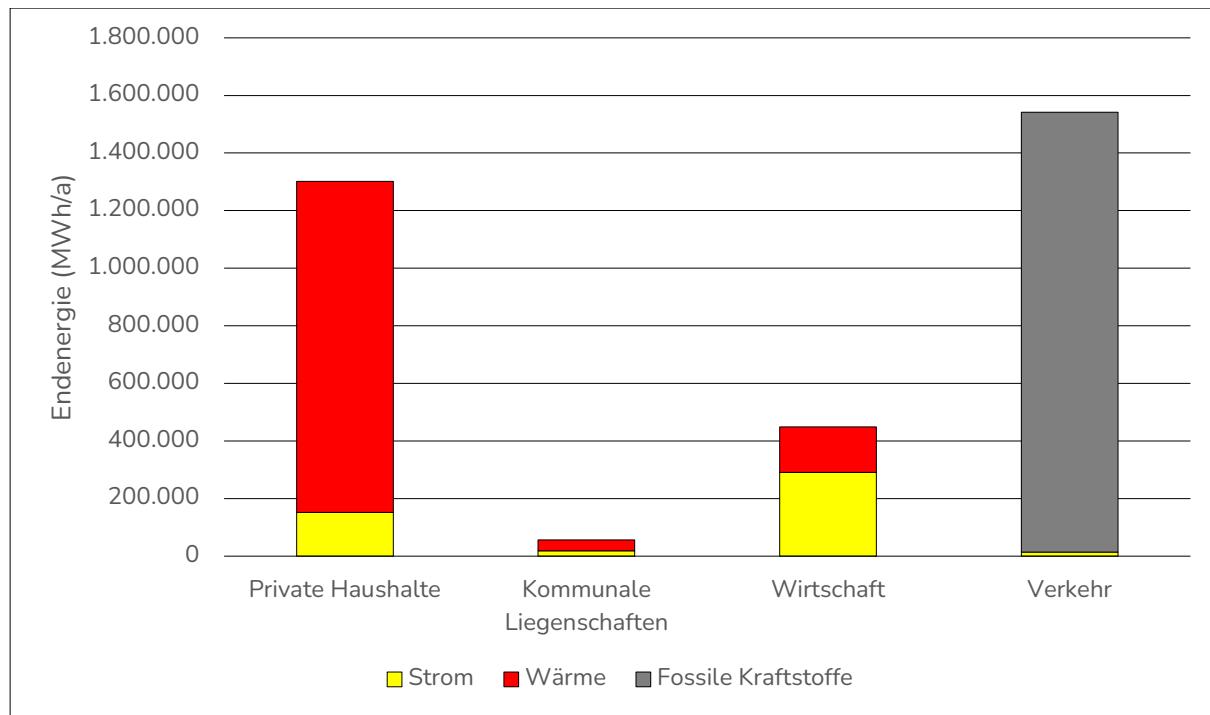


Abbildung 22: Endenergie nach Verbrauchergruppen/Sektoren quantitativ

Tabelle 1: Endenergieverbräuche Verbrauchergruppen und Sektoren qualitativ

Sektor	Strom MWh/a	Wärme MWh/a	Fossile Kraftstoffe MWh/a
 Private Haushalte	151.513	1.149.689	-
 Kommunale Liegenschaften	18.085	38.335	-
 Wirtschaft	290.854	157.671	-
 Verkehr	13.643	-	1.528.540
Strombezug	474.095	1.345.695	1.528.540

Um auf Basis des ermittelten Strom- und Wärmeverbrauchs sowie der Anteile der jeweiligen Energieträger am Endenergieverbrauch die Treibhausgas (THG)-Bilanz bilden zu 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 882.577 Tonnen Treibhausgasen pro Jahr, was einem Pro-Kopf-Ausstoß von jährlich 6,81 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	204.901
CO ₂ Emissionen Wärme	301.870
CO ₂ Emissionen Verkehr	505.007
CO ₂ Gutschrift EE	-129.828
CO ₂ Emissionen gesamt	882.577

Tabelle 3: Die CO₂-Äquivalente der jeweiligen Energieträger

Energieträger	CO ₂ -Äquivalent g/kWh 2023	Quelle
Strom	445	Umweltbundesamt
Erdgas	240	GEG
Heizöl	310	GEG
Sonstiges (fossil)	330	BAFA
Fossile Kraftstoffe	326	BISKO
Holzartige Biomasse	20	GEG
Abwärme Biogas-KWK	40	GEG
Biomethan	41	KEA Technikkatalog
Solarthermie	23	BISKO
Wasserstoff	50	KEA Technikkatalog

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 [31], [32], [33], [34], [35], [36], [37], [38], [39], [40], [41] 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 KEWe 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, auch die Sektoren Wärme und Verkehr bilanziell erneuerbar. Der Sektor Wärme weist im ambitionierten Szenario einen geringen Restbedarf an Energie auf, welcher nicht lokal gedeckt werden kann und somit importiert werden muss.

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

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

2040 weiterlaufen. Es herrscht geringe Akzeptanz gegenüber neuen Technologien wie Wärme pumpen, sodass im Jahr 2040 noch ein großer Teil der Wärme mit fossilen Energieträgern bereitgestellt wird. Auch im Verkehr wird weiterhin eine große Anzahl an Fahrzeugen fossil betrieben. Lediglich der Sektor Strom wird 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 23. 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.

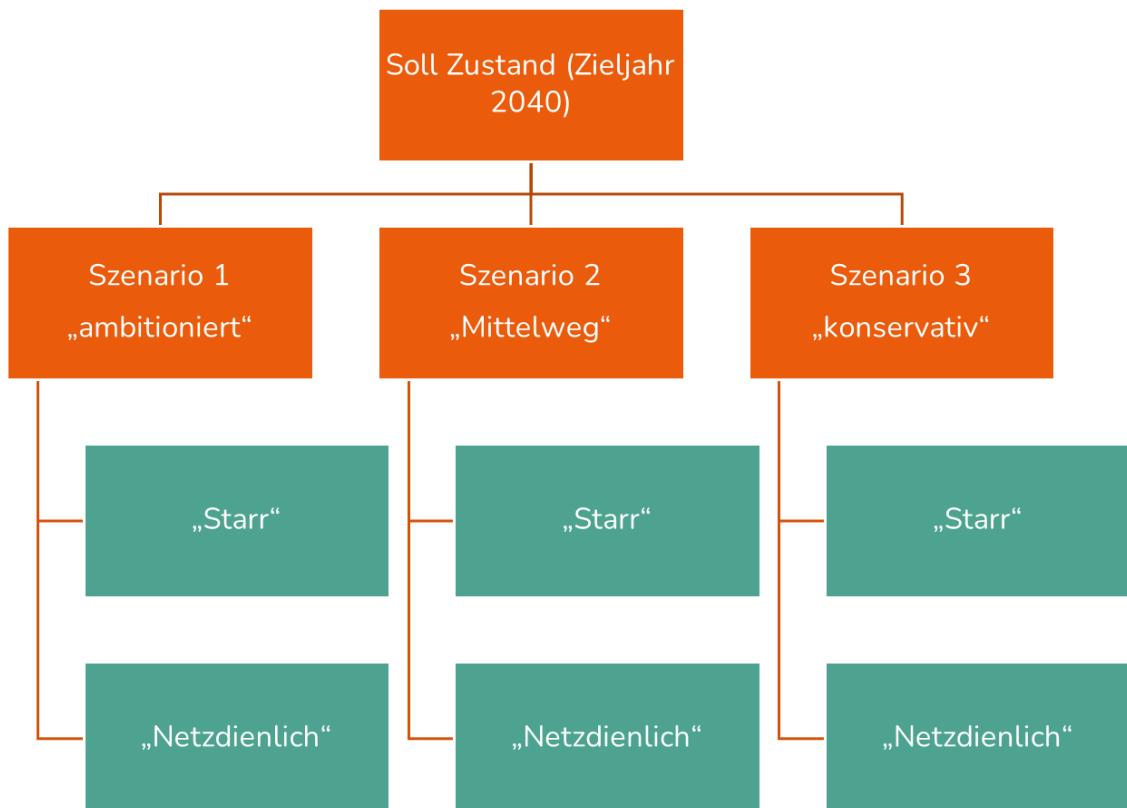


Abbildung 23: Simulation der Szenarien

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.

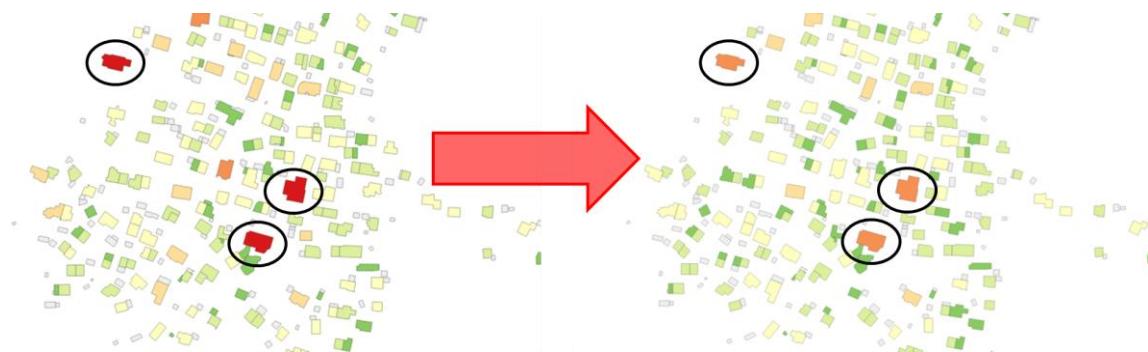


Abbildung 24: Anonymisierter Ausschnitt eines Sanierungskatasters vor und nach der Sanierung (Szenario: jährliche Sanierungsrate von 2% bis zum Jahr 2040)

5.3.2 Private Haushalte

Im Sektor Wärme werden je nach Szenario verschiedene Sanierungsrationen 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 eine Sanierungsquote von 1,6 % mit einer Sanierungstiefe von 70 kWh/(m²·a)³ 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 1,6 % Sanierungsquote eine Erhöhung gegenüber dem Status Quo 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	1,6 % auf 70 kWh/m ² pro Jahr	1,6 % auf 100 kWh/m ² pro Jahr	0,8 % 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
Auswirkung bis 2040	- 14,3 % des Ist-Verbrauchs Reduktion auf 983.000 MWh/a	- 7,1 % des Ist-Verbrauchs Reduktion auf 1.068.000 MWh/a	- 3,7 % des Ist-Zustands Reduktion auf 1.108.000 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
Auswirkung bis 2040	- 22,7 % des Ist-Verbrauchs Reduktion auf 117.000 MWh/a	- 14,3 % des Ist-Verbrauchs Reduktion auf 130.000 MWh/a	- 0 % des Ist-Verbrauchs 152.000 MWh/a

Nicht enthalten sind hierbei die künftig zusätzlich notwendigen Strombezüge für Transformationsprozesse (z. B. verstärkter Einsatz von Wärmepumpen), sondern „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: <i>Bayernplan 2040</i> , S. 52-53	Annahme IfE in Anlehnung u. a. an: <i>AG Energiebilanzen</i>	Annahme IfE in Anlehnung u.a. an: <i>Bayernplan 2040</i> , S. 52-53
Auswirkung bis 2040	- 29,1 % des Ist-Verbrauchs	- 22,7 % des Ist-Verbrauchs	- 15,7 % des Ist-Zustands
	Reduktion auf 112.000 MWh/a	Reduktion auf 122.000 MWh/a	Reduktion auf 133.000 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: Allgemeinstrom (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: <i>Bayernplan 2040</i> , S. 76	Annahme IfE: <i>Rebound-Effekte wirken Effizienzsteigerung entgegen</i>
Auswirkung bis 2040	- 15,7 % des Ist-Verbrauchs	- 11,3 % des Ist-Verbrauchs	- 0 % des Ist-Verbrauchs
	Reduktion auf 245.000 MWh/a	Reduktion auf 258.000 MWh/a	291.000 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) [42]. In dem Gesetz wird eine jährliche 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			
Beschreibt jährliche Effizienzsteigerungen der kommunalen Liegenschaften im Sektor Wärme ausgehend vom Ist-Zustand			
	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
Auswirkung bis 2040	- 29,1 % des Ist-Verbrauchs Reduktion auf 27.000 MWh/a	- 22,7 % des Ist-Verbrauchs Reduktion auf 30.000 MWh/a	- 15,7 % des Ist-Zustands Reduktion auf 32.000 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
Auswirkung bis 2040	<p>- 22,7 % des Ist-Verbrauchs</p> <p>Reduktion auf 14.000 MWh/a</p>	<p>- 14,3 % des Ist-Verbrauchs</p> <p>Reduktion auf 16.000 MWh/a</p>	<p>- 0 % des Ist-Verbrauchs</p> <p>18.000 MWh/a</p>

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. 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 [37]. Bei einem Wohngebäudebestand in Höhe von rund 19 Millionen Wohngebäuden in Deutschland entspricht dies rund einem Drittel aller Gebäude [43]. Bei einem linearen Zubau würde es bedeuten, dass im Jahr 2040 rund 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. Die 60 % werden dabei grundsätzlich als ambitioniertes Szenario angesetzt. Für die Berechnung des künftigen Strombezugs für Wärmepumpen wird von einer konservativen Jahresarbeitszahl von 3 ausgegangen. Im konservativen Szenario

wird davon ausgegangen, dass lediglich 15 % der privaten Haushalte und kommunalen Liegenschaften über Wärmepumpen abgedeckt werden.

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

Wärmepumpen: Private Haushalte und kommunale Liegenschaften			
Anteil des Wärmebedarfs der privaten Haushalte und kommunalen Liegenschaften, der durch Wärmepumpenstrom gedeckt wird			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Anteil an Wärmebedarf 2040 (dezentral und Wärmenetze):	60 %	30 %	15 %
Quelle	Annahme IfE in Anlehnung an: BMWK (Ziel, jährlich 500.000 Wärmepumpen installieren)	Annahme IfE	Annahme IfE
Auswirkung bis 2040	Erhöhung auf 202.000 MWh_{el}/a	Erhöhung auf 110.000 MWh_{el}/a	Erhöhung auf 57.000 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 15 % erhöhen, wobei der ambitionierte Anteil auf 30 % gesetzt wird. Der resultierende Strombedarf kann in Tabelle 11 eingesehen werden.

Tabelle 11: Transformationsprozesse | Wärmepumpen – Wirtschaft

Wärmepumpen: Wirtschaft			
Anteil des Wärmebedarfs im Niedertemperaturbereich Wirtschaft, der durch Wärmepumpenstrom gedeckt wird			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Anteil an Wärmebedarf im Niedertemperaturbereich 2040:	30 %	15 %	10 %
Quelle	Annahme IfE	Annahme IfE auf Basis einer Quellenrecherche	Annahme IfE
Auswirkung bis 2040	Erhöhung auf 13.000 MWh_{el}/a	Erhöhung auf 7.000 MWh_{el}/a	Erhöhung auf 5.000 MWh_{el}/a

Für den Betrieb der Wärmepumpen wird in Kapitel 5.5.8 geprüft, welche Formen der oberflächennahen Geothermie im Landkreis Roth 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. [44]

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 25 zusammengefasst.

Mobilität: Straßengebundener Verkehr			
Beschreibt Transformationsprozess im straßengebundenen Verkehr für die Stützjahre 2030 und 2040 ausgehend vom IST-Zustand			
	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	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	Abstimmung: 30 % Annäherung	Annahme IfE in Anlehnung an: Fraunhofer ISE - Langfristszenerien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Landkreisspezifische Zulassungstrends E-Mobilität

Abbildung 25: Prämissen für die Szenarien im Sektor Verkehr

Das Extremwert-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 [45]. 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 [46]. 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 Extremwert-Szenario für einen hohen Grad an Transformation des Verkehrssektors, „Ausblickend“, aufgegriffen. Diese beinhalten:

- Landesebene Freistaat Bayern:
 - Klimaneutralität des Verkehrssektors bis 2040 (Ziel Landesregierung) [47]
- Bundesebene Deutschland:
 - Bestand von 15 Mio. E-PKW bis 2030 (Ziel Bundesregierung) [48]
 - Minderung des Treibhausgas (THG)-Ausstoßes im Verkehrssektor um 49 % bis 2030 im Vergleich zu 1990 (Ziel Bundesregierung) [49]

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 „Ausblickend“ ableiten. Des Weiteren werden für den Flug-, Schienen- und Binnenschifffahrtsverkehr 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. [51]

⁴ Prozentuale Anteile der verschiedenen Verkehrsmittel an der gesamten Verkehrsleistung [50]

Wie in Kapitel 4.5 geschildert wurde der mobilitätsbedingter Energieeinsatz im Landkreis von rund 1.542.000 MWh pro Jahr aus dem bereits bestehenden Energienutzungsplan übernommen [1]. Unter den geschilderten Rahmenbedingungen liegt der Strombedarf durch die sukzessive Elektrifizierung im Szenario „Mittelweg“ bis zum Zieljahr 2040 bei rund 341.000 MWh.

Außerdem werden rund 22.000 MWh durch den Energieträger Wasserstoff bereitgestellt. Rechnerisch verbliebe noch ein Restanteil im Bereich Verkehr von rund 479.000 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 842.000 MWh. Im Vergleich zum Ist-Zustand verringert sich damit der Energieeinsatz in diesem Sektor um 45 %.

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

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 Potenzial⁵ ermittelt werden, welches bestimmt, wie groß das vorhandene Ausbaupotenzial ist. Für Photovoltaik (PV)-Aufdach wird dieses Potenzial mittels einer Analyse des vorhandenen Solarpotenzialkatasters des Landkreis Roth ermittelt.

Solarpotenzialkataster

Grundlage für das 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 Roth. Abbildung 26 zeigt einen Auszug aus dem Solarpotenzialkataster im Landkreis [53].

⁵ Begriffsdefinition siehe Kapitel 5.1.3



Abbildung 26: Auszug aus dem Solarpotenzialkataster ([Solardachkataster Landkreis Roth](#) [53])

Im bestehenden digitalen Energienutzungsplan wurde auf Grundlage des Solarkataster ein technisches Potenzial von 381.000 kW_p ermittelt. Aufgrund großer technologischer Fortschritte der Photovoltaik der letzten Jahre wurde das technische Potenzial im ENP+ auf 460.000 kW_p erhöht. So wird angenommen, dass eine rund 20 % höhere Leistung auf gleicher Fläche installiert werden kann. Aus dieser Annahme und einem konservativen spezifischen Ertrag der PV-Anlage von 900 kWh/kW_p ergibt sich ein technisches Potenzial von rund 414.000 MWh/a. Dies entspricht einem Ausbaupotenzial von rund 321.368 MWh. Für die Berechnung des technischen Potenzials für PV-Aufdach wird der Solarthermie auf Wohngebäuden ein Vorrang gegenüber PV eingeräumt, welcher bilanziell aber keine Einbußen nach sich zieht. Die Potenziale von Solarthermie werden im nachfolgenden Kapitel betrachtet.

In Absprache mit den lokalen Akteuren wurde entschieden, im konservativen Szenario eine Erhöhung des Ausbaupotenzials auf 30 % anzusetzen.. Im ambitionierten Szenario erhöht sich der Wert auf 70 %. Im Mittelweg wird angenommen, dass 50 % des Ausbaupotenzials genutzt werden. Wie in Tabelle 12 zu sehen, würde dass rund einer Verdreifachung des Wertes aus dem Ist-Zustand entsprechen.

Tabelle 12: Potenziale 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	70 % des Ausbaupotenzials	50 % des Ausbaupotenzials	30 % des Ausbaupotenzials
Quelle	Annahme IfE	Annahme IfE	Annahme IfE
Resultierende Erzeugung			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Auswirkung bis 2040	354 % der Ist-Erzeugung	291 % der Ist-Erzeugung	229 % der Ist-Erzeugung
	Erhöhung auf 328.000 MWh/a	Erhöhung auf 270.000 MWh/a	Erhöhung auf 212.000 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.

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 eine 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 402.391 m² Kollektorfläche oder 201.196 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 191 % entsprechen, siehe Tabelle 13.

Tabelle 13: Potenziale Ausbau EE | Solarthermie

Solarthermie: Szenarien			
Annahmen, die sich im Rahmen zwischen dem Ist-Zustand und dem technischen Potenzial der Solarthermie bewegen			
	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	582 % der Ist-Erzeugung	291 % der Ist-Erzeugung	Ist-Erzeugung
	Erhöhung auf 121.000 MWh/a	Erhöhung auf 60.000 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 Anlage optimal gewählt werden. Im Bilanzjahr 2023 waren PV-Freiflächen-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 113.268 kW_p im Landkreis installiert, die rund 101.112 MWh regenerativem Strom ins Stromnetz eingespeist haben.

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 Nahrungs- mittelerzeugung, des Landschaftsbildes und des Naturschutzes zusammengeführt werden. Ein Auszug kann in Abbildung 27 eingesehen werden.

Generelle Ausschlussflächen	Soll die Installation von PV-Anlagen in diesem Gebiet möglich sein?		Kriterium
	Ja	Nein	
	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 27: 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 Roth ein technisches Potenzial von 8.660 ha, davon sind 606 ha privilegiert, was rund 1,8 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche entspricht. Eine georeferenzierte Darstellung kann in Abbil- dung 28 gefunden werden.

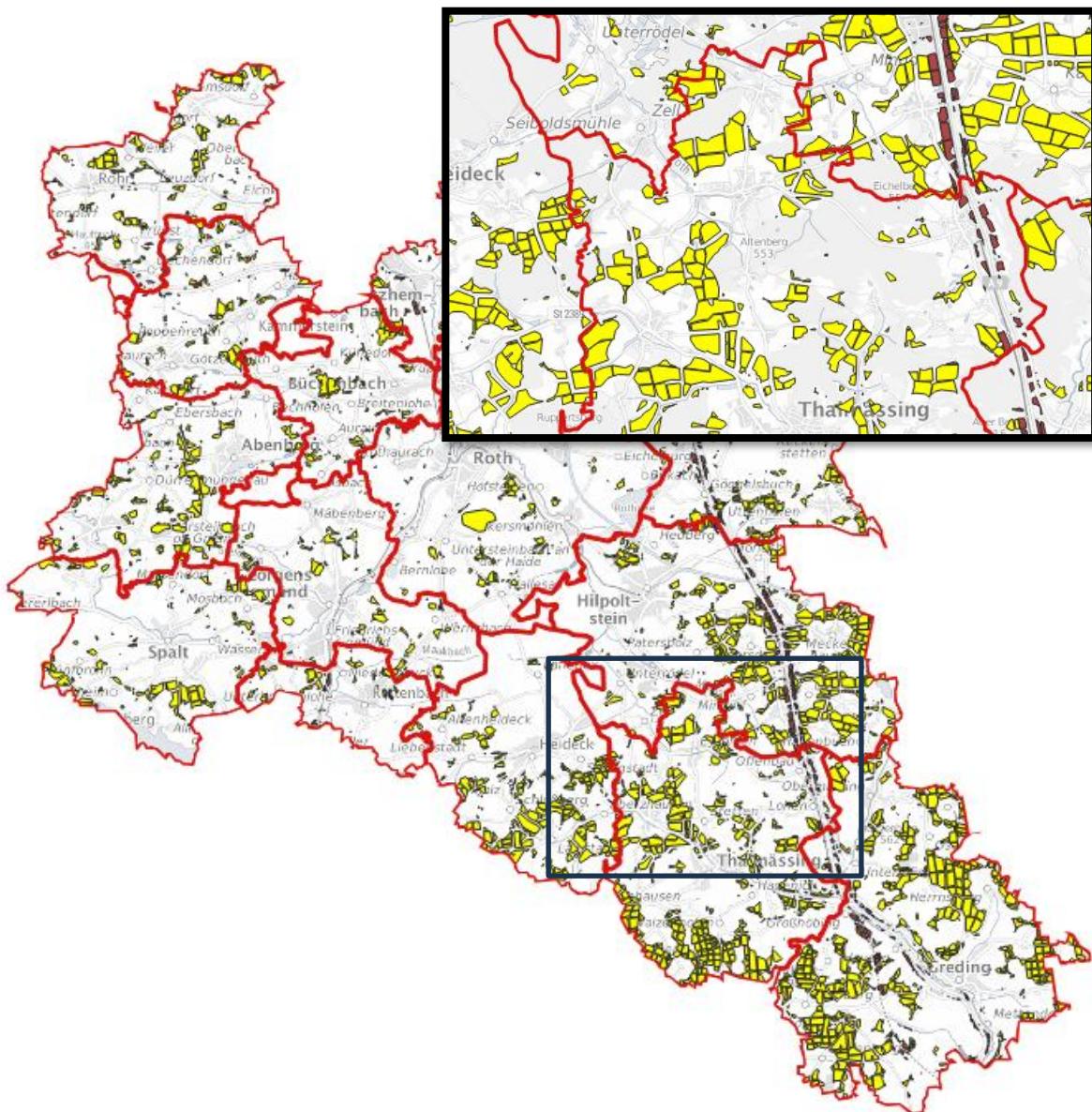


Abbildung 28: Georeferenzierte Darstellung der PV-Freiflächen Potenziale

Um insbesondere dem Nahrungsmittelanbau den überwiegendem Vorrang der Flächen einzuräumen, wurde in Abstimmung mit den lokalen Akteuren und Netzbetreibern eine Flächenbegrenzung 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 sein⁶. 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 1 % der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche im Landkreis angesetzt, was rund 338 ha entspricht. Im ambitionierten Szenario wird der Wert auf 2 % erhöht, einer Verdopplung des konservativen Szenarios. Im Mittelweg werden 1,5 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche angesetzt, welches rund 508 ha entspricht.

Tabelle 14: Potenziale Ausbau EE | PV-Freifläche

PV-Freifläche: Szenarien			
Annahmen, die sich im Rahmen zwischen dem Ist-Zustand und dem technischen Potenzial von Photovoltaik-Freifläche bewegen			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Annahmen	2 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche	1,5 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche	1 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche
Quelle	Annahme IfE	Annahme IfE	Annahme IfE
Resultierende (bilanzielle) Erzeugung			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Auswirkung bis 2040	677 Hektar	508 Hektar	338 Hektar
	Entspricht 677.000 MWh/a	Entspricht 508.000 MWh/a	Entspricht 338.000 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 508.000 MWh im Jahr 2040 ermittelt. Es wird davon ausgegangen, dass der Ertrag aus PV-Freiflächen und PV-Aufdach im zukünftigen Energiesystem ungefähr gleich ausfallen wird.

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 % der Landesfläche bis 2027 und 1,8 % der Fläche bis Ende 2032. Zuständig hierfür sind die 18 regionalen Planungsverbände in Bayern. Sollten diese

⁶ Mehr zur Netzkapazität in Kapitel 7.

Ziele nicht erreicht werden, hält sich der Bund eine vollständige Privilegierung von Windkraftanlagen nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) vor [54].

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 - 2.500 m) auf 1.000 m reduziert [55].

Im Ist-Zustand wurden 2023 im Landkreis Roth rund 54.133 MWh durch Windkraftanlagen erzeugt.

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 WUG [56]. 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 75 Windkraftanlagen in den Gebieten gemäß dem neuen Regionalplan Windkraft möglich wären. Bei den Anlagen handelt es sich um Windkraftanlagen mit einer Leistung von 7,2 MW.

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 30 Windkraftanlagen entsprechen würde. Das ambitionierte Szenario setzt eine Nutzung von

80 % des Maximalpotenzials an. Im Mittelweg wird ein Wert von 60 % angesetzt, was insgesamt 45 Windkraftanalgen entsprechen würde. Hierbei wird die Annahme getroffen, dass im Jahr 2040 ausschließlich neue Windkraftanalgen installiert sind. Dies bedeutet, dass die genannte Anzahl an Windkraftanlagen inkl. möglicher Repoweringanlagen zu verstehen ist.

Tabelle 15: Potenziale Ausbau EE | Windkraft

Windkraft: Szenarien			
Prozentualer Anteil am technischen Gesamtpotenzial			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Annahmen	80 %	60 %	40 %
Quelle	Annahme IfE	Annahme IfE	Annahme IfE
Resultierende (bilanzielle) Erzeugung			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Auswirkung bis 2040	60 Anlagen à 7,2 MW	45 Anlagen à 7,2 MW	30 Anlagen à 7,2 MW
	864.000 MWh/a	648.000 MWh/a	432.000 MWh/a

5.5.4 Biogasanlagen

Im Ist-Zustand werden rund 29.581 MWh regenerativer Strom erzeugt. Damit sind rund 10 % der gesamten Stromeinspeisung im Landkreis auf Biomasse-KWK zurückzuführen. Zudem werden zahlreiche Wärmenetze mit Abwärme der Biogasanlagen gespeist.

Aufgrund der schwierigen politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen wird angenommen, dass im Jahr 2040 rund 80 % des Biogases aus dem Ist-Zustand erzeugt wird. Diese Annahme wurde für das Szenario Mittelweg übernommen. 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.

Tabelle 16: Potenziale Ausbau EE | Biogas

Biogas: Szenarien			
Annahmen, die sich im Rahmen zwischen dem Ist-Zustand und dem technischen Potenzial von Biogas bewegen			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Annahmen	Erzeugte Biogasmenge im Ist-Zustand bleibt erhalten	80 % der Biogasmenge aus dem Ist-Zustand bleibt erhalten	50 % der Biogasmenge aus dem Ist-Zustand bleibt erhalten
Quelle	Annahme IfE	Annahme IfE	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 29.000 MWh/a Stromerzeugung + Wärme	Entspricht 23.200 MWh/a Stromerzeugung + Wärme	Entspricht 14.500 MWh/a Stromerzeugung + Wärme

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 und flexibel fungierende Erzeuger von großer Bedeutung für die Stabilität des zukünftigen Energiesystems. Gleichzeitig spielt die Nutzung der Abwärme für den Landkreis eine entscheidende Rolle. Mit der im Jahr 2024 beschlossenen gesetzlichen Änderung des "Biomassepaketes" wird nun 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. Andererseits sehen Behörden und Fachverbände die Verbesserung der Flächeneffizienz von Biogasanlagen auch als wichtige zukünftige Anforderung. So wird zukünftig auch verstärkt eine Nutzung von biogenen Abfallstoffen angestrebt.

5.5.5 Holzartige Biomasse

Der Landkreis Roth weist eine Waldfläche von 39.795 ha auf [57]. Über die Auswertungen der Datengrundlage im Landkreis wurde ermittelt, dass etwa 259.477 MWh Endenergie aus holzartiger Biomasse für den Wärmebedarf aufgewandt wurden. Der Begriff „Holzartige Biomasse“ meint zusammenfassend Stückholz, Holzpellets, Hackschnitzel etc.

Technisches Gesamtpotenzial:

Das technische Potenzial wurde aus dem digitalen Energienutzungsplan von 2021 übernommen. Insgesamt beläuft sich das Potenzial der holzartigen Biomasse auf 307.866 MWh. Dies entspricht einem Ausbaupotenzial von rund 18,6 %.

In Abstimmung mit der Steuerungsrunde 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 Nutzung von 100 % des technischen Potenzials, 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	Nutzung der mit den Fachbehörden abgestimmten Ausbaupotenziale zu 100 %	Nutzung der mit den Fachbehörden abgestimmten Ausbaupotenziale zu 50 %	Kein weiterer Ausbau
Quelle	Annahme IfE	Annahme IfE	Annahme IfE
Resultierende Erzeugung			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Auswirkung bis 2040	+ 15,7 % des Ist-Verbrauchs	+ 8,5 % des Ist-Verbrauchs	+ 0 % des Ist-Verbrauchs
	Erhöhung auf 308.000 MWh/a	Erhöhung auf 284.000 MWh/a	Entspricht 259.000 MWh/a

5.5.6 Wasserkraft

Im Ist-Zustand hatte Wasserkraft mit 14.291 MWh im Jahr einen geringen Anteil von rund 5 % an der gesamten Einspeisung im Landkreis.

Es wurde angesetzt, dass kein weiteres realistisches Ausbaupotenzial im Landkreis für Wasserkraft vorhanden ist. 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			
Annahmen, die sich im Rahmen zwischen dem Ist-Zustand und dem technischen Potenzial von Wasserkraft bewegen			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Annahmen	Kein weiterer Ausbau	Kein weiterer Ausbau	Kein weiterer Ausbau
Quelle	Annahme IfE	Annahme IfE	Annahme IfE
Resultierende Erzeugung			
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Auswirkung bis 2040	100 % der Ist-Erzeugung	100 % der Ist-Erzeugung	100 % der Ist-Erzeugung
	Entspricht 14.000 MWh/a	Entspricht 14.000 MWh/a	Entspricht 14.000 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 Be nutzungsdauer eine Hürde dar. Zudem wird vielerorts in Unternehmen mit entsprechendem Abwärmpotenzial dieses insbesondere in den Wintermonaten bereits zur Wärmever sorgung 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 Energie system leisten.

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 29) [58]. Demnach liegt im Landkreis Roth in keinem Gebiet mit Potenzialen für tiefe Geothermie.

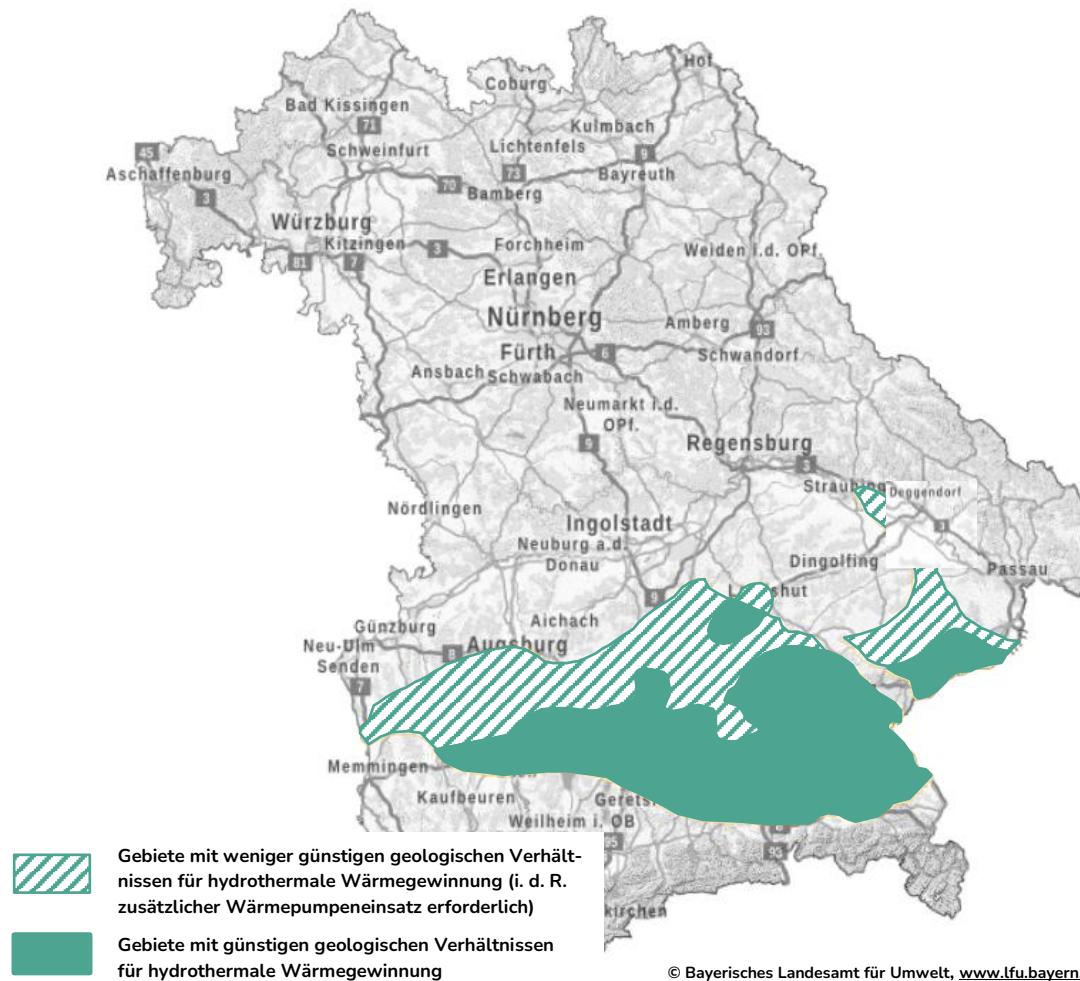


Abbildung 29: Tiefe Geothermie - Gebiete für Wärmegegewinnung in Bayern (www.lfu.bayern.de)

Oberflächennahe Geothermie

Zur Ermittlung der Potenziale oberflächennaher Geothermie wurde auf hydrogeologische Daten des Geologischen Dienstes des Landesamtes für Umwelt zurückgegriffen. In Abbildung 30 wird die Eignung für eine Erdwärmeverwendung 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 Erdwärmeverwendung 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 zu- dem 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 An- lagen auf den Nachbargrundstücken. Deshalb wurde auf die Ausweisung bzw. Quantifizie- rung eines Gesamtausbaupotenzials verzichtet, da für den Einsatz oberflächennaher Ge- othermie 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 notwen- dige Stromeinsatz aus regenerativen Energieformen erfolgt. Aus diesem Grund ist der wei- tere 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 In- formationskampagnen forciert werden.

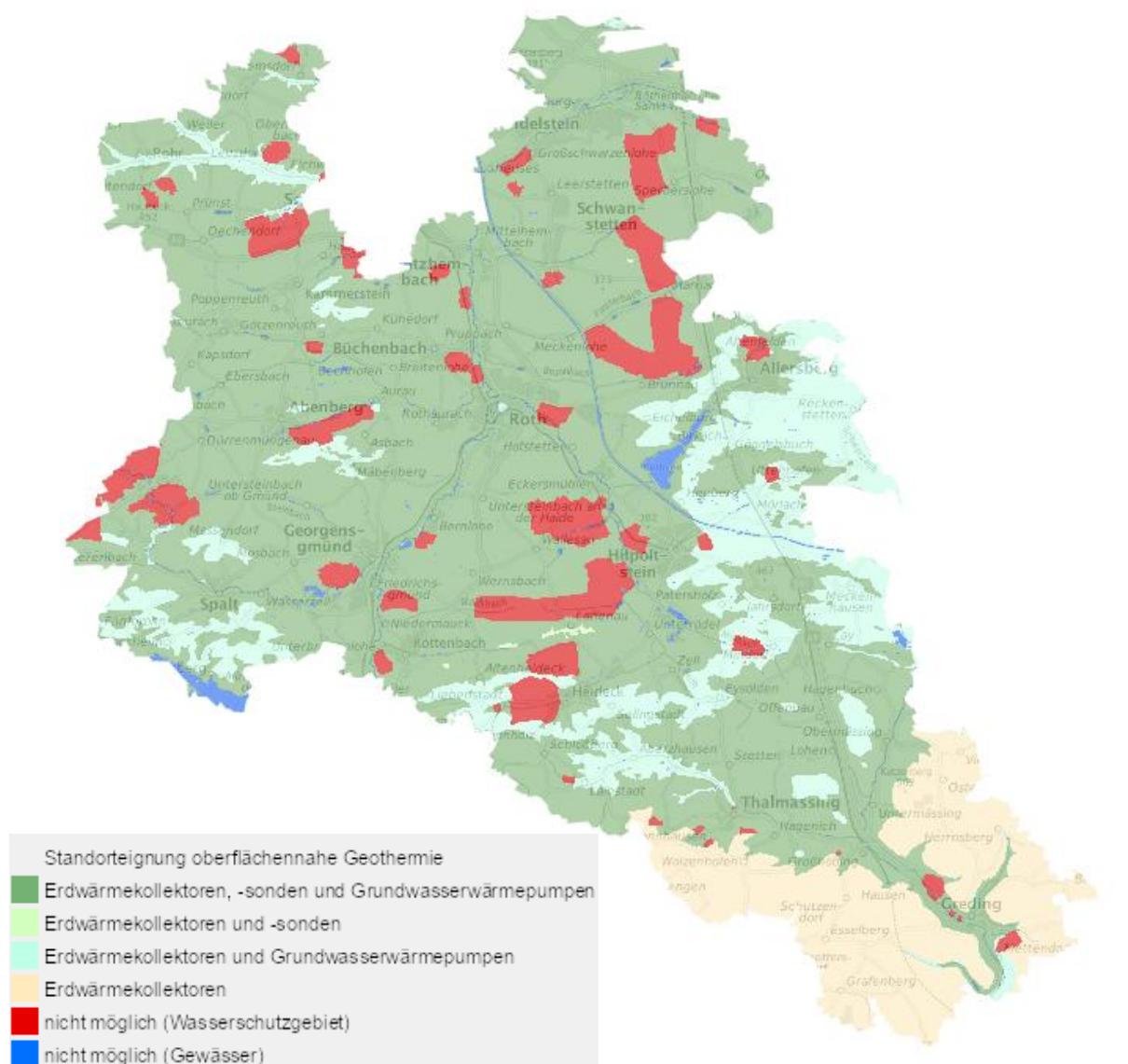


Abbildung 30: Standorteignung für oberflächennahe Geothermie mit Heatmap des Wärme-katasters

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. Der Fuelswitch fossiler Energieträger von bestehenden KWK-Anlagen auf Wasserstoff kann große Potenziale bieten und sollte untersucht werden.

Gerade große KWK-Anlagen mit Leistungen im MW-Bereich können hierbei sehr stark in den Fokus rücken.

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“

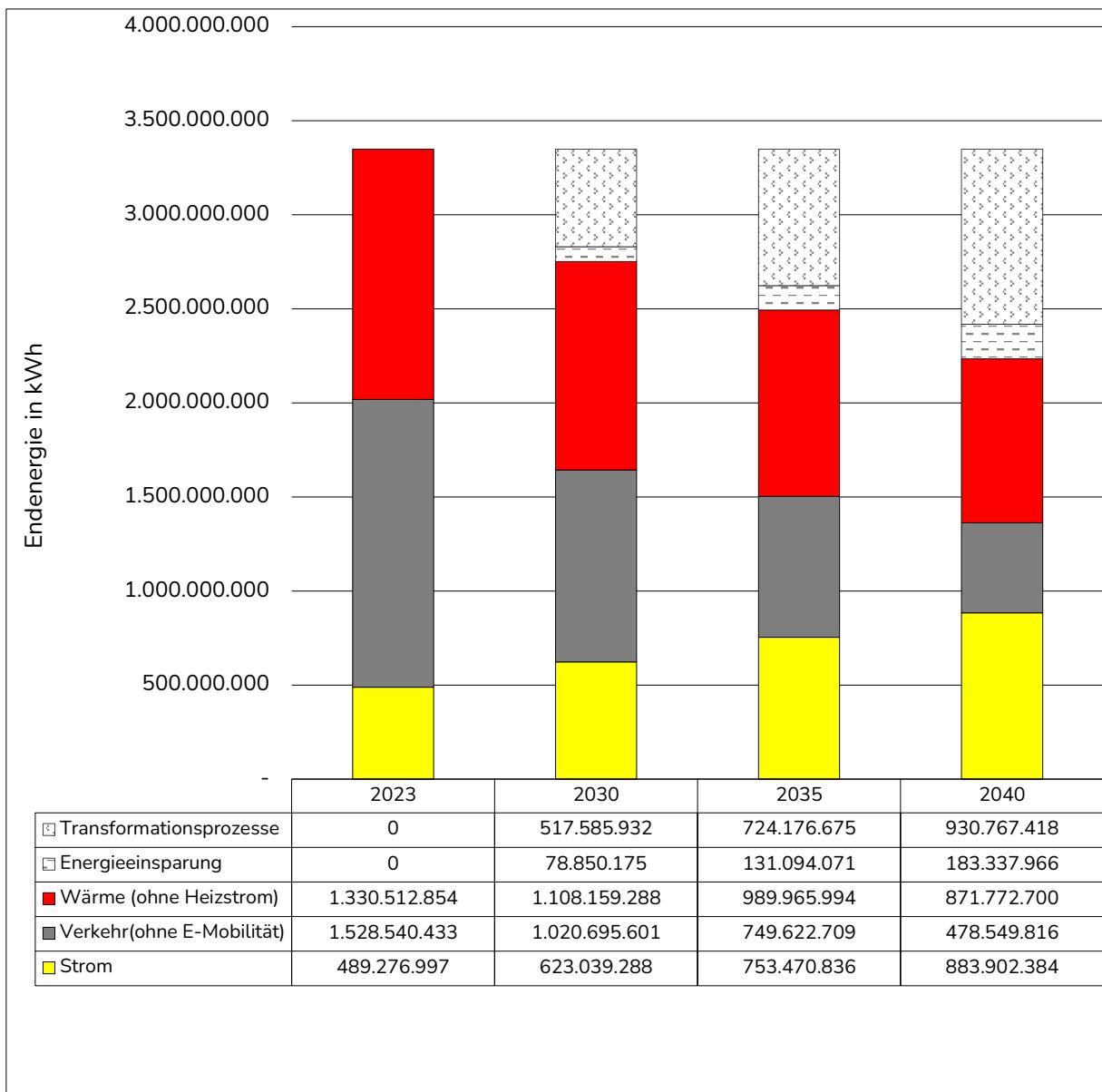


Abbildung 31: Endenergie Mittelweg 2023 - 2040 | Auswirkungen der Energieeinsparung und Transformation durch Elektrifizierung

Abbildung 31 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.

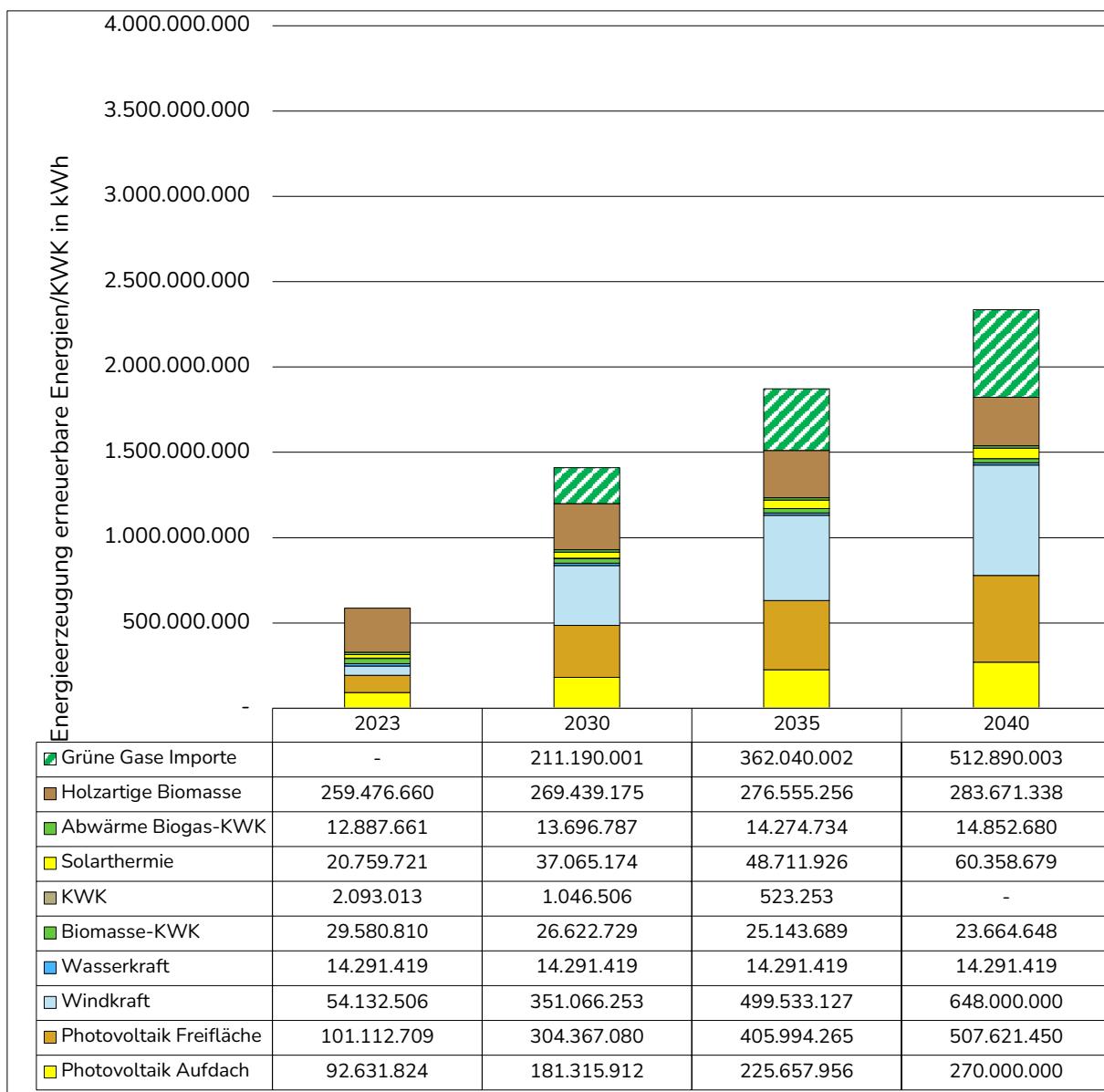


Abbildung 32: Energieerzeugung Mittelweg 2022 - 2040 | Entwicklung der Energieerzeuger im Szenarienvergleich

Abbildung 32 zeigt die Entwicklung der Energiebereitstellung aus den einzelnen Formen der erneuerbaren Energien bis ins Jahr 2040. Auf Abbildung 33 ist im direkten Vergleich zu erkennen, dass die bilanzielle Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien höher ist als der bilanzielle Endenergieverbrauch im Jahr 2040.

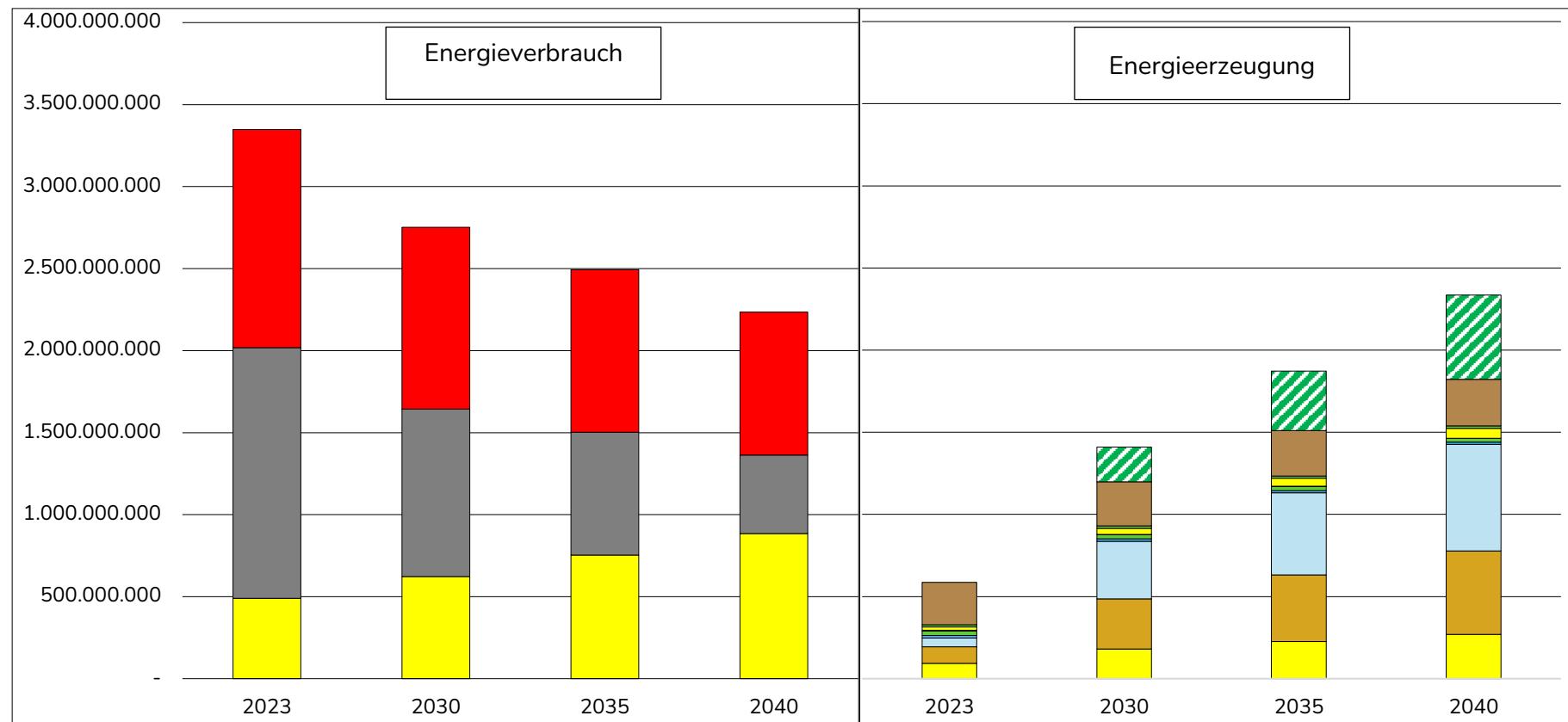


Abbildung 33: Mittelweg - Vergleich des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung 2023 - 2040

6.2 Szenario „Konservativ“

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

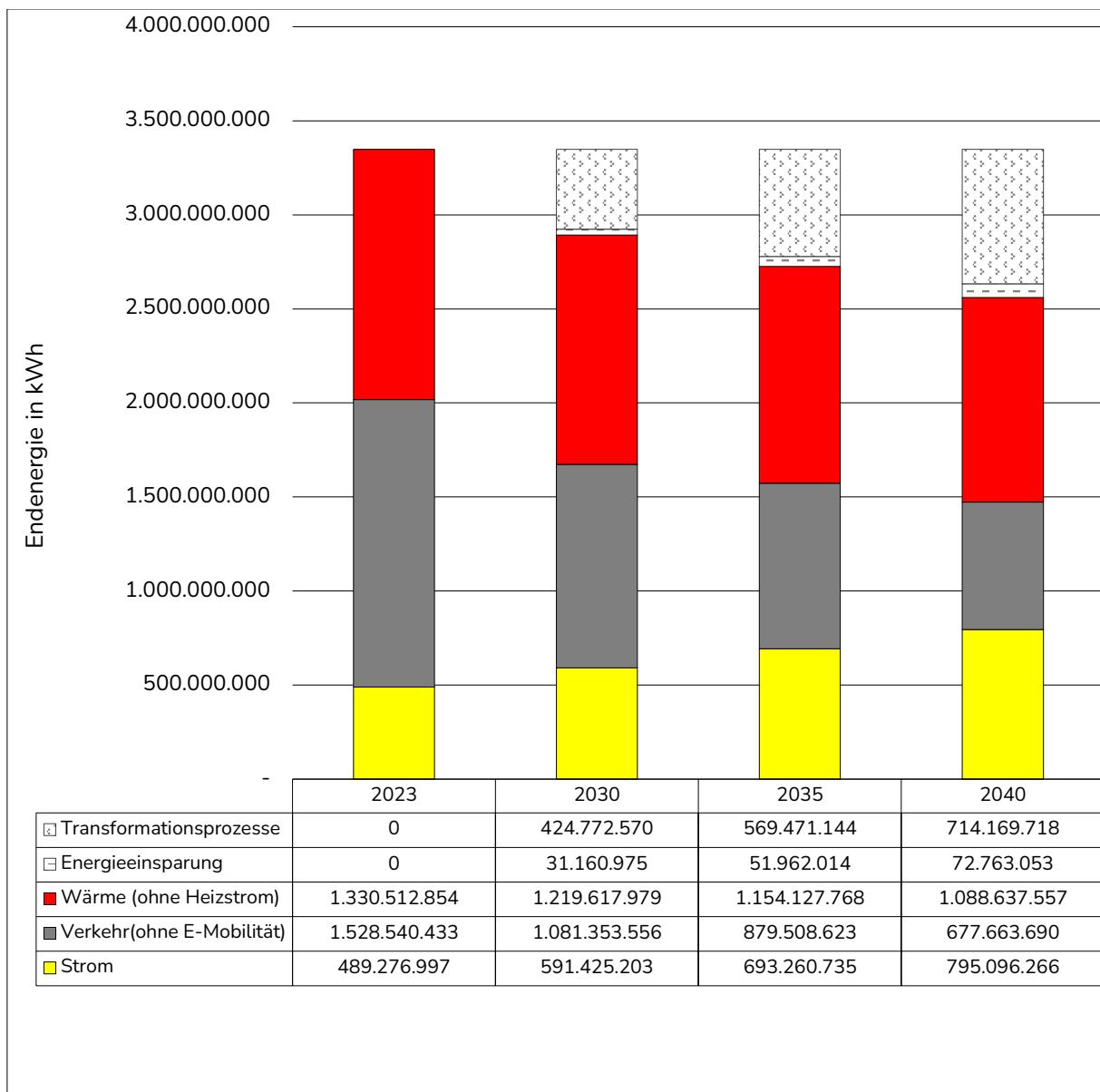


Abbildung 34: Endenergie Konservativ 2023 - 2040 | Auswirkungen der Energiesparung und Transformation durch Elektrifizierung

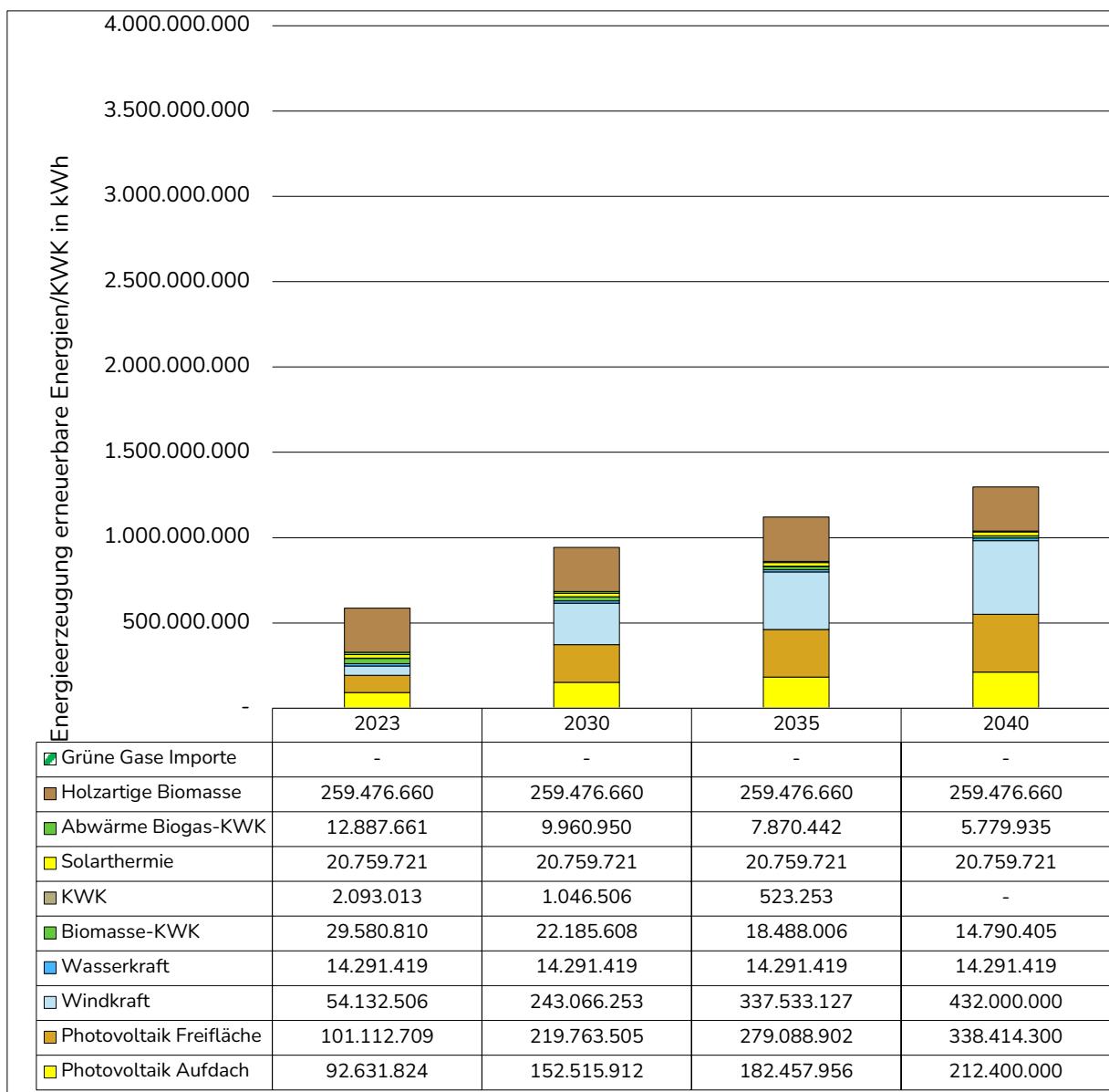


Abbildung 35: Energieerzeugung Konservativ 2023 - 2040 | Entwicklung der Energieerzeuger im Szenarienvergleich

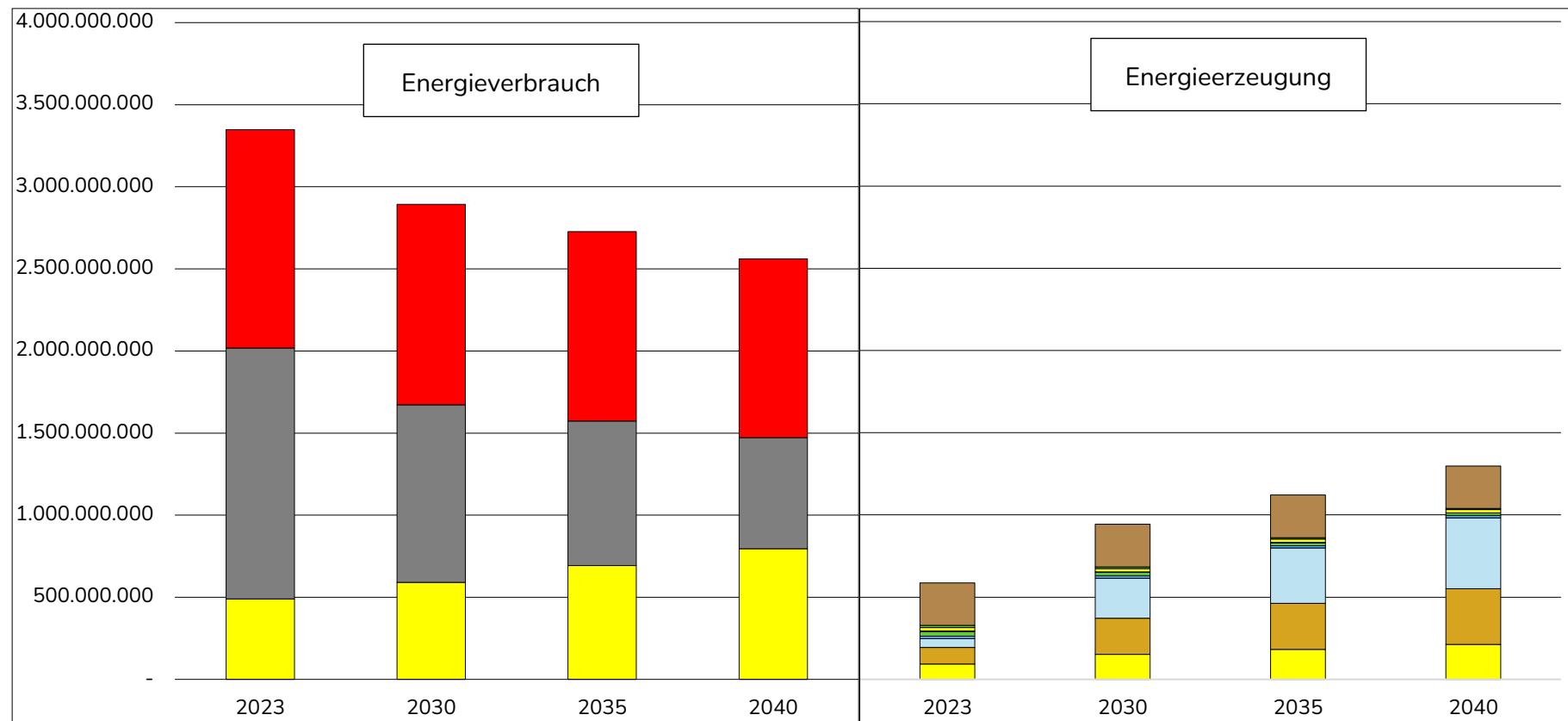


Abbildung 36: Konservativ - Vergleich des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung 2023 - 2040

Wie Abbildung 36 zeigt, ließe sich im konservativen Szenario bis 2040 bilanziell nur etwa die Hälfte des Endenergieverbrauchs durch lokal erzeugte Energien decken.

6.3 Szenario „Ambitioniert“

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

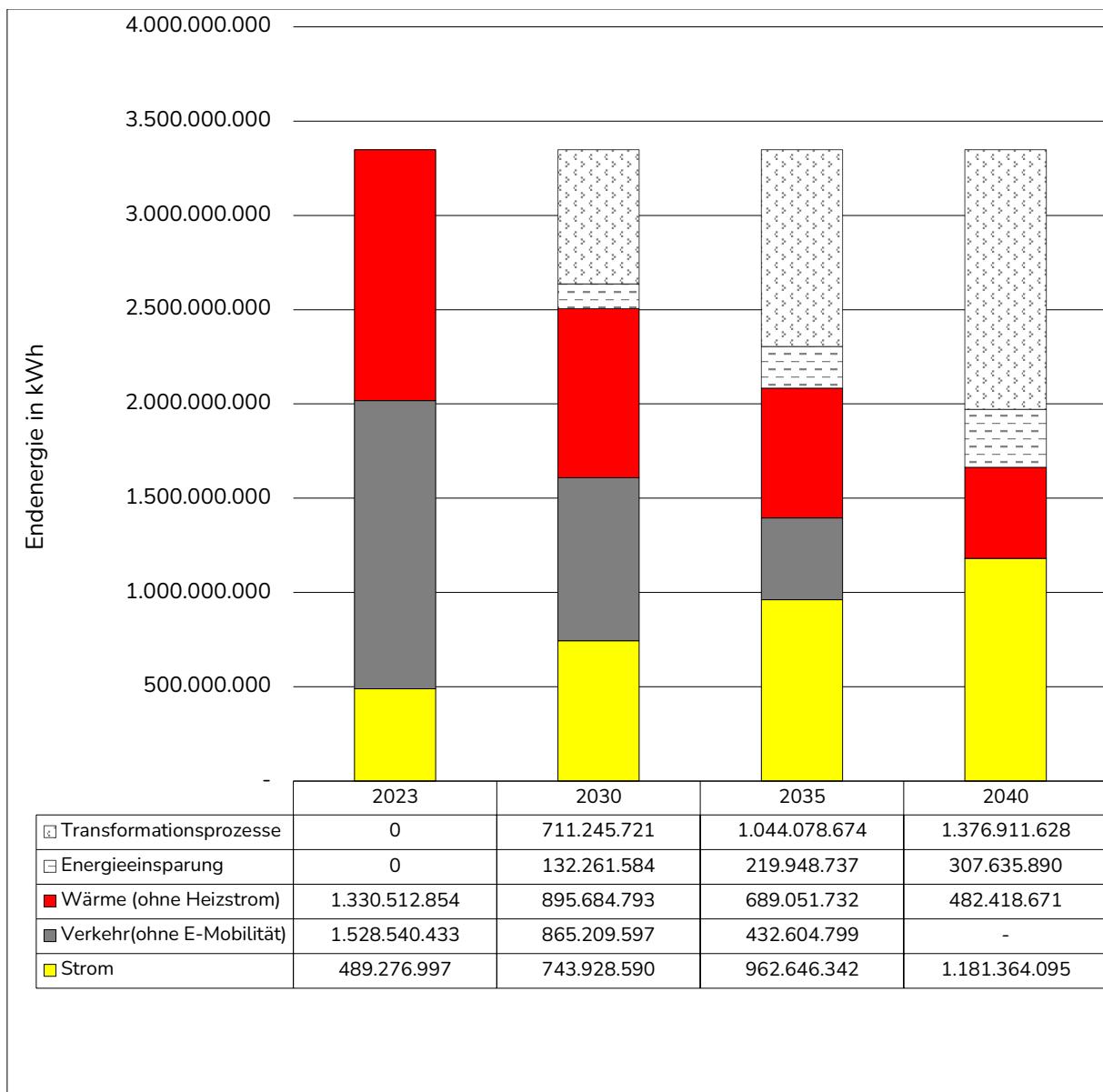


Abbildung 37: Endenergie Ambitioniert 2023 - 2040 | Auswirkungen der Energiesparung und Transformation durch Elektrifizierung

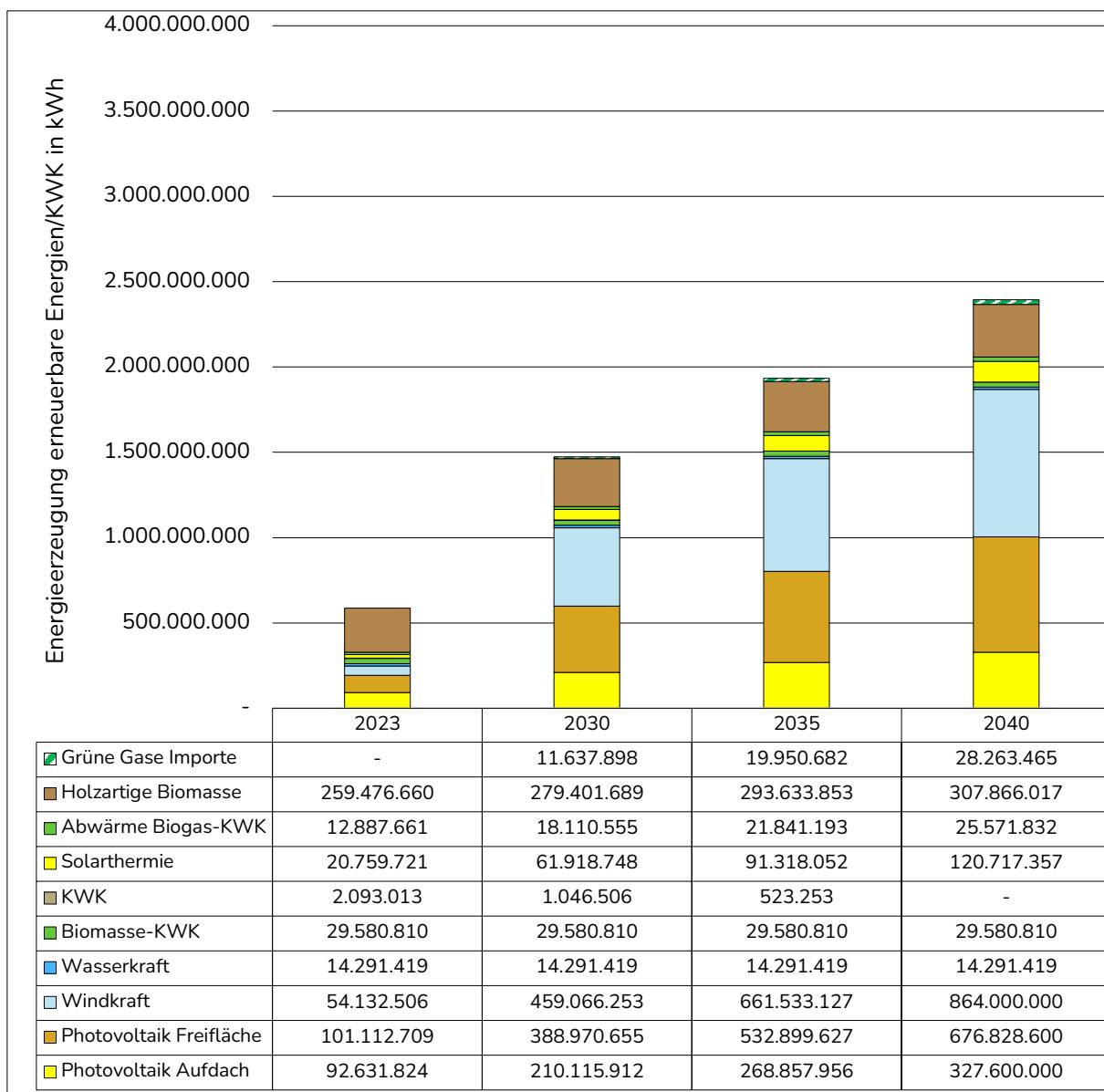


Abbildung 38: Energieerzeugung Ambitioniert 2023 - 2040 | Entwicklung der Energieerzeuger im Szenarienvergleich

Wie in Abbildung 38 zu sehen ist, verbleibt im ambitionierten Szenario mit „Grüne Gase Importe“ ein kleiner Rest im Sektor Wärme, welcher nicht territorial gedeckt werden kann und importiert werden muss.

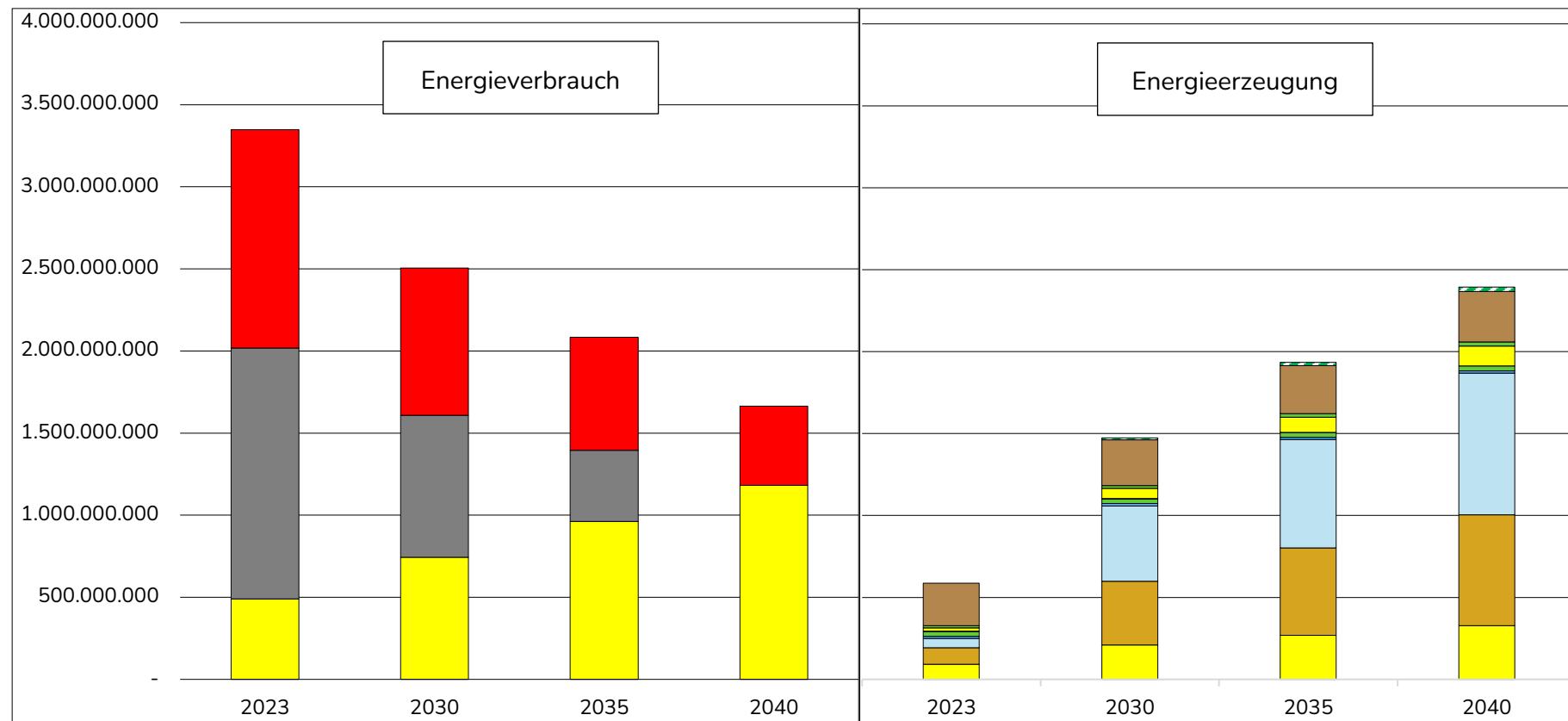


Abbildung 39: Ambitioniert - Vergleich des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung 2023 - 2040

Im Szenario Ambitioniert könnte 2040 eine bilanzielle Energieversorgung aus eigenen erneuerbaren Energien erreicht werden, siehe Abbildung 39.

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).

Tabelle 19: Übersicht der betrachteten Umspannwerke

Name des Umspannwerks	Summe der installierten Leistung der Transformatoren in MVA
Allersberg	50
Großhöbing	90
Petersgmünd	80
Raubersried	80
Roth	40

7.1.2 Verbrauchslastgänge

Um die Änderungen des Verbrauchs im Zieljahr abzubilden, werden die Differenzen der Verbrauchergruppen 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 Szenarios Mittelweg wird in Abbildung 40 dargestellt. Zu erkennen ist ein hoher Strombedarf vor allem in den Nachtstunden.

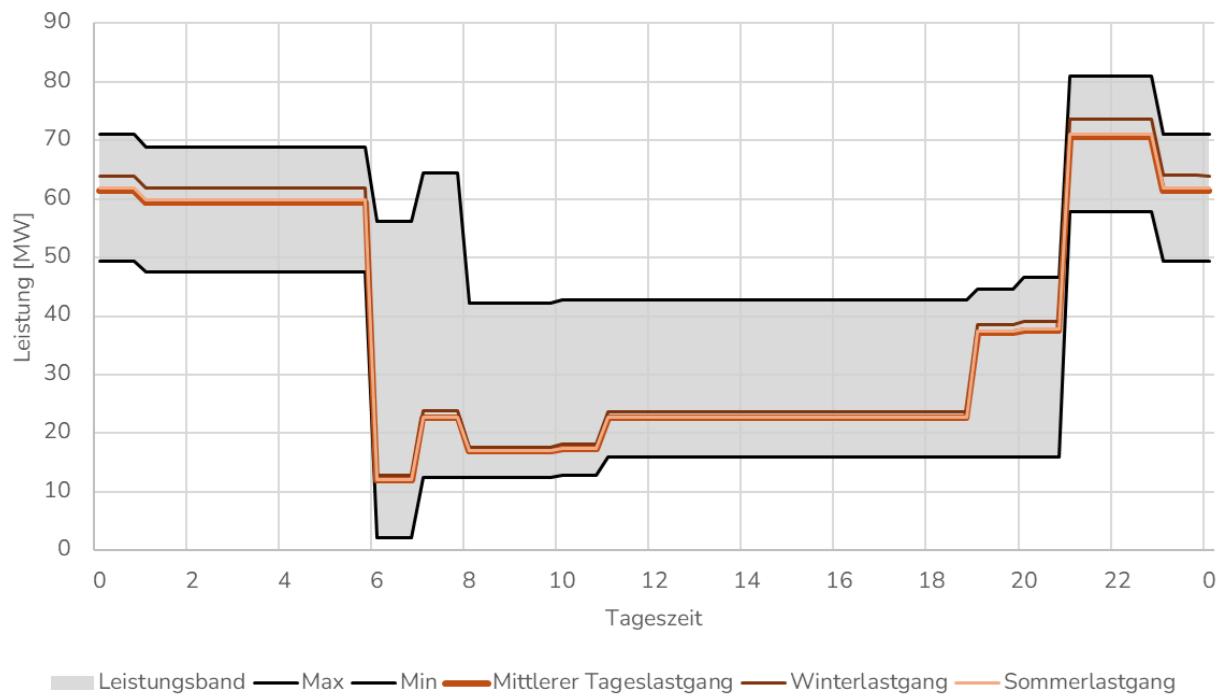


Abbildung 40: Tageszeitlicher Verlauf des Strombedarfs der Elektromobilität des Mittelwegs inkl. Darstellung saisonaler Effekte

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 41 im tageszeitlichen Verlauf dargestellt.

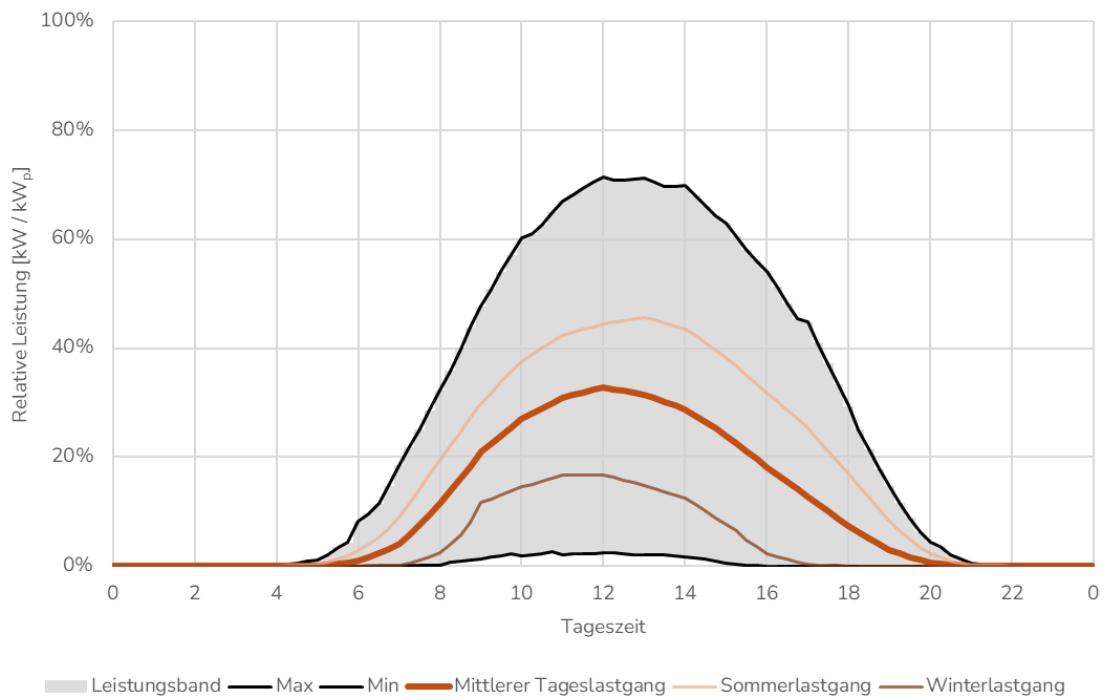


Abbildung 41: Tageszeitlicher Verlauf der PV-Erzeugung inkl. Darstellung saisonaler Effekte

- **Windkraft**

Für die Erstellung des Erzeugungslastgangs der Windkraftanlagen im Zieljahr wurden historische Wetterdaten des Landkreises verwendet. Die Windgeschwindigkeit wird dabei über Open-Meteo [59] bezogen. Diese Windgeschwindigkeit wurde daraufhin von der Messhöhe auf die Nabenhöhe einer möglichen Windkraftanlage umgerechnet. Über eine typische Anlagenkennlinie konnte die potenzielle Windkrafterzeugung zu jedem Zeitpunkt im Jahr bestimmt werden. Am Verlauf (Abbildung 42) 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.

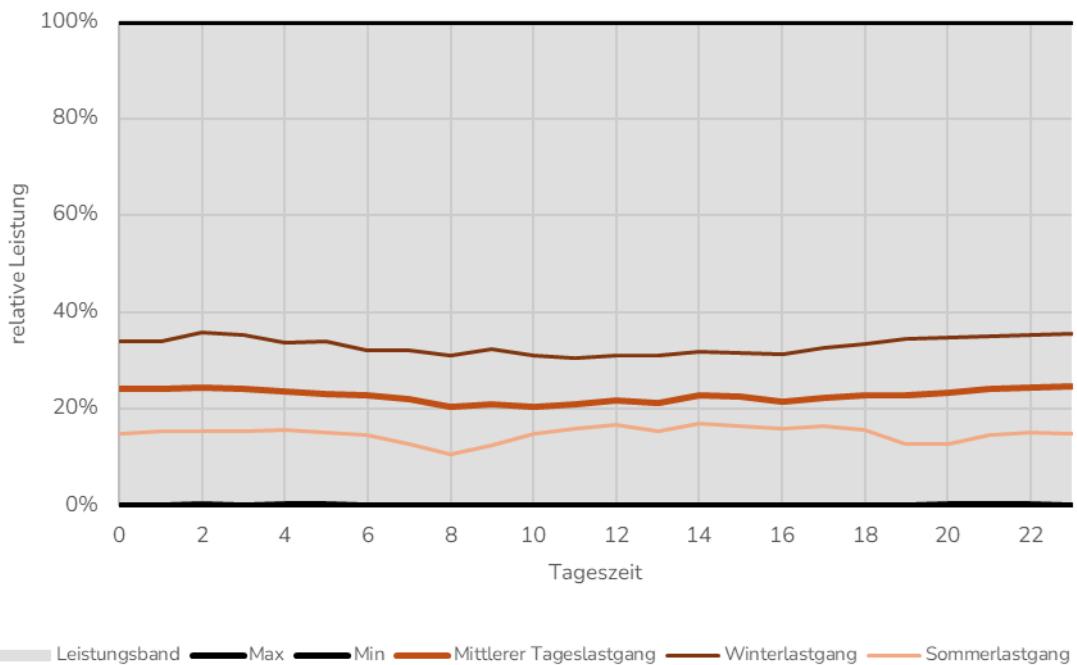


Abbildung 42: Tageszeitlicher Verlauf der Windkrafterzeugung inkl. Darstellung saisonaler Effekte

- **Biomasse-KWK**

Für Stromeinspeisung aus Biomasse-KWK wird im Ist-Stand 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 43 zu sehen.

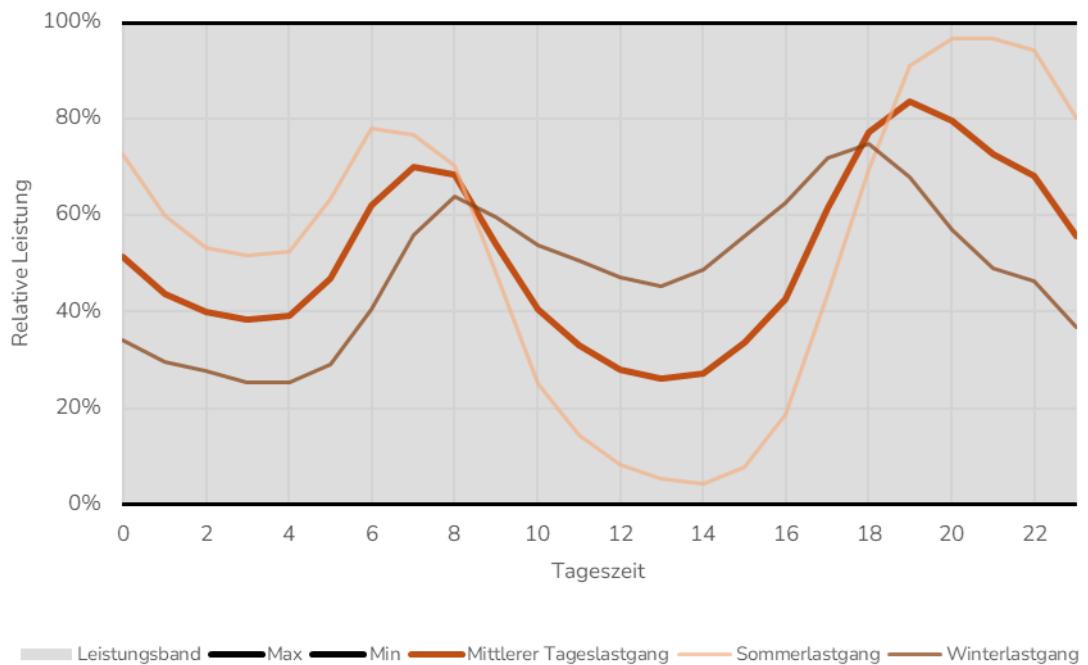


Abbildung 43: Tageszeitlicher Verlauf der Stromerzeugung durch KWK-Anlagen im Zieljahr inkl. Darstellung saisonaler Effekte

- **Sonstiges**

Sonstige Erzeugungsanlagen, z. B. Wasserkraftanlagen, wurden 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

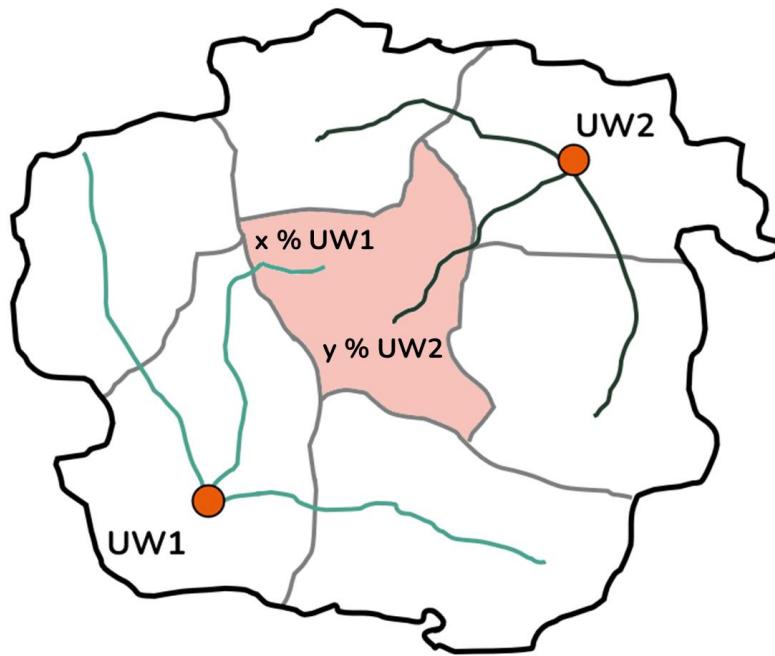


Abbildung 44: Schematische Darstellung der Verschneidung der Mittelspannungsnetze mit den Kommunen

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 44 eine beispielhafte Kommune dargestellt, die von zwei Umspannwerken versorgt wird. Der prozentuale Anteil der Kommunen an den Mittelspannungsnetzen wird für die Verteilung von kommunenscharfen Werten verwendet.

Mobilität

Über die kommunenscharfen Zulassungszahlen der einzelnen Verbrauchergruppen der Elektromobilität sowie über die verlegten Schienenkilometer 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. Öffentliche Ladungen aus der Verbrauchergruppe „Logistik“ werden darüber hinaus anhand des LKW-Schnellladenetzes an den Bundesautobahnen im Landkreis verteilt.

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 prognostizierten 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 bebaut werden sollten. Es liegen beispielsweise mehr als 50 % dieser Flächen im Einzugsgebiet des Umspannwerks Großhöbing, weshalb hier im Rahmen der Simulation der höchste Ausbau angenommen wird. Im Gegensatz dazu findet beim UW Roth aufgrund fehlender privilegierter Flächen zunächst kein nennenswerter Zubau statt. Sind die privilegierten Flächen allerdings nicht ausreichend, um

den je nach 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

Zur Bewertung der Netzkapazitäten und Sicherstellung der Netzstabilität wird eine modellgestützte Simulation des Mittelspannungsnetzes durchgeführt. Dabei wird die Auslastung der einzelnen Betriebsmittel analysiert und systematisch ausgewertet.

Die Dimensionierung des Netzes orientiert sich an der maximalen Leistungsaufnahme. Das bedeutet: Alle Netzkomponenten müssen so ausgelegt sein, dass sie auch bei auftretenden Spitzenlasten einen stabilen Betrieb gewährleisten – ohne kritische Spannungsabweichungen oder thermische Überlastungen. Voraussetzung hierfür ist eine präzise Kenntnis sowohl der Höhe als auch der räumlichen und zeitlichen Verteilung der maximalen Lastspitzen.

7.2.1 Aufbau des Netzmodells

Zur realitätsnahen Abbildung der Leistungsspitzen in den einzelnen Netzabschnitten wird für alle Teilnetze im Mittelspannungsbereich ein digitales Simulationsmodell nach anerkannten technischen Standards entwickelt. Grundlage hierfür bilden die von den Netzbetreibern bereitgestellten Daten.

Die Modellierung erfolgt unter Einbezug von GIS-Daten, durch die die genaue Lage der Betriebsmittel georeferenziert im Modell erfasst wird. Dies ermöglicht eine exakte Nachbildung der physischen Netzstruktur. Ergänzend fließen die spezifischen Leitungstypen inklusive ihrer

technischen Kennwerte in das Modell ein. Auf dieser Basis lassen sich Leitungsverluste, Spannungsabfälle sowie die maximale Übertragungskapazität zuverlässig berechnen.

7.2.2 Definition des Simulationszeitpunktes

Als Grundlage für die Simulation dient der im Netzausbauplan der N-ERGIE Netz GmbH [67] definierte Schwachlastzeitpunkt mit gleichzeitig maximaler Einspeisung.

Dieser sogenannte „Erzeugungsfall“ beschreibt einen Netzbetriebszustand, bei dem die dezentrale Stromerzeugung – insbesondere durch Photovoltaik- und Windkraftanlagen – ein Maximum erreicht, während die Stromabnahme im Netz auf ein Minimum reduziert ist. Dieser Zustand stellt eine kritische Belastungssituation für das Mittelspannungsnetz dar und ist daher maßgeblich für die Auslegung und Bewertung der Netzkapazitäten, insbesondere im Hinblick auf den Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen.

Für die Modellierung der Mittelspannungstransformatoren werden sowohl die Nennleistung als auch eine festgelegte Grundlast berücksichtigt. Dabei wird zwischen Ortsnetzstationen und Kundenstationen differenziert, um die unterschiedlichen Lastprofile realitätsnah abzubilden. Alle dezentralen Einspeiseanlagen, die georeferenziert vorliegen, werden spezifisch dem jeweils zugehörigen Transformator im Netzmodell zugeordnet. Nicht georeferenzierte Kleinanlagen mit einer Leistung unter 30 kWp werden gleichmäßig auf die Ortsnetzstationen verteilt, um eine möglichst realitätsnahe räumliche Einspeiseverteilung zu erreichen.

Im letzten Schritt erfolgt eine Skalierung der Bezugsleistungen der Trafostationen mittels eines Korrekturfaktors. Ziel ist es, die im Modell abgebildete Gesamtrückspeisung an die real gemessene Rückspeisung aus dem Umspannwerklastgang anzugeleichen. Diese Skalierung ist entscheidend für die Modellkonsistenz und gewährleistet eine realitätsnahe Darstellung der tatsächlichen Netzbelastung.

7.2.3 Bedeutung der Netzsimulation für die kommunale Energieplanung

Die Netzsimulation stellt einen zentralen Baustein im Rahmen des Energienutzungsplans dar. Sie ermöglicht eine fundierte, technische Bewertung des bestehenden Mittelspannungsnetzes und liefert entscheidende Erkenntnisse für die strategische Energie- und Infrastrukturplanung auf kommunaler Ebene. Die Analyse zeigt auf, in welchen Netzabschnitten bereits heute kritische Auslastungen bestehen oder wo in Zukunft Engpässe zu erwarten sind. Damit lassen sich gezielte Maßnahmen für einen bedarfsgerechten und wirtschaftlich sinnvollen Netzausbau entwickeln. Die Ergebnisse ermöglichen es außerdem, Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazitäten, zur Verbesserung der Spannungshaltung oder zur Netzentlastung direkt aus der technischen Analyse abzuleiten. Stadtwerke und Netzbetreiber erhalten ein besseres Verständnis über die aktuelle Belastungssituation des Netzes und über die Auswirkungen zukünftiger Entwicklungen – wie etwa der steigenden Zahl dezentraler Erzeugungsanlagen, E-Mobilität oder elektrischer Heizsysteme.

Der Energienutzungsplan gewinnt damit über seine ursprüngliche Rolle hinaus strategische Relevanz: Er dient den Stadtwerken als solide Ausgangsbasis für nachfolgende Zielnetzpläne. Die gewonnenen Daten und Analysen können direkt in die Ausarbeitung konkreter Netzausbau- oder Umbauszenarien überführt werden, wodurch Synergien zwischen kommunaler Planung und operativem Netzbetrieb geschaffen werden.

Ein weiterer Mehrwert liegt in der verbesserten Transparenz gegenüber politischen Entscheidungsträgern, Verwaltungsbehörden und der Öffentlichkeit. Die Simulationen ermöglichen es, Handlungsbedarfe und notwendige Maßnahmen sachlich zu begründen und so die Akzeptanz für Investitionen in die Energieinfrastruktur auf kommunaler Ebene zu stärken.

7.3 Aufbau eines digitalen Zwillinges des Landkreises

Der digitale Zwilling des Landkreises Roth 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-Emissionensfakoren 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.

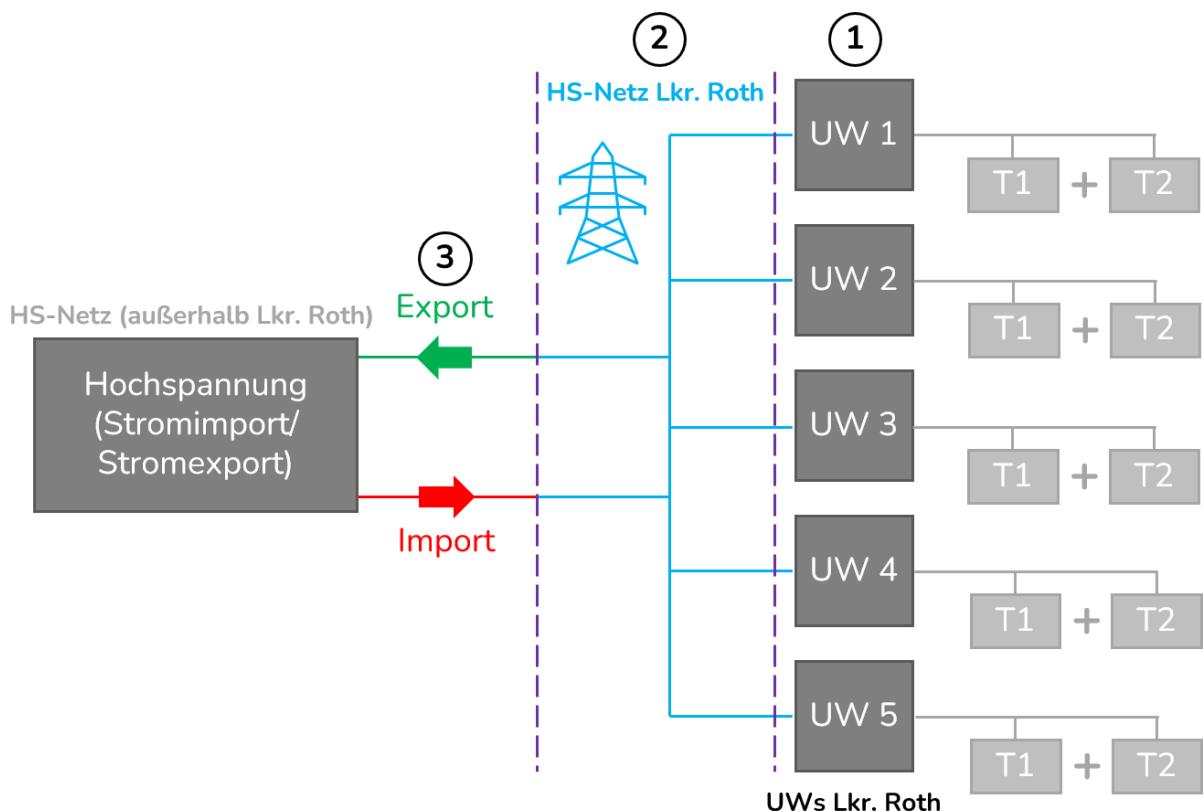


Abbildung 45: Schematische Darstellung des Simulationsmodells des Landkreises

Priorisierung der Erzeuger und Verbraucher (vgl. Abbildung 45):

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 Erzeugungsüberschuss, welcher die kombinierte Transformatorleistung an einem Umspannwerk übersteigt, abgeregelt werden. Der abgeregelte Strom kann folglich nicht weiter genutzt werden.
3. 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.

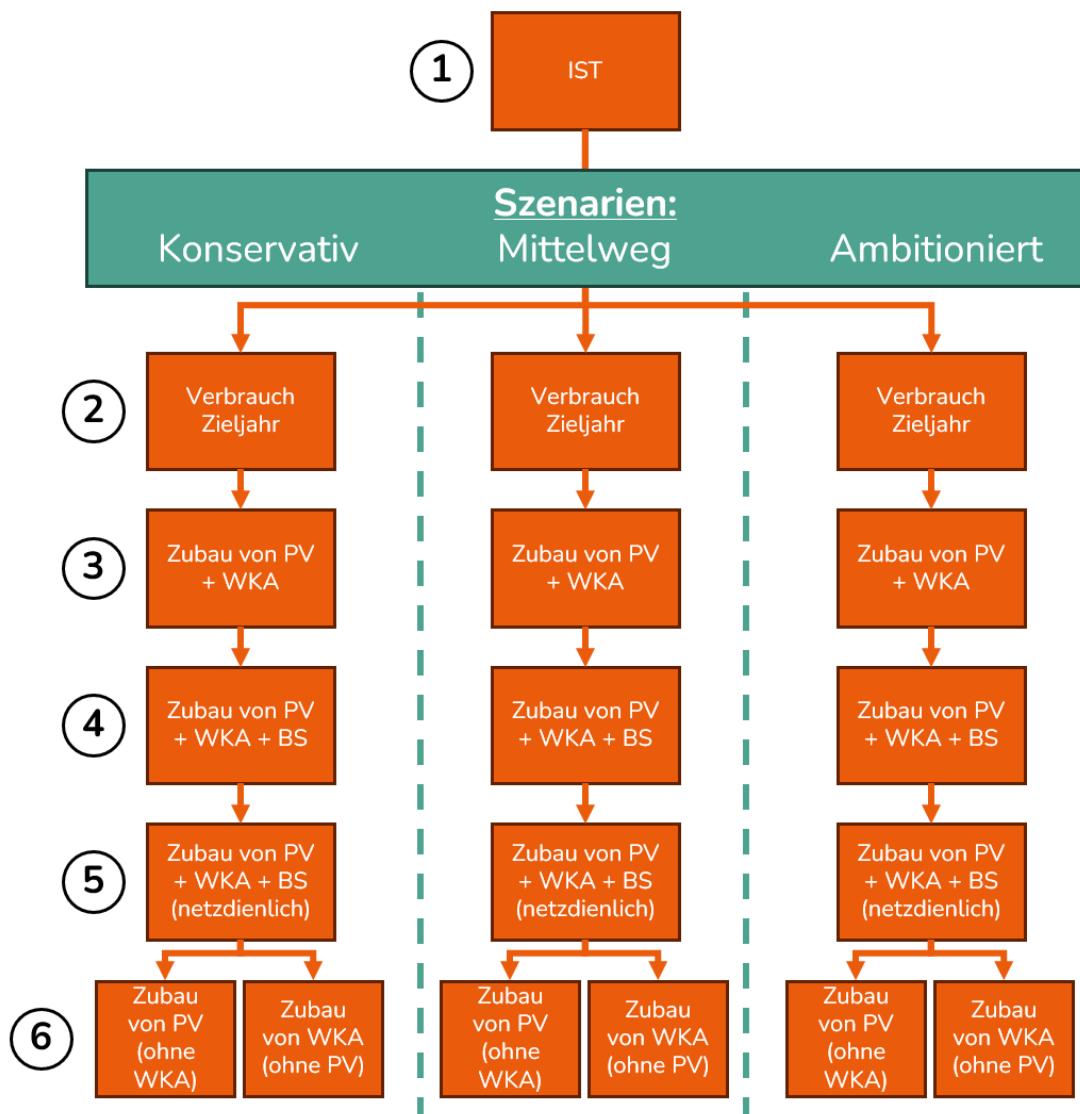


Abbildung 46: Darstellung der betrachteten Simulationsstufen

Stufen der Simulation (vgl. Abbildung 46 und Abbildung 47):

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-Rate⁷ der Batteriespeicher wird mit 0,5 angenommen. Die Batteriespeicher erfüllen v.a. den Zweck überschüssige erneuerbare Energiemengen aufzunehmen und zwischenzuspeichern, welche ansonsten aus dem Landkreis exportiert oder gar abgeregelt werden müssten. Dadurch lässt sich die Eigenverbrauchsquote und Autarkie im Landkreis erhöhen. Aufgrund des gewählten Ansatzes

⁷ 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.

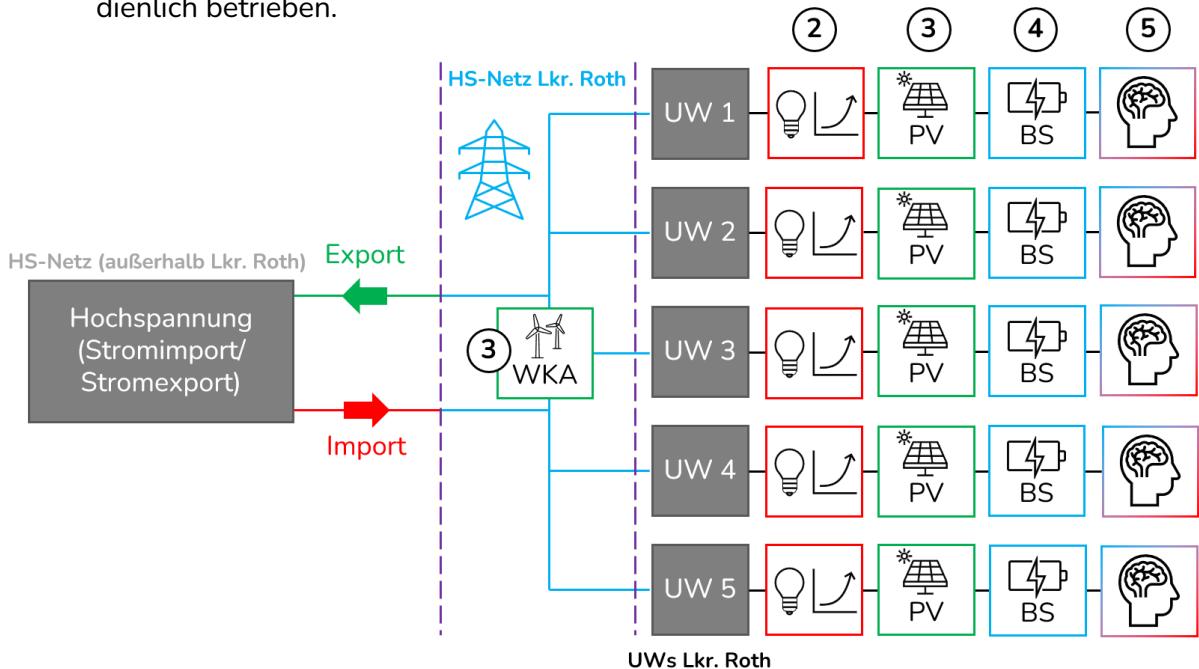


Abbildung 47: Lokalisierung der Änderungen je Simulationsstufe in der schematischen Darstellung des landkreisweiten Simulationsmodells

7.4 Ergebnisse

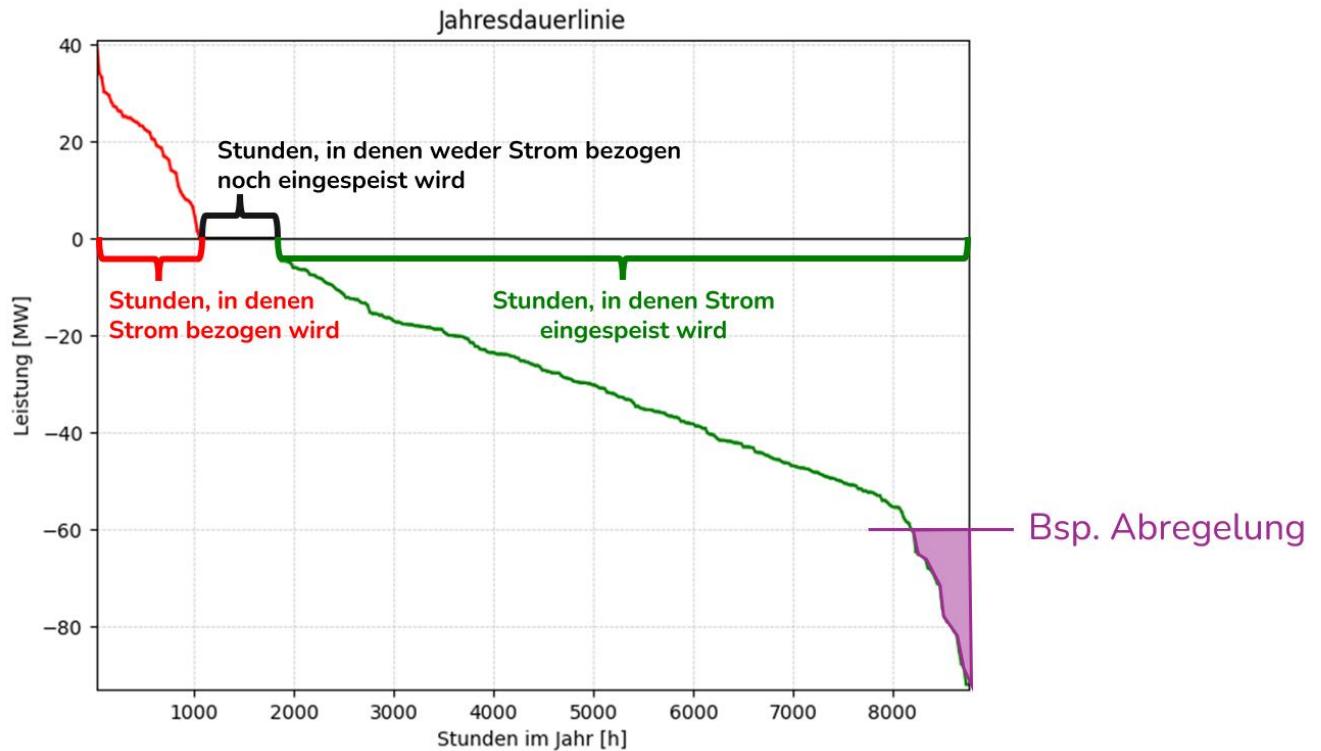


Abbildung 48: Exemplarische Darstellung einer Jahresdauerlinie inkl. Erklärungen

Die Darstellung der Simulationsergebnisse erfolgt mit Hilfe von Jahresdauerlinien (vgl. Abbildung 48). 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.

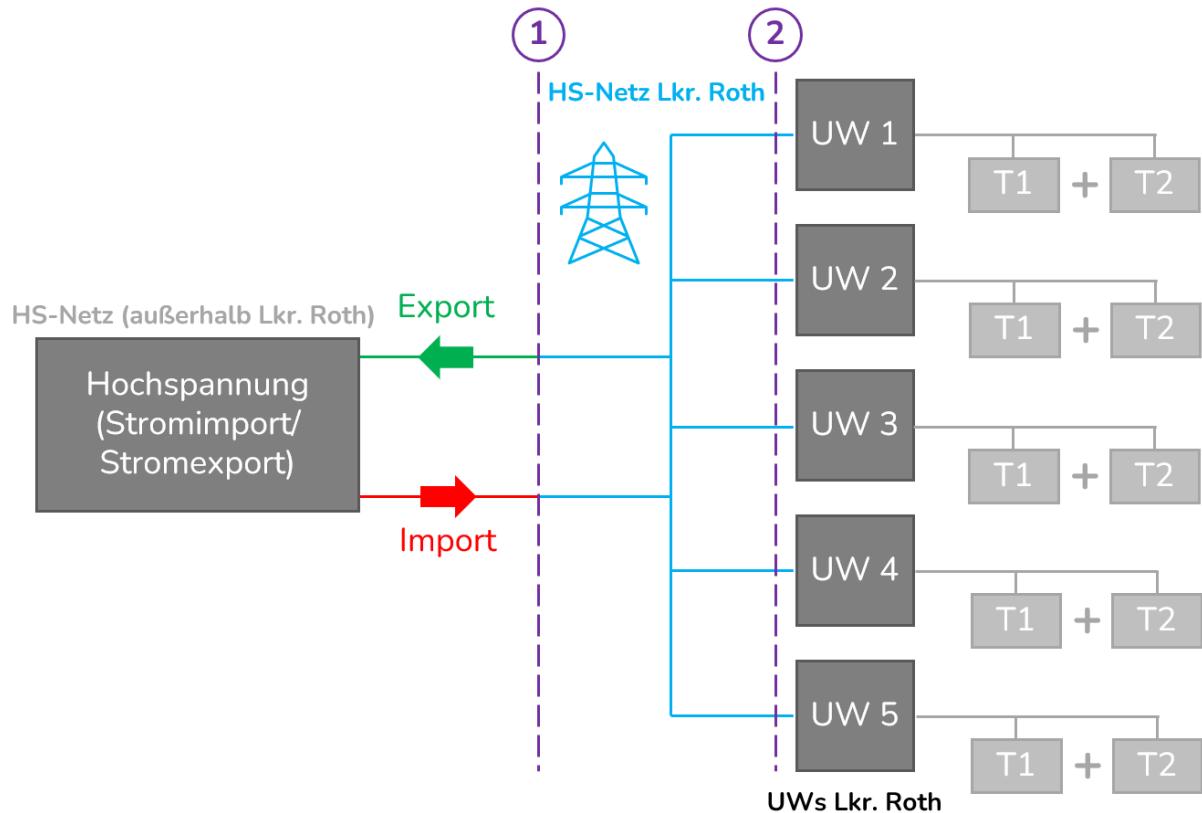


Abbildung 49: Schematische Darstellung des Simulationsmodells des Landkreises

Es ergibt sich in der Hochspannungsebene an der Landkreisgrenze (① in Abbildung 49) die **Jahresdauerlinie Hochspannung** und exemplarisch am Koppelpunkt des Umspannwerks Altersberg an die Hochspannungsebene (② in Abbildung 49) die **Jahresdauerlinie UW Altersberg** (siehe z.B. Abbildung 51). Im Folgenden werden die **Abkürzungen JDL** für die Jahresdauerlinie, **HS** für die Hochspannungsebene und **UW** für die Umspannwerke verwendet.

7.4.1 Ist-Stand

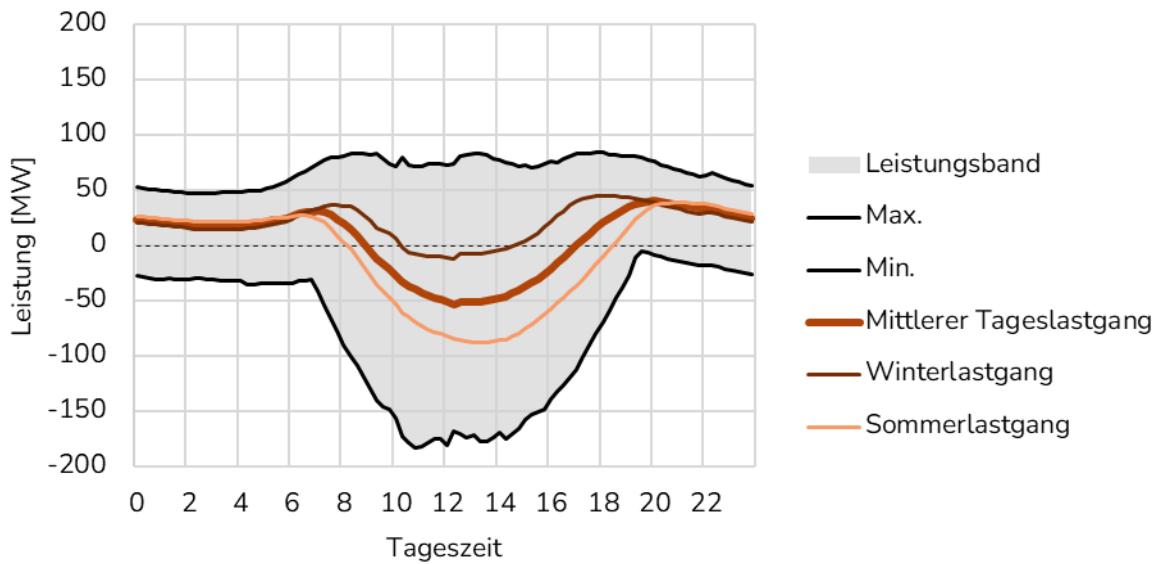


Abbildung 50: Mittlerer Tag der HS-Ebene im Ist-Stand

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 50). Im Mittel liegt ganzjährig ein Strombezug in der HS-Ebene von ca. 17 – 9 Uhr vor. Der mittlere Winterlastgang weist sogar einen beinahe ganztägige Bezugssituation auf.

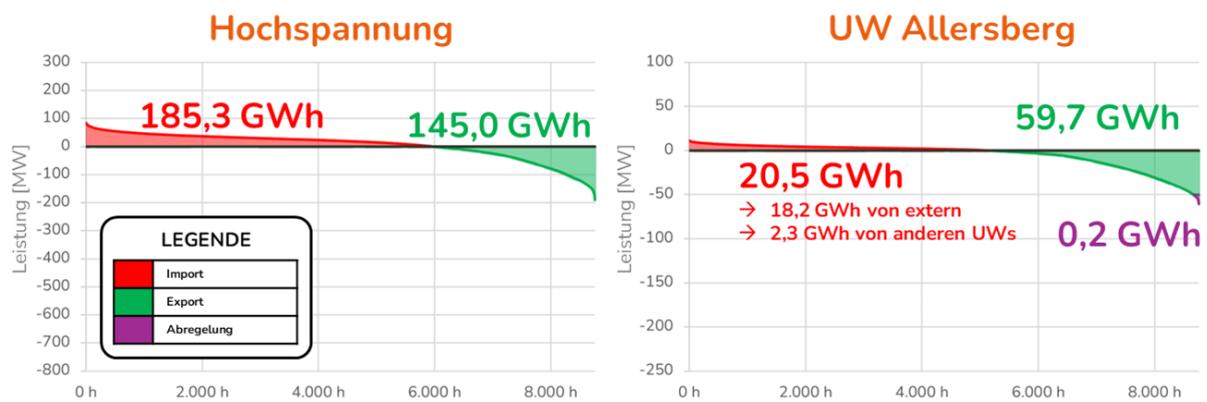


Abbildung 51: Jahressdauerlinien im Ist-Stand

Aus Abbildung 51 ist ersichtlich, dass der Landkreis im Ist-Stand in der **Hochspannungsebene** etwa **28 % mehr Strom importiert als exportiert**. Somit ist bilanziell zunächst keine Eigenversorgung möglich. Betrachtet man allerdings beispielsweise die JDL des

UWs Allersberg, erkennt man, dass dort deutlich **mehr Strom eingespeist als bezogen** wird. Es ist wichtig zu beachten, dass Bezug an einem Umspannwerk nicht grundsätzlich negativ zu bewerten ist. In obigem Beispiel werden ca. 89 % 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. 89,8 GWh zwischen den UWs ausgeglichen. Da es sich hierbei um bestehende Überschüsse handelt, ist dieser Stromfluss positiv zu werten, 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
Allersberg	20,5	59,7	0,2
Großhöbing	1,6	115,6	0,0
Petersgmünd	81,2	55,9	0,0
Raubersried	84,7	3,6	0,0
Roth	87,1	0,0	0,0
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]		89,8	

Am UW Allersberg müssen 0,2 GWh abgeregelt werden, was daran liegt, dass hier vergleichsweise hohe Strom-Überschüsse vorhanden sind, jedoch nur eine kombinierte Transformatormittelwirkungsleistung von 50 MVA vorliegt. Beim UW Petersgmünd (ähnliche Überschüsse) liegt die Leistung der Transformatoren beispielsweise bei 80 MVA.

Hinweis: Bei der abgeregelten Menge im IST-Zustand handelt es sich um das Bilanzjahr 2023, welches als Datenbasis im Projekt vorlag.

7.4.2 Verbrauch Zieljahr

Die Darstellung der Änderung der Leistung des mittleren Tagesverlaufs in der HS-Ebene in Abbildung 52 verdeutlicht die Zunahme des Stromverbrauchs zum Zieljahr (vgl. Abschnitte 6.1 bis 6.3).

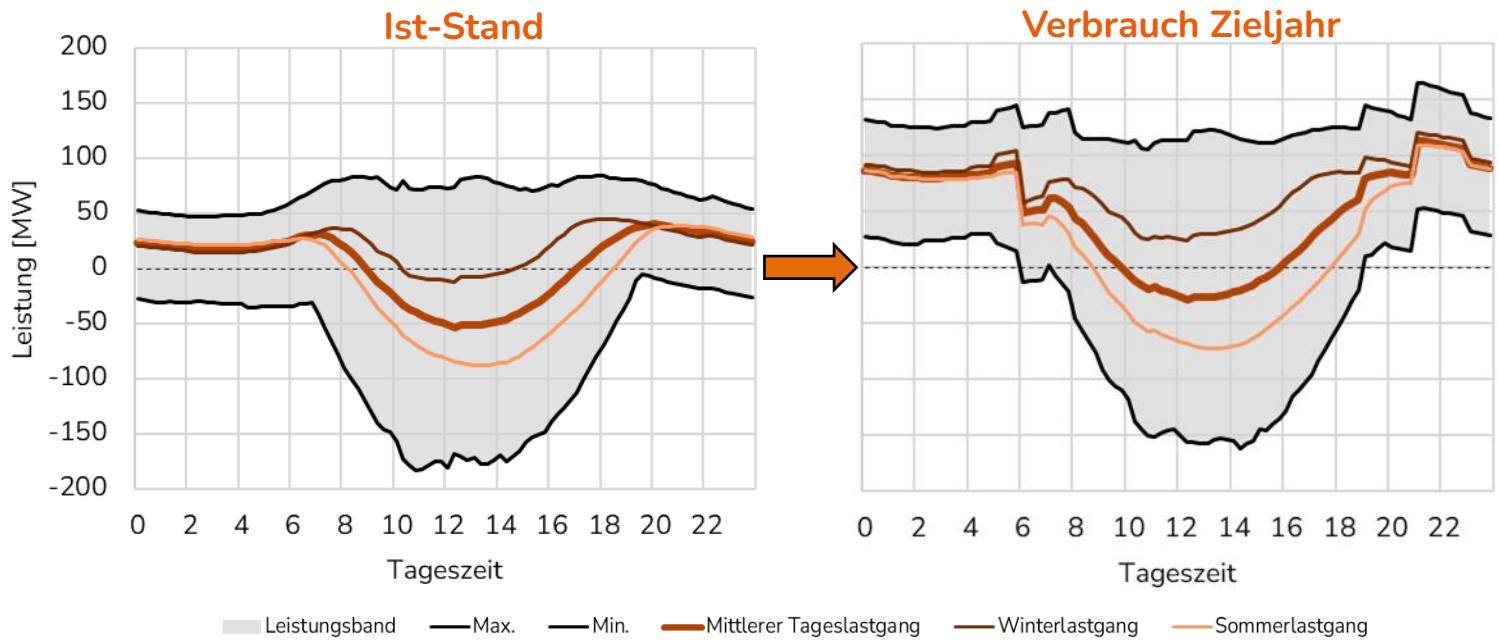


Abbildung 52: Änderung des mittleren Tages der HS-Ebene infolge der Erhöhung des Strombedarfs in Relation zum Ist-Zustand

Es ist deutlich zu erkennen, 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 60 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.

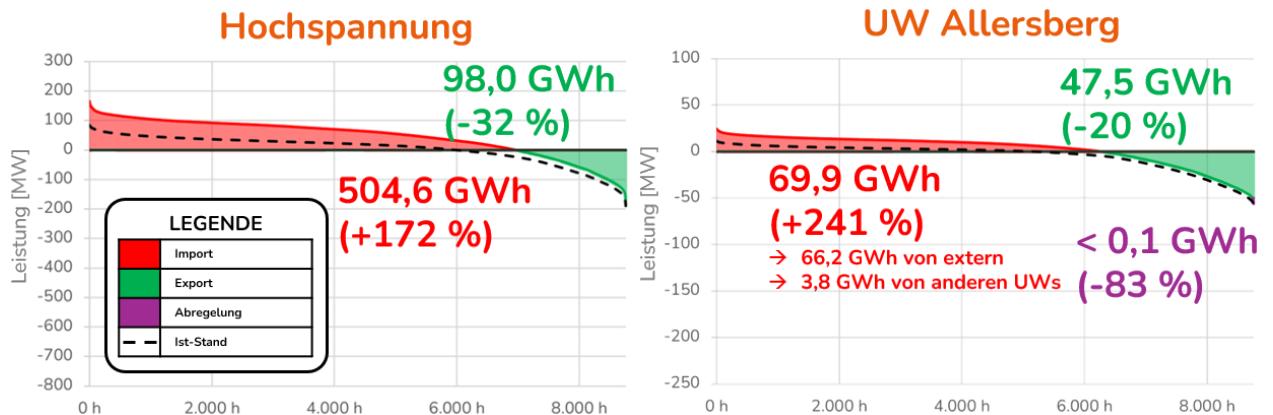


Abbildung 53: Jahresdauerlinien der Stufe Verbrauch Zieljahr im Mittelweg

Bei den JDL (Abbildung 53) zeigt sich sowohl in der Hochspannung als auch am UW Allersberg, 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. 130 – 300 %). Zudem reduziert sich die exportierte Strommenge um etwa 30 %. Dies führt dazu, dass in der HS-Ebene nun mehr als fünfmal so viel Strom von außerhalb des Landkreises importiert werden muss, wie exportiert wird. Entsprechend ist weiterhin bilanziell keine Eigenversorgung möglich. Am UW Allersberg wird aufgrund des höheren Verbrauchs 20 % weniger Strom eingespeist. Außerdem findet keine nennenswerte Abregelung mehr statt und der bezogene Strom wird zu ca. 95 % von außerhalb des Landkreises importiert.

Für die anderen UWs ergeben sich folgende Werte (vgl. Tabelle 21). Der Bezug hat sich über alle UWs hinweg erhöht und die Einspeisung aufgrund geringerer Überschüsse entsprechend 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
Allersberg	69,9	47,5	< 0,1
Großhöbing	12,2	89,6	0,0
Petersgmünd	167,9	47,0	0,0
Raubersried	208,3	0,4	0,0
Roth	132,9	0,0	0,0
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]		86,5	

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 553,3 GWh/a Strom durch zusätzliche PV-Anlagen erzeugt. In der HS-Ebene werden 593,9 GWh/a durch den Zubau von Windkraftanlagen erzeugt, wovon ca. 39 % im Landkreis genutzt werden können. Die restlichen 61 % des von den WKA erzeugten Stroms werden exportiert.

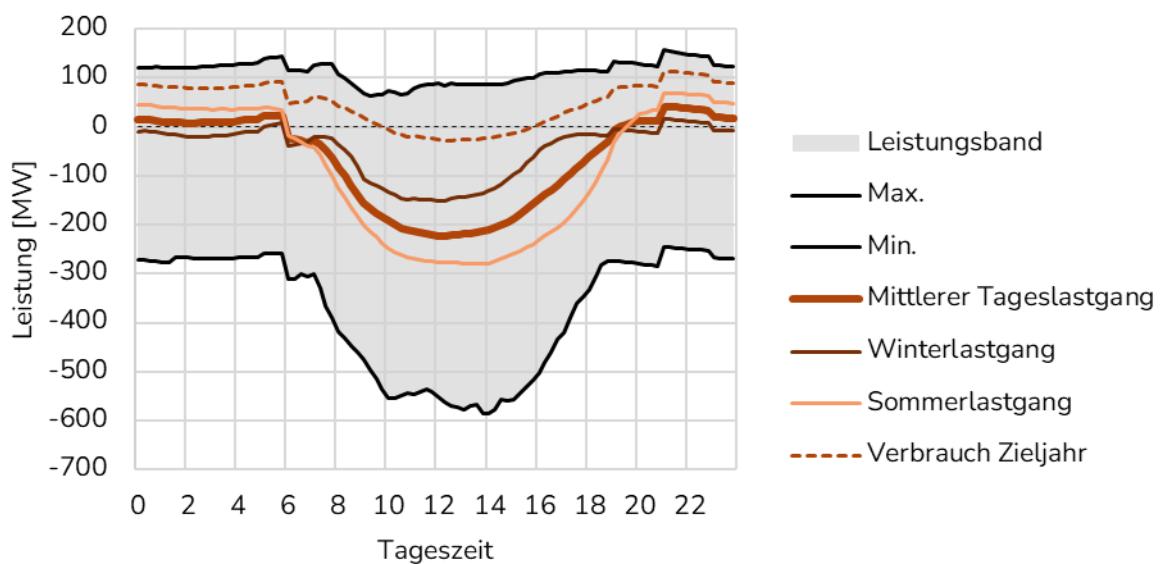


Abbildung 54: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV und WKA

Aus der Darstellung des mittleren Tages der HS-Ebene (Abbildung 54) ist ersichtlich, dass nun ganzjährig im Mittel von etwa 6 – 19 Uhr kein Bezug mehr stattfindet. Im Vergleich dazu ist das ohne Zubau von EE-Erzeugern nur von ca. 10 – 16 Uhr der Fall (siehe gestrichelte Linie „Verbrauch Zieljahr“). Zudem sind die saisonalen Effekte der PV- und Windkrafterzeugung 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.

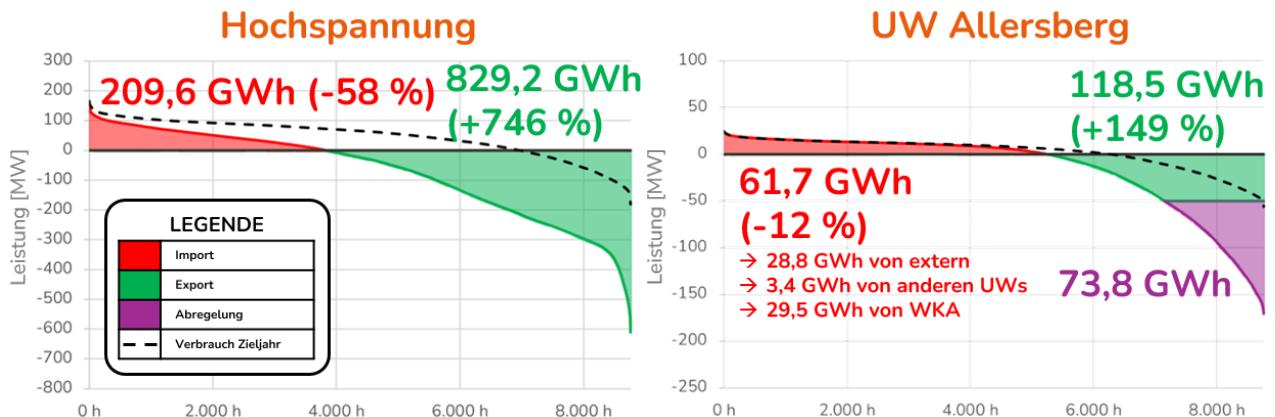


Abbildung 55: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + WKA im Mittelweg

An der Jahresdauerlinie der Hochspannungsebene (Abbildung 55) ist eine starke Steigerung der aus dem Landkreis exportierten Strommenge zu erkennen (Faktor 2 bis 5 je nach Szenario). Gleichzeitig sinken die notwendigen Importe, so dass sich ein Verhältnis zwischen Export und Import von etwa 2,5:1 bis 4:1 ergibt. Auch beim UW Allersberg sinkt die bezogene Strommenge. Außerdem stammen dort nur noch ca. 47 % des Stroms von außerhalb des Landkreises. Der Rest wird entweder durch PV-Überschüsse anderer UWs (insgesamt werden 68,1 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
Allersberg	61,7	118,5	73,8
Großhöbing	10,3	240,4	41,4
Petersgmünd	158,1	101,9	5,4
Raubersried	172,1	64,8	< 0,1
Roth	107,2	9,4	0,0
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]		68,1	

Je nach Szenario ist über alle UWs hinweg insgesamt eine Abregelung von 8 – 15 % des Überschussstromes notwendig. Im Szenario Mittelweg entspricht dies beispielsweise ca. 121 GWh. Theoretisch müssten (je nach Szenario) 6 – 13 neue Transformatoren mit jeweils 40 MVA zugebaut werden, damit keine Abregelung stattfinden muss.

Einschub: Zubau von PV + WKA für bilanzielle Autarkie

Da mit dem für das Zieljahr prognostizierten Ausbau der EE-Erzeuger mit einem starken Stromüberschuss im Landkreis und damit auch einem entsprechenden Stromexport zu rechnen ist, wird in folgendem Einschub untersucht, wie viel EE-Ausbau notwendig wäre, um im Zieljahr die importierten und exportierten Strommengen des Landkreises bilanziell auszugleichen.

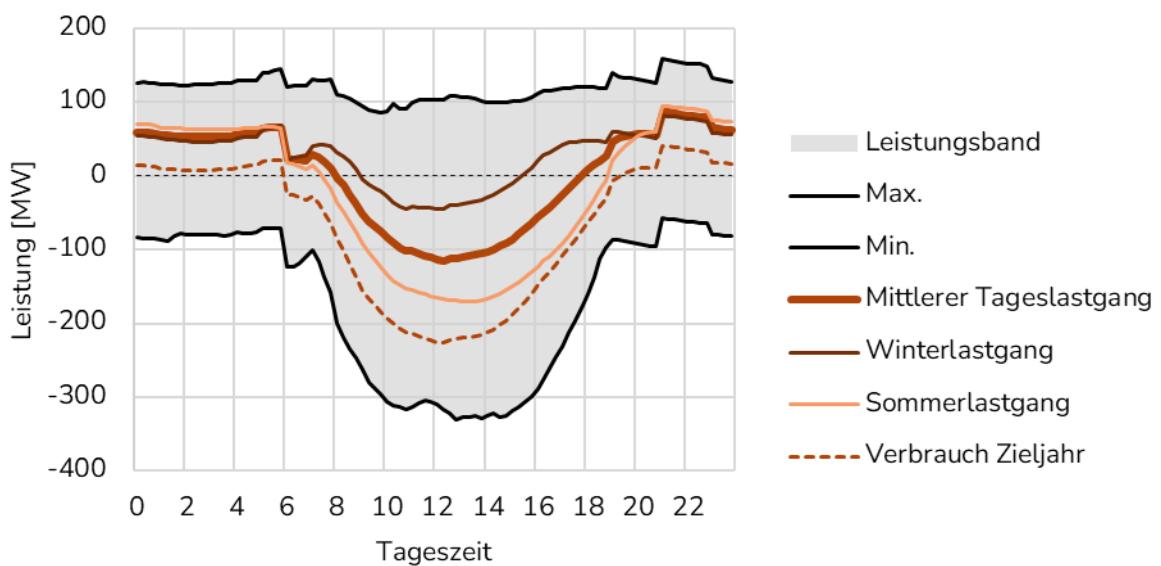


Abbildung 56: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV und WKA bei bilanziellem Ausgleich

Vergleicht man den mittleren Tageslastgang der HS-Ebene bei reduziertem Zubau von EE-Erzeugern mit dem Lastgang, welcher aus dem für das Szenario Mittelweg prognostizierten Zubau hervorgeht (siehe gestrichelte Linie in Abbildung 56), so wird u.a. ersichtlich, dass die maximale Exportleistung zur Mittagszeit nur etwa halb so hoch ist. Zudem findet nun v.a. nachts wieder ein nennenswerter Stromimport statt.

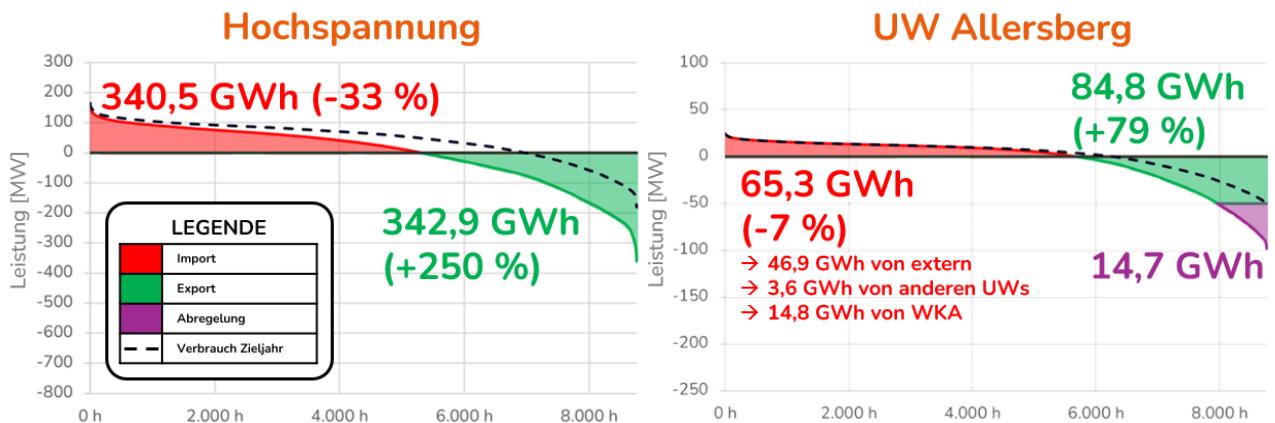


Abbildung 57: Jahresdauerlinien der Zwischenstufe Zubau PV + WKA für bilanzielle Autarkie im Mittelweg

Im Mittelweg sind bereits etwa **37 % des prognostizierten EE-Zubaus ausreichend**, um für den Landkreis eine **bilanzielle Autarkie zu erreichen**. Dabei werden ca. 205 GWh Strom durch zugebaute PV-Anlagen erzeugt und etwa 220 GWh entstehen durch zusätzlich gebaute WKA. Wichtig ist, dass die einzelnen UWs nicht zwingend bilanziell ausgeglichen sein müssen (siehe JDL des UWs Allersberg in Abbildung 57). Überschüssiger Strom kann beispielsweise zum Ausgleich von Defiziten bei anderen UWs dienen.

Tabelle 23: Bezug, Einspeisung und Abregelung je Umspannwerk und Ausgleich zwischen den Umspannwerken der Zwischenstufe Zubau PV + WKA für bilanzielle Autarkie im Mittelweg

[GWh/a]	Bezug	Einspeisung	Abregelung
Allersberg	65,3	84,8	14,7
Großhöbing	10,9	159,3	0,8
Petersgmünd	163,5	68,6	0,0
Raubersried	187,0	16,4	0,0
Roth	120,4	0,6	0,0
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]		77,5	

Beim reduzierten Ausbau von EE-Erzeugern findet deutlich weniger Abregelung im Vergleich zum prognostizierten Ausbau statt (siehe Tabelle 23). Insgesamt werden nur noch ca. 16 anstatt 121 GWh abgeregelt. Das liegt daran, dass der deutlich geringere Zubau von

PV-Anlagen auch zu geringeren Überschüssen führt, welche nur in Ausnahmefällen die Transformatorleistung der UWs überschreiten.

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.

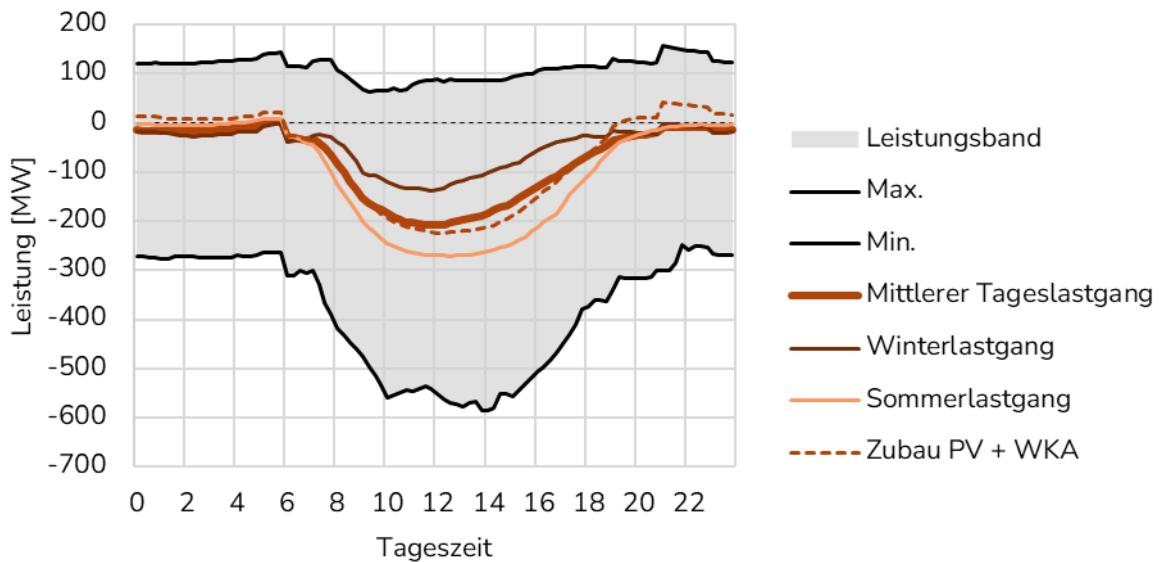


Abbildung 58: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV, WKA und BS

In der Darstellung des mittleren Tageslastgangs (Abbildung 58) ist eine zeitliche Verschiebung der Energiemengen zu erkennen. Die exportierte Leistung mittags ist leicht 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. Somit findet nun im Mittel ganztägig nahezu kein Bezug mehr statt.

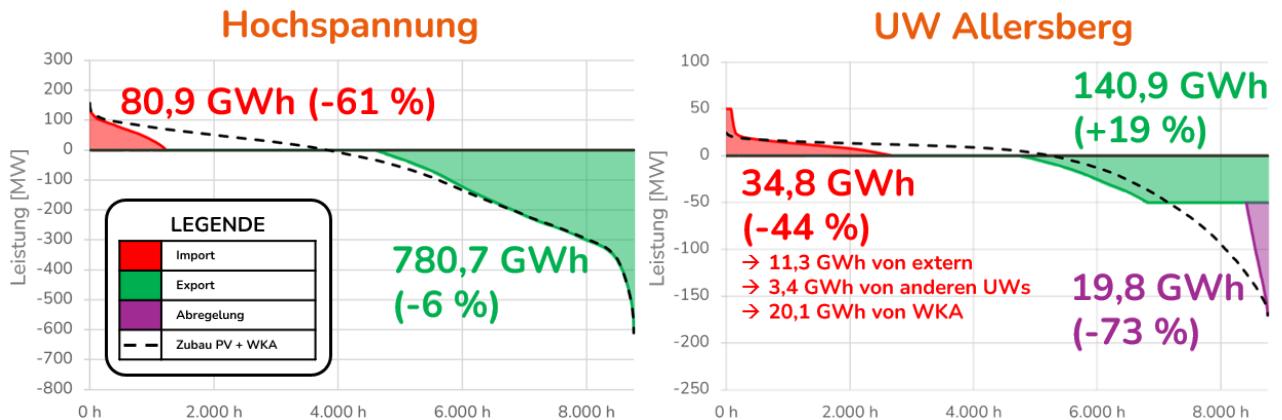


Abbildung 59: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + WKA + BS im Mittelweg

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 60 %. Zudem findet nun für etwa 3.300 – 3.800 h/a (je nach Szenario) weder Import noch Export statt („Stufe“ in JDL der Hochspannung / Leistung ist null). Bei der JDL des UWs Allersberg (Abbildung 59) ist v.a. die um 73 % geringere abgeregelte Energiemenge zu erwähnen. Außerdem findet auch hier für ca. 2.000 h/a weder Bezug noch Einspeisung statt.

Tabelle 24: 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]
Allersberg	34,8	140,9	19,8	350
Großhöbing	5,2	262,8	10,8	250
Petersgmünd	148,2	96,0	0,3	100
Raubersried	169,7	62,2	0,0	30
Roth	107,1	9,2	0,0	30
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]		137,4		$\Sigma = 760 \text{ MWh}$

In Summe wird im Szenario Mittelweg von einem Zubau von Batteriespeichern mit einer Kapazität von insgesamt 760 MWh ausgegangen (siehe Tabelle 24). Die über alle UWs hinweg abgeregelte Energiemenge kann dadurch um 74 – 90 % (je nach Szenario) reduziert werden.

Das entspricht einer weiterhin notwendigen Abregelung im Mittelweg von 31 GWh. Die abgeregelten Energiemengen der anderen Szenarien finden sich in Tabelle 28.

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 130,9 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.

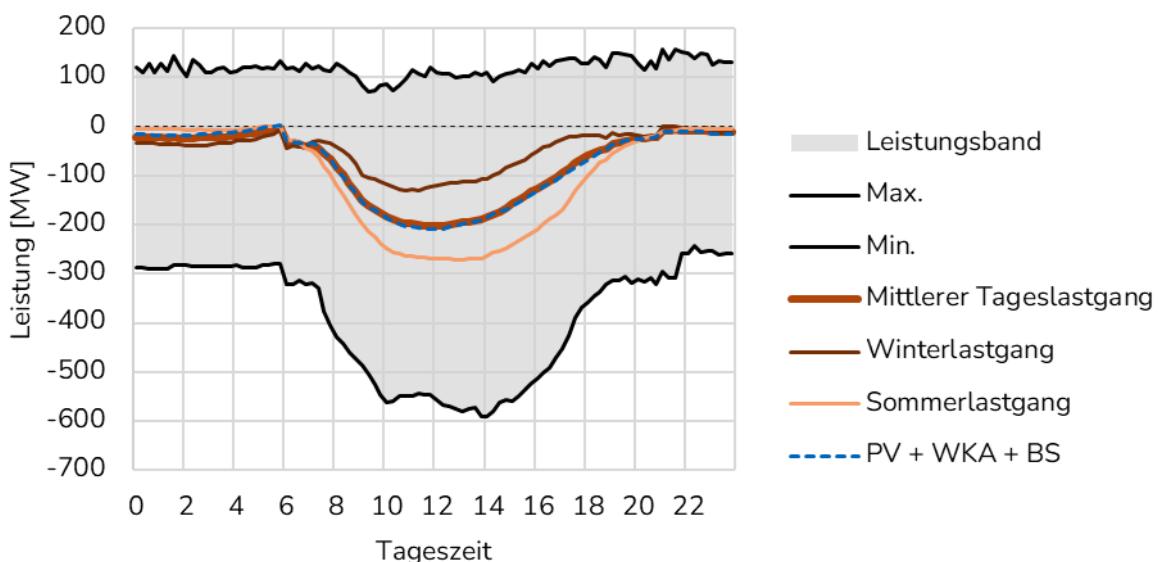


Abbildung 60: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV, WKA und BS sowie netzdienlicher Flexibilisierung bestimmter Verbraucher

Der Verlauf des Lastgangs eines mittleren Tages mit Flexibilisierung bestimmter Verbraucher unterscheidet sich nur geringfügig von dem Lastgang ohne Flexibilisierung (Abbildung 60). Dennoch sind die positiven Auswirkungen zu erkennen. 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.

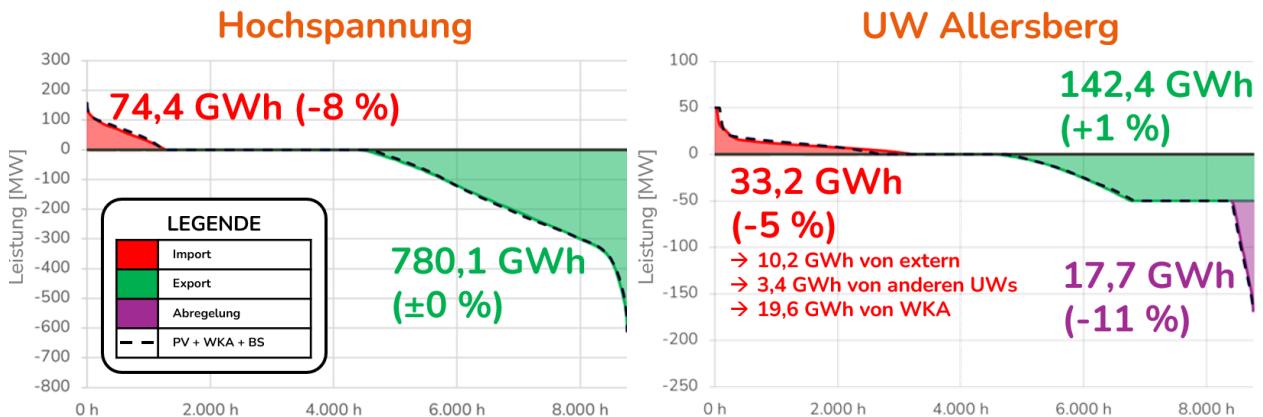


Abbildung 61: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + WK + BS + netzdienliche Flexibilisierung im Mittelweg

Die Verläufe der beiden JDL (Abbildung 61) 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 nochmals um 4 – 8 % 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 abgeregelte Strommenge um 11 – 27 % (siehe Tabelle 25). Allerdings bleibt auch bei anteiliger netzdienlicher Fahrweise die exportierten Strommengen nahezu unverändert. Bezüglich auftretender maximaler Leistungen in den JDLs ist deshalb im Allgemeinen kein signifikanter Einfluss zu erkennen.

Tabelle 25: 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]
Allersberg	33,2	142,4	17,7	350
Großhöbing	3,5	262,6	9,8	250
Petersgmünd	143,2	91,6	0,2	100
Raubersried	162,4	55,1	0,0	30
Roth	108,1	10,6	0,0	30
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]		134,2		$\Sigma = 760 \text{ MWh}$

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.

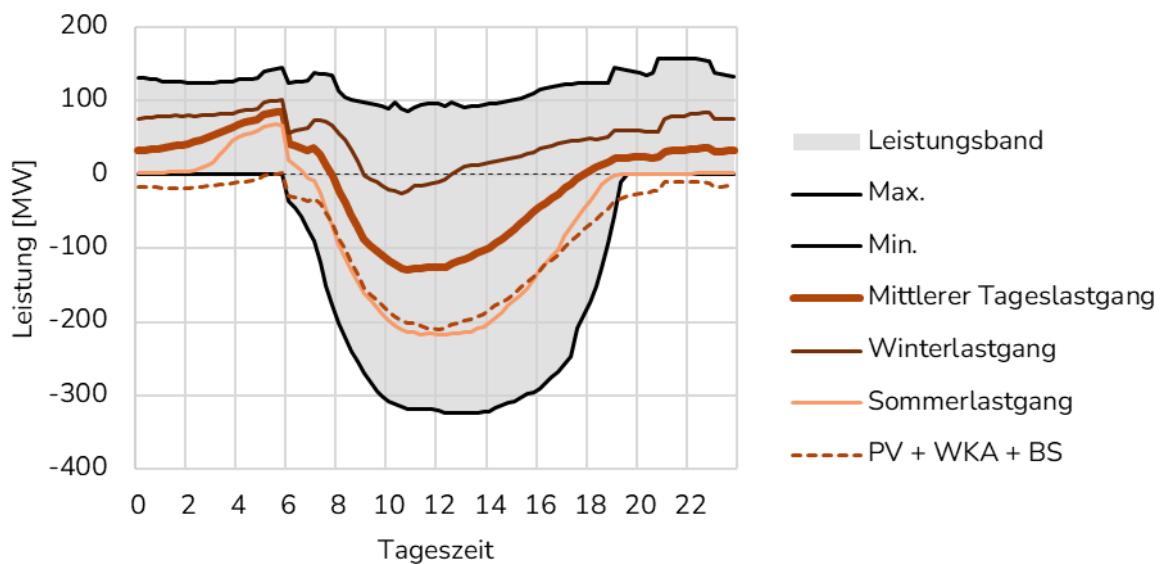
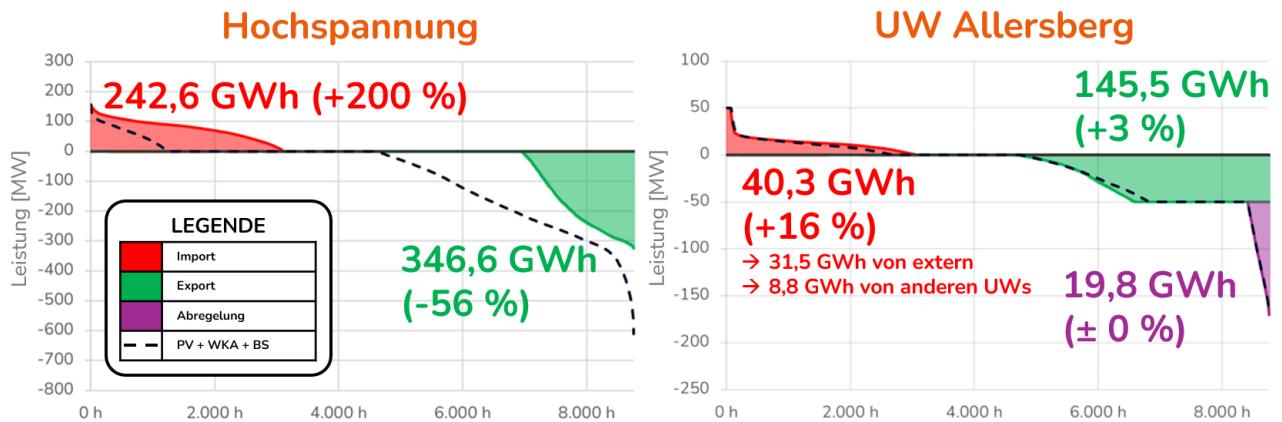


Abbildung 62: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von PV und BS, aber **ohne** Zubau von WKA

Die Auswirkungen des fehlenden Zubaus von WKA sind am mittleren Tag der HS-Ebene (Abbildung 62) deutlich zu erkennen, da nun von ca. 20 – 6 Uhr 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 63: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau PV + BS ohne WKA im Mittelweg

Der **Verzicht auf den Zubau von Windkraftanlagen** führt dazu, dass etwa **dreimal 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 3.000 – 3.500 h/a Stromimport notwendig (siehe Abbildung 63). Mit Zubau von WKA waren es ca. 1.200 – 1.700 h/a. Gleichzeitig halbiert sich die aus dem Landkreis exportierte Strommenge. 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 weiterhin durch eine hohe Gleichzeitigkeit der Überschüsse der UWs begrenzt.

Tabelle 26: 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]
Allersberg	40,3	145,5	19,8	350
Großhöbing	6,0	262,6	10,8	250
Petersgmünd	135,6	83,0	0,3	100
Raubersried	166,1	58,4	0,0	30
Roth	106,7	9,0	0,0	30
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]		212,0		
				$\Sigma = 760 \text{ MWh}$

Insgesamt müssen weiterhin ca. 31 GWh des erzeugten Stroms abgeregelt werden (siehe Tabelle 26), was allerdings aufgrund der geringeren Gesamterzeugung einem höheren Anteil entspricht (8 % anstatt 4 % 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.

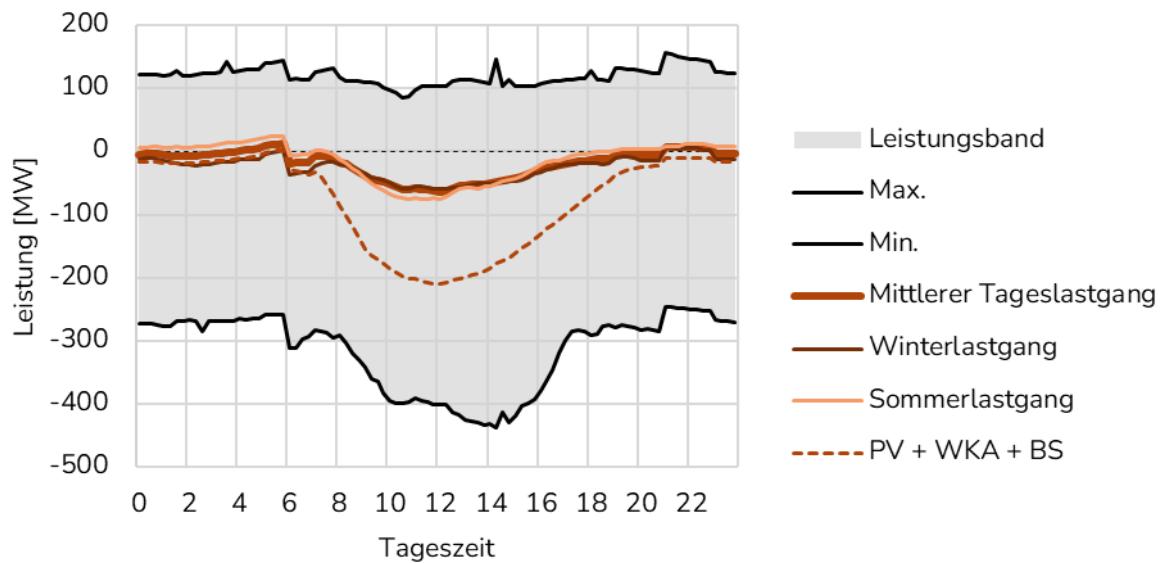


Abbildung 64: Mittlerer Tag der HS-Ebene bei Zubau von WKA und BS, aber ohne Zubau von PV

Im Gegensatz zu der in Abschnitt 7.4.4 beschriebenen Variante mit Zubau von PV, WKA und BS, zeigt sich in Abbildung 64 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.

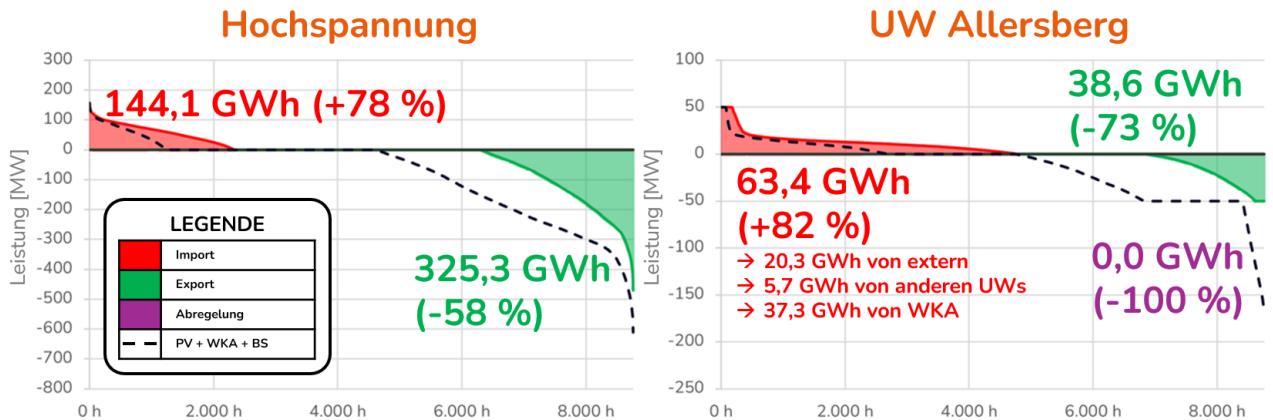


Abbildung 65: Jahresdauerlinien der Stufe Zubau WKA + BS ohne PV im Mittelweg

Die importierte Strommenge in der HS-Ebene steigt mit ca. 50 – 100 % (je nach Szenario) 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 ca. 60 % aufgrund der fehlenden PV-Erzeugung. An der JDL des UWs Allersberg (Abbildung 65) 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 leicht verringert.

Tabelle 27: 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]
Allersberg	63,4	38,6	0,0	350
Großhöbing	13,9	89,6	0,0	250
Petersgmünd	154,1	32,0	0,0	100
Raubersried	208,4	0,2	0,0	30
Roth	133,2	0,0	0,0	30
Ausgleich zwischen UWs [GWh/a]		112,3		$\Sigma = 760 \text{ MWh}$

Es findet ohne Zubau von PV-Anlagen keine nennenswerte Abregelung in der MS-Ebene mehr statt (siehe Tabelle 27). 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 Transformatormaximalleistungen 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 28 werden zusammenfassend der Verlauf der abgeregelten Energiemengen je Szenario dargestellt.

Tabelle 28: 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	184 (15 %)	121 (13 %)	48 (8 %)
Verbrauch Zieljahr + PV +WKA (bilanzieller A.)	33 (7 %)	16 (4 %)	11 (4 %)
Verbrauch Zieljahr + PV + WKA + BS	48 (5 %)	31 (4 %)	5 (1 %)
Verbrauch Zieljahr + PV + WKA + BS + Netzdienlich	40 (4 %)	28 (3 %)	4 (1 %)
Verbrauch Zieljahr + PV + BS (ohne WKA-Zubau)	48 (11 %)	31 (8 %)	4 (2 %)
Verbrauch Zieljahr + WKA + BS (ohne PV-Zubau)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)

8 Maßnahmenkatalog

Einleitung

Der digitale Energienutzungsplan Plus soll den Landkreis Roth auf dem Weg zur Energiewende und CO2-Neutralität unterstützen, wobei gleichzeitig die Versorgungssicherheit und die Bezahlbarkeit von Energie im Fokus bleiben.

Ein koordinierter und kontinuierlicher Ausbau erneuerbarer Energien sowie der dazugehörigen Infrastruktur ist entscheidend, um langfristig stabile und bezahlbare Energiepreise zu sichern.

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

Der Katalog soll gezielt Projekte identifizieren, die zur Umsetzung des im Energienutzungsplan beschriebenen Szenarios „Mittelweg“ beitragen. Die Maßnahmen werden in enger Abstimmung mit dem im Landkreis Roth etablierten KEWe-Arbeitskreis 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.

Transparenz und Nachvollziehbarkeit:

Der Maßnahmenkatalog dokumentiert die geplanten Schritte zur Umsetzung der Energiewende im Landkreis Roth. 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 Roth 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 Stromnetzinfrastruktur detailliert analysiert. Grundlage hierfür war eine zeitlich hochauflöste 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. Der Landkreis bietet hierfür hohe Potenziale zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, der unkoordinierte Ausbau stößt jedoch an seine Grenzen und ist nicht mehr zielführend. 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, Entlastung der Netze, 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.

Darüber hinaus ist der Ausbau der Stromnetze 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 führen.

Ein wesentlicher Meilenstein zur Umsetzung der Energiewende im Landkreis Roth wurde bereits während der Erstellung des Energienutzungsplans erreicht. Unter Federführung des Landratsamtes Roth hat sich eine Kooperationsgemeinschaft, bestehend aus Kommunen, dem Landkreis und den Energieversorger im Landkreis Roth gegründet. Diese Kooperationsgemeinschaft hat das Ziel über kommunale Grenzen hinweg die Umsetzung der Energiezukunft im Landkreis Roth koordinierend zu begleiten und die Wertschöpfung in der Region zu erhalten. Die künftigen Ziele und Aufgaben der Kooperationsgemeinschaft sind in Maßnahme M1 formuliert.

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 dem KEWe-Arbeitskreis die Maßnahmen (M2- M8) 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. Die Maßnahmen M9 bis M19 dienen der Sensibilisierung der jeweiligen Zielgruppe, um die Sinnhaftigkeit zur Umsetzung zu verdeutlichen und Projekte zu initiieren.

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

Nr.	Titel der Maßnahme	Priorität	(vorwiegende) Akteure für Prüfung / Umsetzung
M1	Kooperationsgemeinschaft Energiewende im Landkreis Roth	hoch	Landkreis
M2	Strategische Positionierung zur Betreiberrolle von Batteriespeichern im Verteilnetz	mittel	Kooperationsgemeinschaft / EVU
M3	Ausbau von Batteriespeicherkapazität im Mittelspannungsnetz	hoch	Kooperationsgemeinschaft / EVU
M4	Prüfung des Einsatzes Batteriespeicher durch Dritte	hoch	Netzbetreiber
M5	Erstellung eines Konzeptes zum Umgang mit flexiblen Anschlussvereinbarungen und gemeinsamer Netznutzung (Co-Location)	hoch	Netzbetreiber

M6	Prüfung Bau bzw. Erweiterung Umspannwerke	hoch	Netzbetreiber
M7	Strategische Zielnetzplanung	mittel	Netzbetreiber
M8	Prüfung und Ausbau des Niederspannungsnetzes	mittel	Netzbetreiber
M9	Ausbau der Anschlussmöglichkeiten des Landkreises an das Höchstspannungsnetz	hoch	Netzbetreiber
M10	Periodische Aktualisierung des Energienutzungsplans / Nutzung für Netzausbauplan	hoch	Landkreis
M11	Unterstützung der Kommunen bei der Umsetzung der Erkenntnisse aus der kommunalen Wärmeplanung	mittel	Landkreis / ENA-Roth
M12	Informationsveranstaltungen / Workshops im Landkreis Roth	hoch	Landkreis / ENA-Roth
M13	Fortführung und Ausbau der Energieberatung für Privathaushalte	hoch	Landkreis / ENA Roth
M14a	Ausbau der Energieberatung für Unternehmen	mittel	Landkreis / ENA Roth
M14b	Netzwerk- und Infoveranstaltungen für Unternehmen	mittel	Unternehmerfabrik Landkreis Roth GmbH
M15	Runder Tisch Energieholzpotenziale	mittel	Landkreis als Initiator / Fach-experten Holzbranche / ENA-Roth

M16	Runder Tisch Wärmenetze	mittel	Landkreis als Initiator / Wärmenetzbetreiber / Interessenten/ENA-Roth
M17	Energetisch hocheffizienter Betrieb der Landkreisliegenschaften	mittel	Landkreis
M18	Kommunales Klimaschutznetzwerk	hoch	Landkreis / Kommunen / ENA-Roth
M19	Mobilität: Vermeiden, verlagern, verträglich gestalten / Fortführung Ausbau Ladeinfrastruktur und Fahrradwege im Landkreis	mittel	Landkreis / Kommunen

M1 Kooperationsgemeinschaft Energiewende im Landkreis Roth	Priorität: Hoch
Beschreibung und Ziel / Umsetzung	
<p>Unter Federführung des Landratsamtes Roth hat sich eine Kooperationsgemeinschaft, bestehend aus Kommunen, dem Landkreis und den Energieversorger im Landkreis Roth gegründet. Diese Kooperationsgemeinschaft hat das Ziel über kommunale Grenzen hinweg die Umsetzung der Energiezukunft im Landkreis Roth koordinierend zu begleiten und die Wertschöpfung in der Region zu erhalten.</p>	
<p>Mögliche Handlungsempfehlungen für die Kooperationsgemeinschaft:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Energienutzungsplan zeigt Potenziale zum Ausbau der Freiflächen-Photovoltaik und Windkraft auf. Hierfür sollten frühzeitig Flächen gesichert werden - Energienutzungsplan zeigt auf, dass der Einsatz von Speichern großen Mehrwert für das Gesamtsystem liefert. Es sollte geprüft werden, ob und wie die Installation von Speichern rechtlich und wirtschaftlich sinnvoll umgesetzt werden kann. - Fachkreis Koordinierte Energiewende (KEWe) als Impulsgeber und Wissensplattform nutzen - KEWe-Fachkreis fortführen zur Unterstützung und als fachliche Begleitung der Kooperationsgemeinschaft - Mittelfristiges Ziel: Gründung einer Projektentwicklungsgesellschaft zur Umsetzung von EE-Projekten 	
Zeitraum:	sofort
Verantwortliche Stakeholder:	Landratsamt, ENA Roth, Kommunen, Energieversorger/Netzbetreiber im Landkreis

M2 Strategische Positionierung zur Betreiberrolle von Batteriespeichern im Verteilnetz	Priorität: mittel
Beschreibung und Ziel	
<p>Marktorientierte betriebene Batteriespeicher können unter aktuellen Rahmenbedingungen ohne Fördermittel wirtschaftlich interessante Maßnahmen darstellen – vorausgesetzt, geeignete Flächen und ein leistungsfähiger Netzanschluss sind verfügbar.</p>	
<p>Ziel dieser Maßnahme ist es, dass sich die relevanten Akteure (insb. Netzbetreiber und Mitglieder der Kooperationsgemeinschaft) frühzeitig mit der Frage eines Betriebs marktorientierter Speicher auseinandersetzen. Dies umfasst sowohl die unternehmerische als auch die strategische Auseinandersetzung mit der Frage, ob, wie und in welcher Konstellation, Speicherprojekte selbst initiiert, Betrieben oder in Partnerschaft mit Dritten umgesetzt werden sollen. Da der Wettbewerb um verfügbare Flächen und Netzanschlusskapazitäten bereits begonnen hat, sollte diese Maßnahme möglichst sofort starten.</p>	
Umsetzung	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Einholung der relevanten Informationen für mögliche Umsetzung der Projekte 2. Systematische Bewertung der energiewirtschaftlichen Potenziale und Risiken eines marktorientierten Speicherbetriebs 3. Positionierung der Akteure für die Umsetzung von Batteriespeicherprojekten 	
Zeitraum:	sofort
Verantwortliche Stakeholder:	Energieversorger, Netzbetreiber, Fachkreis KEWe, Projektierer

M3 Ausbau von Batteriespeicherkapazität im Mittelspannungsnetz

Priorität: hoch

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 und Abschaltungen ohne Zwischenspeicherung des erzeugten Stromes vermeiden. Außerdem bieten die erzielten Einnahmen aus den Batteriespeichern wirtschaftliche Chancen, die langfristig zu einer stabilen Gestaltung der Netzentgelte beitragen.

Ziel dieser Maßnahme ist die konkrete Umsetzung von Speicherprojekten im Mittelspannungsnetz. Sie baut auf der in Maßnahme M2 angestoßenen strategischen Positionierung der relevanten Akteure auf und führt diese in die praktische Planung und Realisierung über.

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 Allersberg, Großhöbing, sowie Petersgmünd mit größeren Speicherkapazitäten zu rechnen.

	Netzdienliche Speicherkapazität ¹ [MWh]		
	Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Allersberg	450	350	300
Großhöbing	350	250	200
Petersgmünd	150	100	80
Raubersried	40	30	30
Roth	30	30	30

¹Betrachtung mit C-Rate von 0,5

Umsetzung

1. Dialog mit Netzbetreibern, Kommunen, Grundstückseigentümer und relevanten Akteuren:

Durch frühzeitige Kontaktaufnahme im Prozess kann die Ausbauplanung möglichst transparent gehalten werden und mögliche Bedenken frühzeitig geklärt werden.

2. Klärung möglicher Netzanschlüsse mit dem Netzbetreiber
3. Identifikation geeigneter Standorte:

Untersuchung der Flächen in räumlicher Nähe zu den Umspannwerken

4. Sicherung der Flächen:

Auswahl und rechtliche Sicherung der Standorte

5. Genehmigungsverfahren:

Einreichung eines Genehmigungsantrags

6. Planung und Bau:

Ausarbeitung einer technischen Detailplanung sowie Ausschreibung und Vergabe der Bauarbeiten

7. 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, Energieversorger, Projektierer, Fachkreis KEWe

M4 Prüfung des Einsatzes Batteriespeicher durch Dritte	Priorität: hoch
Beschreibung und Ziel / Umsetzung	
<p>Der Einsatz von Batteriespeichern im Verteilnetz kann maßgeblich zur Flexibilisierung des Energiesystems, zur Integration erneuerbarer Energien und zur Entlastung der Netzinfrastruktur beitragen. Ein wesentlicher Anwendungsfall ist dabei der netzdienliche Betrieb, beispielsweise zur Abfederung von Lastspitzen oder zur Vermeidung von Einspeisemanagement.</p>	
<p>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.</p>	
<p>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.</p>	
<p>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.</p>	
<p>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.</p>	
<p>Im Zuge dessen laufen Pilotprojekte, z. B. beim Bayernwerk, das am Standort Wutzldorf bei Cham in Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur erstmals die Ausschreibung eines</p>	

netzdienlichen Batteriespeicher durchgeführt hat. Diese und ähnliche Modellversuche liefern wertvolle Erkenntnisse für die rechtlich-technische Ausgestaltung künftiger Einsatzformen.

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.

Zeitraum:	sofort
Verantwortliche Stakeholder:	Netzbetreiber, KEWe

M5 Erstellung eines Konzeptes zum Umgang mit flexiblen Anschlussvereinbarungen und gemeinsamer Netznutzung (Co-Location)	Priorität: hoch
Beschreibung und Ziel / Umsetzung	
<p>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).</p>	
<p>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 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.</p>	
Regulatorischer Hinweis:	
<p>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 Auswirkung auf bereits geplante Anlagen oder Anlagenkonzepte ergeben.</p>	
Hinweis: Aufgrund der aktuell nicht abschließend geregelten Rechtslage ist eine enge Abstimmung mit juristischen Fachstellen dringend zu empfehlen.	
Zeitraum:	sofort
Verantwortliche Stakeholder:	Netzbetreiber, KEWe

M6 Prüfung Bau bzw. Erweiterung Umspannwerke

Priorität: hoch

Beschreibung und Ziel

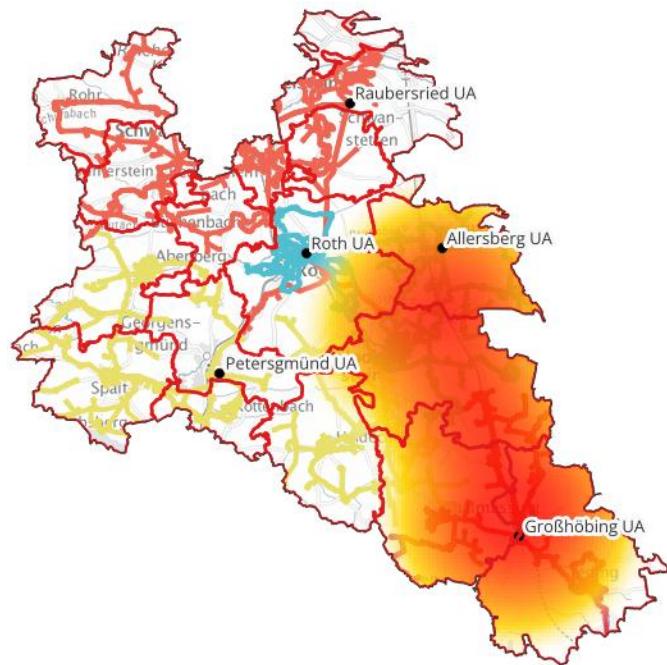
In Anlehnung an die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung für das Zieljahr 2040 lässt sich aufgrund des Photovoltaikzubaus ein gesteigerter Bedarf an Übertragungsfähigkeit zwischen Mittel- und Hochspannung ableiten. Um die Abregelung von erneuerbarem Strom zu vermindern, ist es notwendig, bestehende 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 Vollauslastung 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 Allersberg und Großhöbing wird die installierte Trafoleistung stark überschritten.

	Installierte Trafoleistung [MVA]	Spitzenleistung Rückspeisung [MW]		
		Ambitioniert	Mittelweg	Konservativ
Allersberg	50	198	168	118
Großhöbing	90	236	214	157
Petersgmünd	80	134	100	84
Raubersried	80	102	85	55
Roth	40	47	27	12

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. Abstimmung & Koordination möglicher Flächen mit Kommunen
4. Standortsicherung und Flächensicherung
5. Ausplanung und Genehmigungsverfahren
6. Umsetzung des Neu- bzw. Ausbaus
7. Inbetriebnahme und Monitoring

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

Zeitraum:	sofort
Verantwortliche Stakeholder:	Netzbetreiber, Energieversorger

M7 Strategische Zielnetzplanung	Priorität: mittel
Beschreibung und Ziel	
<p>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 des Nieder- und Mittelspannungsnetze zu erarbeiten und anhand der Wirtschaftlichkeit zu bewerten. Somit können die unterschiedlichen Netzbetreiber und Netzebenen auf ein gemeinsames Zielbild möglichst kosteneffizient aufeinander ausgerichtet werden, um die Netzentgelte möglichst gering zu halten.</p> <p>Vorausschauende Investitionen auf Basis der Zielnetzplanung eröffnen zudem die Chance, Synergien mit bereits geplanten Infrastrukturmaßnahmen zu nutzen und so weitere Kostenpotenziale zu heben. Darüber hinaus schafft die Zielnetzplanung eine hohe Investitionssicherheit und leistet einen wesentlichen Beitrag zur langfristigen Sicherstellung der Versorgungsqualität im Verteilnetz.</p>	

Beispielhafte Maßnahmen:

- Austausch der Ortsnetztransformatoren gegen regelbare Ortsnetztransformatoren
- Digitalisierung der Ortsnetztransformatoren
- Umsetzung von §14a EnWG und Realisierung von Flexibilitätsoptionen
- Netzertüchtigungs- oder Netzstrukturmaßnahmen
- Kompensationsmaßnahmen

Umsetzung

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

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

Zeitraum:	fortlaufend nach ENP
Verantwortliche Stakeholder:	Netzbetreiber, Energieversorger

M8 Prüfung und Ausbau des Niederspannungsnetzes	Priorität: mittel
Beschreibung und Ziel <p>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.</p> <p>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. Dementsprechend ist neben der Hoch- und Mittelspannung ebenso der Ausbau 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.</p>	
Beispielhafte Maßnahmen: <ul style="list-style-type: none">- 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

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

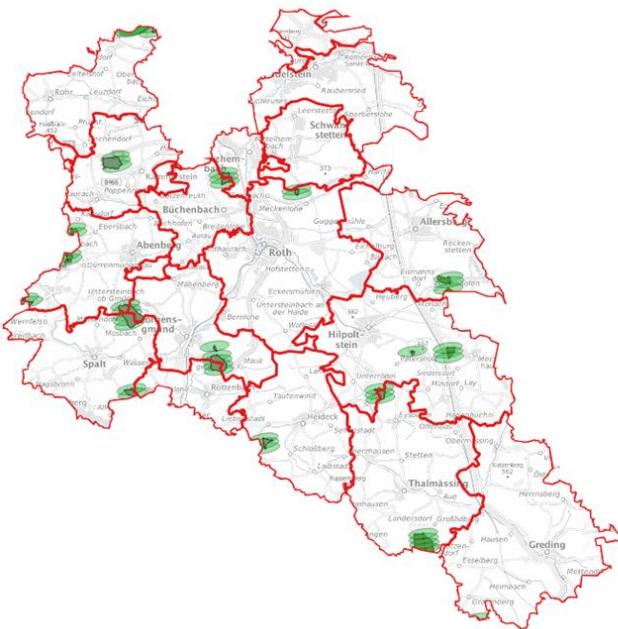
Zeitraum:	sofort
Verantwortliche Stakeholder:	Netzbetreiber, Energieversorger

M9 Anschluss des Landkreises an das Höchstspannungsnetz**Priorität: hoch****Beschreibung und Ziel**

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.

Bei der Standortwahl ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der Geräuschimmissionen ein ausreichender Abstand zu Wohngebäuden eingehalten wird. Die Straßenanbindung muss für die Baumaßnahme geeignet sein. Darüber hinaus sind diverse Umweltaspekte einzuhalten bzw. zu prüfen.

Abbildung: Georeferenzierte Darstellung der Potenziale für 7,2 MW Windkraftanlagen (grün dargestellt)

**Geplante Maßnahmen:**

Aus dem Netzentwicklungsplan (Stand April 2024) geht hervor, dass die Übertragungsnetzbetreiber TenneT und TransnetBW im Suchraum zwischen Petersgmünd und Goldshöfe bereits einen Netzausbau der Höchstspannung untersuchen (P490). Im Rahmen dessen soll im Suchraum Petersgmünd (Gemeinden Georgensgmünd/Röttenbach/Stadt Spalt) ein Neubau

eines 380-kV-Umspannwerks mit vier Transformatoren, sowie eine Volleinschleifung der bestehenden 380-kV-Leitung von Raitersaich nach Irsching erfolgen.

Umsetzung

1. Prüfung der Machbarkeit

Technische und wirtschaftliche Analyse eines Anschlusses an das Höchstspannungsnetz unter Berücksichtigung der aktuellen und der 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

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

Zeitraum:	mittelfristig
Verantwortliche Stakeholder:	Netzbetreiber, Landkreis, Kommunen, im Landkreis aktive Projektierer

M10 Periodische Aktualisierung des Energienutzungsplans / Nutzung für Netzausbauplan	Priorität: hoch
Beschreibung und Ziel	
<p>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. Insbesondere sollte hierbei der koordinierte Ausbau der erneuerbaren Energien in Verbindung mit der Umsetzung der Potenziale zur Energieeinsparung und der Transformationsprozesse angestrebt werden (siehe Energieszenario Landkreis Roth bis zum Jahr 2040). Nur der einseitige Ausbau erneuerbarer Energien ohne gleichzeitige Umsetzung der Transformationsprozesse (steigender Strombedarf) sollte vermieden werden.</p>	
<p>Die Erkenntnisse über beispielsweise die Engpässe, die sich aus der Analyse des digitalen Zwillings des Landkreises ergeben (liegen dem LRA nach Fertigstellung des ENP vor), sollen mit in den Netzausbauplan, der jährlich aktualisiert wird, aufgenommen werden. Zudem sollte auch für die weitere Planung der HS-Ebene das gesamte zu erwartende Zubaupotential 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.</p>	
<p>Aufgrund der zeitlich rasanten Entwicklung von gesetzlichen, regulatorischen und technischen Änderungen, wird eine periodische Aktualisierung des Energienutzungsplan empfohlen. 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.</p>	
<p>Die folgende Auflistung von Kennzahlen dient als Inspiration für den Aufbau eines Controlling-Systems. Ggf. kann hierfür auch eine Softwarelösung eingesetzt werden</p> <ul style="list-style-type: none">- 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 %
- kum. 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

Umsetzung

Drei-vierjährige 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 drei - vier Jahre)
Verantwortliche Stakeholder:	Landkreis mit seinen Kommunen, Netzbetreiber, EVU's

M11 Übergeordnete Unterstützung der Kommunen bei der Umsetzung der Erkenntnisse aus der kommunalen Wärmeplanung	Priorität: mittel
Beschreibung und Ziel / Umsetzung	
<p>Der Großteil der Kommunen im Landkreis Roth hat bereits mit der Ausarbeitung der kommunalen Wärmeplanung begonnen, einzelne Kommunen haben diese bereits abgeschlossen. Auf Basis der Erkenntnisse der kommunalen Wärmepläne sowie der Erkenntnisse aus dem Energienutzungsplan+ lassen sich allgemeine Handlungsempfehlungen aber auch Zukunftsfragen ableiten, deren Beantwortung viele Kommunen unterstützen könnte. Die Erstellung der kommunalen Wärmepläne liegt in der Verantwortung der einzelnen Kommunen. Unterstützend könnte der Landkreis (ggf. in Zusammenarbeit mit Fachexperten), Antworten bzw. Vorarbeiten zu einzelnen Fragestellungen klären und diese regelmäßig mit den Kommunen abstimmen. Hierdurch könnten die Kommunen insoweit unterstützt werden, dass nicht jede Kommune selbst diese Fragestellungen erörtern muss. Das Klimaschutznetzwerk der Kommunen im Landkreis Roth könnte für diesen Austausch eine gute Plattform bieten.</p>	

Mögliche Fragestellungen wären:

- Zukunft des Erdgasnetzes im Landkreis → regelmäßige Abstimmung mit den Netzbetreibern hinsichtlich der Erdgastransformationspläne
- Weitere Zukunft der Wasserstoffversorgung im Landkreis
- Ausbau Fernwärme
 - aktuelle technisch-wirtschaftliche Rahmenbedingungen vorstellen
 - Einsatz alternativer/innovativer Energieträger z.B. Abwärmenutzung, Wärme-gewinnung aus Gewässern/Flüssen usw.
 - Best-Practice Projekte besichtigen
 - Informationen zu Betreibermodellen
- Beratungsangebote für Private Haushalte und Unternehmen bewerben, z.B. für sinnvolle Einsatzmöglichkeiten der Wärmepumpen / innovative Möglichkeiten der Beheizung/Kühlung

Es wird derzeit geprüft, ob es künftig ein Förderprogramm des StMWi geben soll, in dem diese Fragestellungen durch Fachexperten erörtert werden können („Umsetzungsbegleitung kommunale Wärmeplanung“).

Zeitraum:	sofort
Verantwortliche Stakeholder:	Landratsamt, Kommunen

M12 Informationsveranstaltungen / Workshops im Landkreis Roth	Priorität: hoch
Beschreibung und Ziel	
<p>Im Rahmen der Energiewende und der Digitalisierung der Energieversorgung spielt die Aufklärung der Bevölkerung eine zentrale Rolle. Neben den rein technischen Aspekten wird ebenso eine breite Akzeptanz und ein entsprechendes Verständnis in der Bevölkerung benötigt.</p>	
<p>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. Hierbei sollte insbesondere auch darauf geachtet werden, die Bevölkerung wieder mehr für die Themen Steigerung der Energieeffizienz und Klimaschutz zu begeistern. Dies könnte z.B. über die Besichtigung von Best-Practice Projekten oder „moderner“ Sanierungstechniken bzw. Akteursbeteiligungsmodellen (z.B. Workshop-Reihe, Mentoring-Programme) erfolgen.</p>	
<p>Die Akzeptanzsteigerung für Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energie, Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung an den Gebäudehüllen und der Wissenstransfer sind dabei über verschiedene Kanäle und Formate möglich. Es wird empfohlen, Beratungsangebote im Landkreis Roth weiterhin in Präsenz (Vorträge) und regelmäßig und gezielt über Printmedien, Homepage und soziale Medien zu bewerben und auf regelmäßigen Infoveranstaltungen mit Hinweisen zu laufenden Förderprogrammen öffentlichkeitswirksam zu präsentieren.</p>	
<p>Beispielhafte Inhalte von Informationsveranstaltungen</p>	
<ul style="list-style-type: none">• Heimspeicher• Smart Metering• Chancen & Risiken dynamischer Stromtarife• Energieeffizienz im Haushalt und Unternehmen• Sanierungsmöglichkeiten• Errichtung von Effizienzhäuser	

- Elektromobilität
- Batteriespeicher / Elektrolyseur / Netzausbau
- EE-Anlagen (Windkraft / PV- (Dach- / Balkon-) Anlagen
- Regulatorkritik zu steigendem CO2-Preis – Warum eine Öl- oder Gasheizung langfristig teuer wird
- Aufbau von Gebäudeketten – Nachbarschaftliche Wärmeversorgung
- Workshop-Reihe: Stromsparcheck, Energiesparcheck, Reparierhacks, Life-Hacks, Workshops mit Fachhandwerkern (z.B. Wartung Fensterelemente, Errichtung von Balkonsolaranlagen)
- Mentoring-Programm aufbauen → Laien ausbilden, die dann kleine Unterstützungsleistungen anbieten
- Weiterführung und Verstärkung einer Behaglichkeits- und energetischen Sanierungs-offensive → auch mit kleinen bezahlbaren Schritten kann viel erreicht werden

Umsetzung

1. Auswahl geeigneter Inhalte
2. Fortführung und Ausbau der Erstellung von Informationsmaterial
3. Kooperation mit lokalen Akteuren forcieren
4. Durchführung der Veranstaltungen bzw. der Kampagnen
5. Ausbau der Nutzung digitaler Kanäle und Social-Media
6. Evaluation

Zeitraum:	laufende Umsetzung erfolgt bereits
Verantwortliche Stakeholder:	ENA-Roth & Landkreis als Initiator mit Unterstützung durch externe Fachbüros, Energieversorger, lokale Unternehmen

M13 Fortführung und Ausbau der Energieberatung für Privathaushalte	Priorität: hoch
Beschreibung und Ziel / Umsetzung	
<p>Der Landkreis Roth bietet seinen Bürgerinnen und Bürgern seit bereits über 30 Jahren die Möglichkeit zur Inanspruchnahme von Energieberatungen über die unabhängige EnergieBeratungsAgentur des Landkreises Roth, kurz ENA-Roth. In den Energieberatungen werden gezielte Informationen in Bezug auf Möglichkeiten zur Energieeinsparung, Sanierung und Optimierungsmaßnahmen an Gebäude und Heizinfrastruktur in Verbindung mit Fördermittelberatung an die Hand gegeben. Und es werden Beratungen für die Errichtung energieeffizienter Wohngebäude angeboten. Darüber hinaus werden den Bürgerinnen und Bürgern sowie immobilienwirtschaftlichen Unternehmen die Möglichkeiten und Vorteile, Nutzen und Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien aufgezeigt.</p>	
<p>Das seit Jahren bestehende Solardachkataster für den Landkreis Roth sollte weiterhin als Baustein für die Beratungen zur Verfügung gestellt werden und die Möglichkeiten hinsichtlich Wärme- und Stromeigennutzung aufzeigen (Möglichkeiten könnten geprüft werden, wie das Solardachkataster nutzerfreundlich aktualisiert und ggf. mit einem Gründachkataster ergänzt werden kann).</p>	
Zeitraum:	fortlaufend
Verantwortliche Stakeholder:	ENA Roth / Landratsamt

M14a Ausbau der Energieberatung für Unternehmen	Priorität: mittel
Beschreibung und Ziel / Umsetzung	
<p>Der Landkreis Roth bietet bereits seinen Unternehmen im relativ geringen Umfang die Möglichkeit zur Inanspruchnahme von Energieeffizienzberatungen über die unabhängige EnergieberatungsAgentur des Landkreises Roth, kurz ENA-Roth. In den Energieeffizienzberatungen werden gezielte Informationen und Unterstützung in Bezug auf Möglichkeiten zur Energieeinsparung, Effizienzsteigerungen, Nutzung erneuerbarer Energien und Sanierung bzw. Optimierungsmaßnahmen an Gebäude und Heizinfrastruktur in Verbindung mit Fördermittelberatung und Vermittlung von Effizienzberatern angeboten.</p>	
<p>Durch weitere Sensibilisierung / Information sollten die Betriebe zur Durchführung und Inanspruchnahme von Energieberatungen motiviert werden. Hierfür sollte eine verstärkte Zusammenarbeit z.B. mit der Unternehmerfabrik und IHK geprüft und angestrebt werden. Der Ausbau des Netzwerkes externer Berater und Beratungsfirmen sollte verstärkt werden.</p>	
Zeitraum:	langfristig
Verantwortliche Stakeholder:	ENA Roth / Landratsamt, Unternehmerfabrik, IHK, Effizienzberater

M14b Netzwerk- und Infoveranstaltungen für Unternehmen	Priorität: mittel
Beschreibung und Ziel / Umsetzung	
<p>Im Zuge der Energiewende und der Digitalisierung der Energieversorgung stehen Unternehmen vor der Herausforderung, ihre Prozesse nachhaltiger und energieeffizienter zu gestalten. Gleichzeitig steigt der externe Druck: Große Auftraggeber und Geschäftskunden fordern zunehmend Nachweise über Nachhaltigkeit, Klimastrategien und Energieeffizienz. Ohne entsprechende Zertifizierungen oder CO₂-Bilanzen verlieren viele KMU bereits heute Aufträge oder werden bei Ausschreibungen nicht berücksichtigt.</p> <p>Ziel dieser Maßnahme ist es daher, Unternehmen im Landkreis Roth durch praxisnahe Informations- und Austauschformate zu befähigen, Potenziale zu erkennen, Fördermöglichkeiten zu nutzen und sich mit anderen Akteuren zu vernetzen. Die Veranstaltungen sollen konkrete Handlungsoptionen aufzeigen und den Wissenstransfer zwischen Wirtschaft, Wissenschaft und Verwaltung fördern.</p>	
Veranstaltungsformat: <ul style="list-style-type: none"> • Informations- und Austauschveranstaltungen direkt bei Unternehmen vor Ort, die bereits erfolgreiche Maßnahmen umgesetzt haben (Best-Practice-Beispiele) • Fachimpulse durch externe Referenten z. B. von: <ul style="list-style-type: none"> • IHK Nürnberg für Mittelfranken • Hochschulen und Forschungseinrichtungen • Bayern Innovativ • Unternehmern aus der Region mit konkreten Umsetzungserfahrungen • Moderierter Austausch zwischen Teilnehmenden zur Vernetzung und gegenseitigen Inspiration 	
Beispielhafte Inhalte: <ul style="list-style-type: none"> • CO₂-Bilanzierung & Fußabdruck: Methoden, Tools, Praxisbeispiele • Energiemanagement & Zertifizierung: ISO 50001, EMAS, Auditverfahren 	

- Förderprogramme: Investitionen in energieeffiziente Maschinen, Ladeinfrastruktur, E-Mobilität
(inkl. aktueller Förderübersicht, z. B. E-Auto-Förderung 2025)
- Energieeffizienz in der Produktion & im Gebäude: Sanierung, Abwärmenutzung, intelligente Steuerung
- Praxisbeispiele aus der Region: Erfolgreiche Umsetzungen durch lokale Unternehmen
- Ladeinfrastruktur & Fuhrparkumstellung: Förderungen, Technik, Betriebskonzepte
- Transformationsprozesse, Beispiele, Konzepte und Vorgehen
- Nachweise Nachhaltigkeit und Lebenszyklusanalyse der Produkte

Zeitraum:	langfristig
Verantwortliche Stakeholder:	Unternehmerfabrik Landkreis Roth GmbH

M15 Runder Tisch Energieholzpotenziale		Priorität: mittel
Beschreibung und Ziel / Umsetzung		
<p>Ein zentraler Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität ist der Wärmesektor. Die Ergebnisse der Ist-Analyse im Energienutzungsplan zeigen, dass rund 40% 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. 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 Energieträger im Landkreis Roth für die regenerative Wärmeversorgung ist hierbei die nachhaltige Nutzung von Energieholz in Form von z.B. Hackschnitzeln, Pellets, Scheitholz. Im Rahmen des Energienutzungsplans 2022 hat daher eine Abstimmung mit allen relevanten Akteuren hinsichtlich realistischer Ausbaupotenziale der Energieholznutzung im Landkreis stattgefunden. Die Fachexperten sehen momentan noch einzelne Potenziale zur verstärkten nachhaltigen Energieholznutzung (z.B. aktuell aufgrund von Käferbefall, Klimaschäden), die jedoch in der mittel- bis langfristigen Perspektive, mit Vorsicht zu betrachten sind. Insgesamt wird das nachhaltige Potenziale in der Region als weitgehend erschöpft gesehen.</p>		
<p>Es wird empfohlen, einen „Runden Tisch Energieholzpotenziale“ z.B. einmal jährlich zu initiieren, bei dem eine realistische Einschätzung der regionalen Energieholznutzung 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</p>		
<p>Hinweis: Es wird empfohlen, die weitere Vorgehensweise auch mit den Nachbarlandkreisen abzustimmen</p>		
Zeitraum:	ab Jahr 2026 jährlich	
Verantwortliche Stakeholder:	Landratsamt als Initiator, regionale Fachexperten der Holzbranche (z.B. Biomasse GmbH, AELF, Forstbetriebsgemeinschaften, BBV), ENA-Roth, ggf. interessierte EVU's	

M16 Runder Tisch Wärmenetze**Priorität: mittel****Beschreibung und Ziel / Umsetzung**

Ein zentraler Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität ist der Wärmesektor. Die Ergebnisse der Ist-Analyse im Energienutzungsplan zeigen, dass rund 40% 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 Roth 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.

Aktuell wird über das Regionalmanagement ein Stammtisch der bestehenden Wärmenetzbetreiber geplant. Ziel ist es, dass die Netzbetreiber aus dem LK vernetzt werden. Die Treffen werden 2x im Jahr stattfinden. Die Koordination läuft über das Regionalmanagement mit Unterstützung der Klimaschutzstelle. Das erste Treffen findet voraussichtlich im November 2025 statt. Es sollte geprüft werden, ob auch Interessenten zum Betrieb neuer Wärmenetze 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.

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 2x jährlich
Verantwortliche Stakeholder:	Landratsamt, regionale Wärmenetzbetreiber und Interessenten als Teilnehmer, ENA Roth, ggf. interessierte EVU's

M17 Energetisch hocheffizienter Betrieb der Landkreisliegenschaften	Priorität: mittel
Beschreibung und Ziel	
<p>Wie im Energienutzungsplan beschrieben, kommt der energetischen Sanierung bzw. dem hocheffizienten Betrieb öffentlicher Liegenschaften / Einrichtungen eine entscheidende Vorbildfunktion zu. Aus diesem Grund sollte auch weiterhin auf einen hocheffizienten energetischen Standard geachtet und frühzeitig Maßnahmen zu weiteren Optimierungsmaßnahmen angegangen werden. Neben der energetischen Sanierung der Gebäudehülle sollte auch ein aktives Energiemanagementsystem betrieben werden und bei Lüftungsanlagen, Beleuchtung und der Optimierung der Haustechnik auf einen weiterhin höchstmöglichen energetischen Standard geachtet werden. Alle sinnvoll für Photovoltaik nutzbaren Dächer sollten weiterhin belegt und mit Batteriespeichern, wo diese für einen wirtschaftlichen und netzdienlichen sinnvollen Betrieb sinnvoll sind (z.B. eigenbedarfsorientiert), installiert werden.</p>	
Umsetzung	
<ul style="list-style-type: none"> • Einführung eines Verbrauchsmonitorings bzw. Energiemanagementsystems, wo noch nicht vorhanden • Potenziale identifizieren, z.B. anhand eines kommunalen Energiemanagements • Ausarbeitung einer Prioritätenliste für Landkreisliegenschaften • Unterstützung beim Anstoßen und Ausarbeiten von Sanierungs-Fahrplänen etabliert kontinuierliche Verbesserungsprozesse 	
<p>Für die Einführung sollte geprüft werden, ob Förderprogramme wie z.B. vom StMUV (FörderSchwerpunkt „Klimaschutz in Kommunen“) oder der Kommunalrichtlinie in Anspruch genommen werden können.</p>	
Zeitraum:	Kurz-mittelfristige Ausarbeitung der Prioritätenliste, z.B. im Rahmen eines Kommunalen Energiemanagements. Anschließend kontinuierliche Durchführung der Sanierungsmaßnahmen
Verantwortliche Stakeholder:	Kommunen / Landratsamt / ENA-Roth

M18 Kommunales Klimaschutznetzwerk der Landkreiskommunen	Priorität: hoch
Beschreibung und Ziel / Umsetzung	
<p>Der Landkreis Roth sowie die Kommunen im Landkreis waren bereits Teilnehmer in kommunalen Klimaschutznetzwerken. Die erfolgreiche Netzwerkarbeit soll mit dem Fokus „interkommunaler Ausbau der erneuerbaren Energien mit Speichertechnologien“ fortgeführt werden. Hierfür wurde bereits während der Erstellung des Energienutzungsplans ein Förderantrag beim Bund gestellt. Ziel der Netzwerkarbeit ist der regelmäßige Erfahrungsaustausch und die interkommunale Prüfung von Maßnahmen zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende.</p>	
<p>Hinweis: Es wird empfohlen, die Erkenntnisse aus dem Klimaschutznetzwerk auch mit den Nachbarlandkreisen abzustimmen. Zudem wird empfohlen, die Teilnehmer des KEWe zu einzelnen Netzwerktreffen einzuladen.</p>	
Zeitraum:	Voraussichtlich Frühjahr 2026
Verantwortliche Stakeholder:	Kommunen des Landkreises

M19 Mobilität: Vermeiden, verlagern, verträglich gestalten / Fortführung Ausbau Ladeinfrastruktur und Fahrradwege im Landkreis
Priorität: mittel
Beschreibung und Ziel / Umsetzung

Die Berechnungen im ENP+ zeigen, dass im Landkreis Roth mehr als 40% des Energiebedarfs für die Mobilität benötigt werden. Die Transformation des Verkehrssektors ist somit ein wesentlicher Baustein der Energiewende und des Erreichens der Klimaschutzziele. Die Umsetzung von Einsparmaßnahmen bzw. die Umstellung auf klimafreundlichere Mobilität liegt zum Großteil in der Verantwortung der Bürgerinnen und Bürger sowie der Unternehmen.

Dennoch kann ein Landkreis auf vielfältige Weise zur Verkehrswende beitragen – also zur Umstellung auf nachhaltige, umweltfreundliche und sozial gerechte Mobilität. Hier sind mögliche Maßnahmen, die ein Landkreis bzw. eine Kommune ergreifen kann. Eine detaillierte Aufstellung von Maßnahmen im Bereich Mobilität ist nicht Bestandteil des Energienutzungsplans. Vielmehr soll hier nur eine grobe Übersicht stehen, die als Basis für die Ausarbeitung weitergehender Maßnahmen dienen kann:

1. Radverkehr fördern

- Ausbau sicherer und durchgängiger Radwegenetze
- Einrichtung von Fahrradstraßen und Radschnellwegen
- Anregen und Unterstützen von Fahrradabstellanlagen an Bahnhöfen, Unternehmen, Schulen und öffentlichen Einrichtungen

2. Öffentlichen Nahverkehr stärken

- Taktverdichtungen und bessere Anbindung ländlicher Gebiete
- Ausbau von Rufbussen, -taxi, Bürgerbussen oder On-Demand-Angeboten

3. Carsharing und Mitfahrangebote

- Förderung von Carsharing-Angeboten, besonders in kleineren Orten
- Aufbau von Mitfahrplattformen für regionale Fahrgemeinschaften in den Kommunen
- Reservierte Parkplätze für Carsharing-Fahrzeuge

4. Elektromobilität unterstützen

- Ausbau der Ladeinfrastruktur für E-Autos und E-Bikes
- Förderung von E-Fahrzeugen in der Kreisverwaltung und im ÖPNV
- Informationskampagnen zur E-Mobilität

5. Verkehrsvermeidung und Stadtplanung

- Siedlungsentwicklung nach dem Prinzip der kurzen Wege
- Verkehrsberuhigung in Ortskernen (z. B. Tempo 30, autofreie Zonen)

6. Öffentlichkeitsarbeit und Beteiligung

- Informationskampagnen zur Verkehrswende und nachhaltiger Mobilität
- Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger an Mobilitätskonzepten
- Mobilitätsmanagement in Schulen, Betrieben und Verwaltungen

7. Strategische Planung

- Erstellung eines integrierten Mobilitätskonzepts
- Zusammenarbeit mit Nachbarkommunen / Landkreisen und Verkehrsverbünden
- Nutzung von Förderprogrammen (z. B. Bundesförderung nachhaltige Mobilität)

Hinweis: Die Metropolregion Nürnberg erstellt gerade eine integrierte Strategie für die Mobilitäts- und Energiewende. Die Erkenntnisse der Studie sollten in die Maßnahmenentwicklung / Umsetzung des Sektors Mobilität mit einfließen

Zeitraum:	langfristig
Verantwortliche Stakeholder:	Landratsamt, Kommunen, Unternehmen Die Umsetzung ist maßgeblich an Förderprogramme des Bundes und der Länder gekoppelt

9 Zusammenfassung

Mit dem digitalen Energienutzungsplan Plus für den Landkreis Roth wurde ein Instrument zur Umsetzung einer nachhaltigen Energieerzeugungs- und Energieversorgungsstruktur erarbeitet, um die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien sinnvoll voranzutreiben. Hierbei konnte auf Vorarbeiten des im Jahr 2023 abgeschlossenen Energienutzungsplans zurückgegriffen werden.

Mit der in diesem Projekt ausgearbeiteten Analyse hinsichtlich Aufnahmefähigkeit der regionalen Stromnetze unter Berücksichtigung etwaiger Ausbauplanungen der Netzbetreiber, sowie der nutzbaren Speichertechnologien, 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 Plus wurde eine umfassende Analyse technischer Potenziale erneuerbarer Energien (EE) im Landkreis durchgeführt. Hierbei zeigt sich, dass der Landkreis Roth insbesondere im Bereich Photovoltaik und Windkraft aufgrund seiner topografischen Bedingungen große Potenziale zum weiteren Ausbau EE bietet. Gleichzeitig wurde im Rahmen des Energienutzungsplans Plus auch eine detaillierte Analyse der Stromnetzinfrastruktur durchgeführt. Diese basiert auf einer zeitlich hochauflösten 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 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. 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 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 Energienutzungsplans Plus 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. Dies würde einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten und gleichzeitig zu einer Steigerung der regionalen Wertschöpfung führen.

10 Literaturverzeichnis

- [1] Institut für Energietechnik Amberg, „Digitaler Energienutzungsplan für den Landkreis Roth“. 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.landratsamt-roth.de/uwao-api/web/files/bypath/Subportal%20-%20Klima/Abschlussbericht_digENP-LKRoth.pdf
- [2] 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/>
- [3] K. Dünzen, S. Krieger, und D. Ritter, „Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland“, Aug. 2024.
- [4] 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>
- [5] Bundesregierung, *Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen*. 2025. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.recht.bund.de/bgbI/1/2025/51/VO>
- [6] 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
- [7] 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-empfiehlt-ansteuerbarkeit-auch-fuer-photovoltaik-anlagen-unter-25-kilowatt/>

- [8] L. Hirth, „Achtung, Stromüberschuss!“ [Online]. Verfügbar unter: https://www.linke-din.com/posts/lionhirth_achtung-strom%C3%BCberschuss-activity-7239226189599428608-hd7y?utm_source=share&utm_medium=member_desktop&rcm=ACoAAEQIdRgBUMqcCOdUStIpw7BGvi8T7iYzrrU
- [9] S. Dierks, „Pflicht-Rollout bei fast 14 Prozent“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/251651/pflicht-rollout-bei-fast-14-prozent>
- [10] 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/>
- [11] 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/>
- [12] B. Strohmayer, „VNB-Defizite bei der Anbindung von Photovoltaik und ‚Qualitäts-Consumer‘“, 28. September 2024.
- [13] 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
- [14] 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>
- [15] 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-uebergangsloesung>

- [16] 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/>
- [17] Next Kraftwerke GmbH, „Was ist die Marktpreämie?“ Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/marktpraemie>
- [18] Next Kraftwerke GmbH, „Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung>
- [19] 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>
- [20] 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/>
- [21] 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>
- [22] 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
- [23] 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

- [24] J. Figgener u. a., „The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023)“, 2022, arXiv. doi: 10.48550/ARXIV.2203.06762.
- [25] 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>
- [26] 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-abschaffen-176560?id=176560>
- [27] Bundesnetzagentur, „Startseite | MaStR“. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- [28] 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
- [29] 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
- [30] Bayerische Staatsregierung, „Energieatlas Bayern“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas.bayern.de/>
- [31] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Hrsg., „Bayernplan Energie 2040“. Juli 2023. doi: 10.34805/ffe-17-23.

- [32] 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>
- [33] 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
- [34] 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>
- [35] Bdew, „BDEW zur EU-Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie“. 12. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/bdew-zur-eu-gebaeudeenergieeffizienz-richtlinie/>
- [36] 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
- [37] 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>
- [38] Deutscher Bundestag, *Erneuerbare Energien Gesetz: EEG*. 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/inhalts_bersicht.html

- [46] Kraftfahrt-Bundesamt, „Fahrzeuge - Bestand“. Zugegriffen: 20. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand_node.html
- [47] 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>
- [48] Die Bundesregierung, „Nachhaltige Mobilität“. Zugegriffen: 4. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/nachhaltige-mobilitaet-2044132>
- [49] 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>
- [50] Umweltbundesamt, „Fahrleistungen, Verkehrsleistung und Modal Split“. Zugegriffen: 4. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/fahrleistungen-verkehrsaufwand-modal-split#fahrleitung-im-personen-und-guter-verkehr>
- [51] 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
- [52] „Solardachkataster Landkreis Roth“, Solardachkataster Landkreis Roth. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.landratsamt-roth.de/themen/bauen-wohnen/naturschutz-umwelt/klimaschutz/solardachkataster>
- [53] Deutscher Bundestag, *Bundesimmisionsschutzgesetz*. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/>
- [54] Freistaat Bayern, *Bayerische Bauordnung*. 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-bayern.de/Content/Document/BayBO>

- [55] Regierung von Oberfranken, „Regionaler Planungsverband Oberfranken-West- Fortschreibung des Teilkapitels B V 2.5.2 ‚Windenergie‘: Beschluss über die Einleitung des Beteiligungsverfahrens“, Nov. 2024.
- [56] Bayerisches Landesamt für Statistik, „Statistik kommunal Bayern“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.statistik.bayern.de/produkte/statistik_kommunal/index.html
- [57] Bayerisches Landesamt für Umwelt, „Tiefe Geothermie“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.lfu.bayern.de/geologie/geothermie/geothermie_tief/index.htm
- [58] „Free Open-Source Weather API | Open-Meteo.com“. Zugegriffen: 6. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://open-meteo.com/>